



**Brazil  
Windpower  
Papers**

**20 e 21  
Outubro  
2021**



**ARTIGOS  
TRABALHOS TÉCNICOS**

ISBN: 978-65-00-48054-2



# ÍNDICE

## CATEGORIA 1.0 – ANÁLISE DE RECURSOS DO VENTO

- 1.1 Análise da intensidade de turbulência do vento em topo de edifício situado em centro urbano
- 1.2 Análise da Variabilidade Temporal e Espacial do Vento no Subsystema Nordeste Utilizando o Conjunto de Dados AgERA5
- 1.3 Avaliação do potencial eólico de campos de produção da bacia de Campos e de Santos
- 1.4 Resultados Operacionais de Efeitos da Interação entre o Fluxo Atmosférico e Configuração de Parque Eólico Estreitamente Espaçada
- 1.5 Complementariedade entre a Geração Eólica e Solar do Interior do Nordeste e seus Impactos nos Estudos Elétricos
- 1.6 The complementarity of wind and solar power with hydroelectricity in the state of Bahia
- 1.7 Desenvolvimento de um Modelo de Previsão Eólica Semanal para Planejamento de Curto Prazo
- 1.8 Modelo de estimação de geração eólica a partir de dados de vento observado e curvas vento x potência
- 1.9 Technical potential of offshore wind energy in Northeastern Brazil: an alternative to a sustainable development of electricity system
- 1.10 Valorização de Ativos através do investimento em P&D

## CATEGORIA 2.0 –NOVAS TECNOLOGIAS

2.1 A influência do avanço tecnológico dos aerogeradores no ganho de escala de Projetos Eólicos *Offshore*

2.2 Aumento da capacidade operativa de linhas de transmissão aplicado na geração eólica: Estudo de caso do Parque Eólico Serra das Vacas

2.3 Cálculo de viabilidade econômica da inclusão de banco de baterias em um parque eólico - Um estudo de caso.

2.4 Potencial Econômico da Energia Eólica Offshore no Brasil: Aplicação de restrições técnicas, ambientais e sociais e estimativa de custos

2.5 Stochastic modelling applied to Hybrid Energy Projects in Brazil

2.6 A transformação de um produto modelado para um cliente em uma solução na nuvem para análise de complexos eólicos

2.7 Análise CFD de perfil de pá de microturbina eólica de eixo horizontal utilizando modelo de turbulência Spalart-Allmaras

2.8 Avaliação da degradação mecânica do concreto reforçado com fibras de aço sob fadiga: aplicação em torres eólicas

2.9 Contribuições de Engenharia Costeira ao Projeto de Parques Eólicos Offshore

2.10 Nacelle Efficiency Performed in Test Benches – The Metrological Traceability for the input Mechanical Power

## CATEGORIA 3.0 – REGULAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO

3.1 Considerations and Concerns About Underwater Noise Emission for Offshore Wind Turbines

3.2 Impacto da Evolução do Perfil do Preço Horário nos Contratos de Energia Considerando Diferentes Empreendimentos de Geração Eólica e Solar no Brasil

3.3 O desafio de regulamentação do Constrained-Off Eólico no Brasil: Uma análise da evolução e posicionamento da Aneel entre 2014-2021

3.4 Panorama da regulação da geração eólica offshore: análises do caso europeu e do caso brasileiro

3.5 Viabilidade econômico-regulatória da eólica offshore no Brasil: cenário atual, desafios e oportunidades

## CATEGORIA 4.0 – O & M

4.1 Automatic Failure Detection and Prognosis Through the Integration of Vibration, Oil and Acoustic Analysis in a Wind Turbine on the Northeast of Brazil.

4.2 Detecção de desequilíbrio de massa e aerodinâmico em rotor de aerogeradores utilizando técnica de aprendizado de máquina

4.3 Extreme weather events and their relationship with the output power of a wind tower

4.4 On the use of stacked autoencoders to detect potential anomalies in wind turbine gearboxes: a preliminary investigation based on raw measured data

4.5 Online anomaly detection for Wind Turbines using machine learning technique applied in medium frequency operational data

4.6 Detecção e análise de perdas de performance em geradores eólicos

4.7 Identificação Estatística de Anomalias nas Variáveis dos Aerogeradores

4.8 Manutenção de redes de média tensão subterrâneas com base em condições do sistema de cabos: Métodos de diagnósticos

4.9 Rápido Restabelecimento de Parque Eólico com Utilização de Sensores de Falta para Identificação do Trecho Sob Defeito

4.10 Internal Arc & Arc-flash in HV/MV Switchgear – White Paper

## CATEGORIA 5.0 – BENEFÍCIOS AMBIENTAIS, SOCIAIS E ECONÔMICOS

5.1 Análise do potencial impacto da energia eólica offshore no Brasil

5.2 I-RECs Panorama Atual e Perspectivas do Mercado de Certificados de Energia Renovável

5.3 Panorama geral na identificação de áreas para a implantação de parques eólicos offshore no RN

5.4 The economic impact of wind power development on local economies

5.5 Ventos e Ciclos para Melhor Qualidade de Vida

5.6 Análise prévia do valor da dependência do solo para as atividades agrícolas com a possível implantação do Parque Eólico da Serra em São Francisco de Paula – RS

5.7 Avaliação das diretrizes de pré-licenciamento, licenciamento e pós-licenciamento ambiental

## CATEGORIA 6.0 – MISCELÂNEAS

6.1 Considerations on thermomechanical analysis of wind tower concrete foundations

6.2 Governança policêntrica, governança corporativo e gestão no setor eólico brasileiro

6.3 Mapeamento dos Processos de Renovação de Licenças Ambientais vinculadas ao Núcleo de Parques Eólicos (NUPE/IDEMA)

6.4 Proposed Methodology for Calculating P90 – Case Study

6.5 Requisitos portuários para o setor eólico offshore

6.6 A Importância da Realização de Estudos de Fluxo Harmônico com Foco nas Barras de 34,5 kV visando o Correto Dimensionamento de Filtros Harmônicos Passivos em Parques Eólicos

6.7 Laboratório de Calibração de Anemômetros do ISI-ER



**20 e 21  
Outubro  
2021**



*CATEGORIA 1*

**ANÁLISE DE  
RECURSOS DO VENTO**



# ANÁLISE DA INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA DO VENTO EM TOPO DE EDIFÍCIO SITUADO EM CENTRO URBANO

Leonardo Alberto Hussni E Silva<sup>1</sup>, Demetrio Cornilios Zachariadis<sup>2</sup>,  
Amauri Pereira de Oliveira<sup>3</sup>

## RESUMO

Este artigo apresenta um estudo complementar ao que foi desenvolvido durante a pesquisa realizada em nível de mestrado referente à avaliação do potencial eólico em meio urbano para aplicação de micro e minigeração distribuída.

A partir de dados coletados em uma estação meteorológica instalada no topo de um arranha céu no centro da cidade de São Paulo foi possível avaliar a capacidade de geração de energia elétrica e identificar a intensidade de turbulência, tema deste artigo, na localidade.

Diferentemente da geração centralizada, a geração eólica distribuída se encontra em estágio embrionário no Brasil. A promulgação da legislação relativa à geração distribuída propiciou que pesquisas relacionadas ao assunto fossem realizadas, principalmente no mundo acadêmico, porém elas ainda são escassas.

A análise e o tratamento de dados medidos com sensores *class 1* permitem descrever a dinâmica da intensidade de turbulência e apresentar os resultados de forma gráfica, incluindo a rosa dos ventos.

**Palavras Chave:** *energia eólica, intensidade de turbulência, ambiente urbano, geração distribuída.*

---

<sup>1</sup> L. Hussni ([leonardohussni@usp.br](mailto:leonardohussni@usp.br)) afiliado ao Programa de Pós Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, SP, Brasil.

<sup>2</sup> D. C. Zachariadis ([dczchar@usp.br](mailto:dczchar@usp.br)) afiliado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, SP, Brasil.

<sup>3</sup> A. P. Oliveira ([apdolive@usp.br](mailto:apdolive@usp.br)) afiliado ao Departamento de Ciências Atmosféricas do Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas da Universidade de São Paulo, SP, Brasil.

## **ABSTRACT**

This article presents a complementary study developed during the achievement of the master's level regarding the assessment of wind potential in urban environments for the application of micro and mini distributed generation.

Through data collected from a meteorological station installed on top of a skyscraper in the center of the city of São Paulo, it was possible to assess the capacity to generate electricity and identify the intensity of turbulence, the subject of the article, in the location.

Unlike centralized generation, distributed wind generation is still in its infancy in Brazil. The enactment of legislation in the aspect of distributed generation allowed for researches related to the subject to be carried out, mainly in the academic world, but they are still scarce.

Through processing and analysing data measured using class 1 sensors, the dynamics of turbulence is presented in graphs and in wind direction rose map.

**Keywords:** *wind energy, turbulence intensity, urban environment, distributed generation.*

## INTRODUÇÃO

O Brasil ocupa uma posição privilegiada no cenário mundial em capacidade de geração de energia eólica. De acordo com o Global Wind Energy Council (GWEC), o País está na sétima posição no ranking dos dez países com maior capacidade instalada total de energia eólica. Apesar de todo esse potencial presente em fazendas eólicas, pesquisas acadêmicas relacionadas à integração de turbinas de pequeno porte em unidades consumidoras são incipientes no Brasil. As modificações da resolução normativa 482 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) referente a geração distribuída fizeram com que aumentasse o número de pesquisas sobre o assunto, porém elas ainda são escassas.

Observam-se claramente inúmeros benefícios propiciados pela fonte eólica, principalmente relacionados a:

- Emissão zero de CO<sub>2</sub> nos parques eólicos após entrada de operação, desconsiderando atividades de manutenção;
- Contribuição para que o Brasil cumpra seus objetivos em acordos climáticos;
- Um dos melhores custos-benefícios na tarifa de energia (melhores preços nos leilões realizados em dezembro de 2018);
- Geração de renda e melhoria de qualidade de vida para proprietários de terra através do arrendamento para colocação das torres (estima-se que este número seja acima de R\$ 10 milhões mensais para um total de 4.000 famílias);
- Compartilhamento do uso da terra com plantações e criação de animais;
- Capacitação de mão de obra local; e
- Criação de postos de trabalho (15 postos de trabalho para cada MW instalado).

O incentivo de abater a energia injetada na rede elétrica da concessionária e a possibilidade de utilizar o excedente gerado em forma de crédito para faturas futuras motivou o crescimento da capacidade instalada de geração distribuída no Brasil a partir das mais diversas fontes (solar, eólica e hídrica).

Para que a geração eólica distribuída esteja em conformidade ao disposto na regulamentação ela deve estar instalada no local ou adjacente à unidade consumidora que receberá a energia advinda do aerogerador, interligando-se à rede elétrica da concessionária.

Em 2021, a GD alcançou a marca de 5,2Giga Watts - para efeitos comparativos, isso significa 37% da potência instalada da usina hidrelétrica de Itaipu. Ao todo, foram 432 mil projetos homologados, favorecendo 550 mil unidades consumidoras. Desses projetos de geração distribuída, as mini eólicas representam apenas 0,3% deste total, enquanto 97% são micro e mini usinas solares fotovoltaicas. Esta evidente diferença na geração eólica pode ser justificada pela falta de dados confiáveis sobre as condições do vento nos grandes centros urbanos (ANEEL, 2021).

O deslocamento do ar atmosférico em ambiente urbano é caracterizado por velocidades mais baixas e turbulência mais intensa. Sua natureza associada ao aumento da rugosidade é complexa e a grande quantidade de obstáculos presentes em centros urbanos modifica o escoamento de forma a sujeitar os aerogeradores a cargas dinâmicas que reduzem o seu desempenho e interferem na geração de energia elétrica.

Nessas regiões há a formação de outras camadas atmosféricas como a camada de dossel urbano (CDU) e a camada limite urbana (CLU) (MICALLEF; BUSSEL, 2018), conforme verificado na Figura 1. A CDU abrange a região entre o solo até o nível dos topos dos prédios. Já a CLU estende-se até a região onde já não há mais interferência do ambiente urbano na atmosfera.

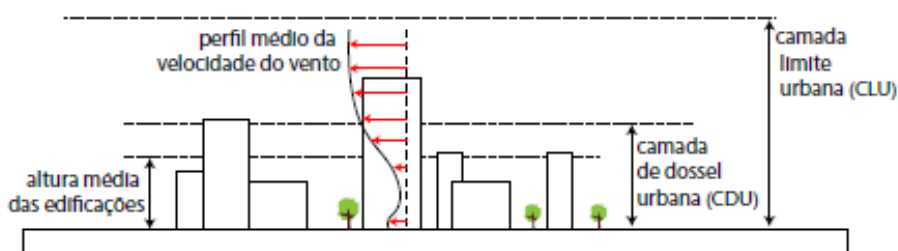


Figura 1: Perfil eólico urbano (MICALLEF; BUSSEL, 2018).

Uma quantidade considerável de incerteza é atribuída à falta de compreensão sobre como a turbulência em ambientes urbanos afeta a produtividade da turbina. As medições atuais de saída de energia da turbina

eólica (particularmente para pequenas turbinas) são baseadas na velocidade média do vento durante um período de observação.

A geração eólica em meio urbano é um tema atual, com um número significativo de pesquisas sendo realizadas em outros países, especificamente relacionadas a medições por estações meteorológicas em topos de edifícios. O trabalho de Keith Sunderland et al. (2013) (Figura 2), que foi desenvolvido na Irlanda voltado para a aplicação de pequenas turbinas em ambiente turbulento urbano, envolveu medições em dois edifícios distintos; analogamente, as pesquisas de Maryam Zabarjad Shiraz et al. (2020), no Canadá, e de Luisa C. Pagnini et al. (2015) na Itália seguiram a mesma linha de pesquisa.

No Brasil, uma pesquisa identificada nesse sentido foi desenvolvida em Olinda/Pernambuco onde foi proposta uma metodologia para a avaliação do aproveitamento da energia eólica em ambiente urbano, porém com taxa de rugosidade menor devido a coleta das medições ter sido desenvolvida à beira mar (VALENÇA, D., 2010).

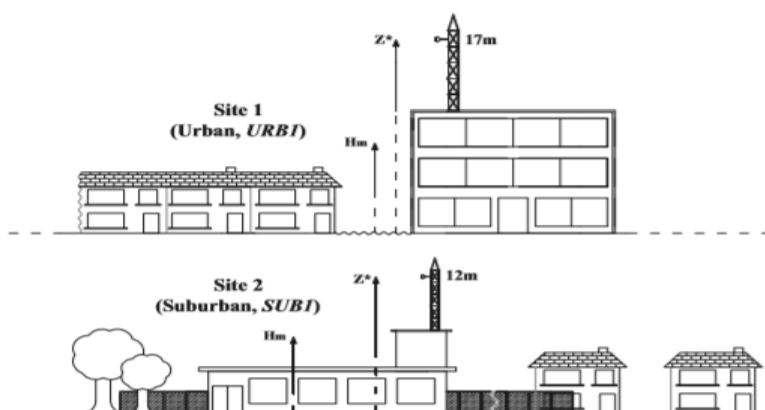


Figura 2: Medições em topo de dois edifícios na Irlanda (Sunderland et al., 2013).

A maioria das pesquisas relacionadas ao assunto é destinada à concepção de aerogeradores de pequeno porte como a de Francesco Balduzzi et. al. (2020), realizada na Itália (Figura 3), focada no desenvolvimento de pequenas turbinas em fluxos turbulentos utilizando um túnel de vento com uma anteparo vazada para simular a turbulência de terrenos complexos; na mesma linha pode-se citar a pesquisa americana de Ravi Anant Kishore et al. (2014) e a brasileira de Heitor Andrade Porto (2019).



*Figura 3: Desenvolvimento de APP (Aerogerador de Pequeno Porte) em túnel de vento (Francesco Balduzzi et. al., 2020).*

## **OBJETIVOS**

Coletar e analisar dados do fluxo turbulento presente em ambiente urbano de alta rugosidade, avaliar seu comportamento e calcular índices relacionados à intensidade de turbulência. Apresentar os resultados de forma gráfica com a descrição da variação da turbulência em função do tempo, da velocidade e da direção do vento incidente (rosa dos ventos). Os dados considerados foram medidos durante uma pesquisa mais abrangente que permitiu avaliar o potencial eólico da localidade.

## **METODOLOGIA**

A metodologia da pesquisa aplica-se principalmente à coleta, tratamento e análise de dados preexistentes e comparação com literaturas relacionadas ao assunto; as atividades compreenderam:

- Pesquisas e estudos referentes à intensidade de turbulência;
- Medição de dados em estação meteorológica;
- Organização e tratamento dos dados;
- Simulação dos dados em software específico (Windographer);
- Validação e análise dos resultados obtidos;
- Identificação dos fatores que influenciaram nos resultados.

Foram utilizadas séries de dados consolidados de 5 em 5 minutos compreendendo o período de 2014 a 2017 para avaliar o potencial eólico para geração de energia elétrica em centro urbano. Foi ainda analisada a intensidade de turbulência para um conjunto de dados medidos a uma frequência de 10 Hz em janelas de 10 minutos para ter uma noção do perfil do vento turbulento incidente no edifício da Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (SFZ); o período analisado compreende o mês de fevereiro de 2014 do dia 01 ao 28.

A torre meteorológica empregada na coleta dos dados que se tornaram base do estudo dispõe de diversos sensores incluindo os de temperatura, umidade, chuva, pressão, vento, intensidade de turbulência (designados como fatores de sensibilidade pela norma IEC-61400-12) juntamente com uma unidade registradora dos dados (*datalogger*) que compila as informações, grava e as encaminha para que os pesquisadores possam fazer a leitura e investigações pertinentes.

O registrador de dados (*datalogger*), os medidores e os sensores instalados na estação meteorológica foram adquiridos da *Campbell Scientific*, fabricante de instrumentos de medição, controle e monitoramento; seus sistemas satisfazem todos os requisitos para que as suas medições sejam realizadas com precisão e confiabilidade. Além dos equipamentos de medição a empresa *Campbell* também forneceu a torre.

A Tabela 1 apresenta os sensores da estação meteorológica cujos registros foram coletados, designando o modelo, aplicações e especificações de cada dispositivo.

| <b>Sensores</b> | <b>Modelos</b> | <b>Aplicações</b>               | <b>Especificações</b>                                      |
|-----------------|----------------|---------------------------------|--|
| Dataloggers     | CR300          | Data collector                  | Measure sensors, analyze data, and store data and programs |
| Anemometer      | 034B-L         | Wind Speed                      | Imã permanente síncrono<br>360°                            |
| Vane            | 034B-L         | Wind Direction                  |  |
| Sonic           | CSAT3B 3-D     | Wind Speed and direction        | 3-D Anemometer with Integrated Electronics                 |
| Weather Station | GMX600         | Temperature, humidity, pressure | compact weather station, manufactured by Gill Instruments  |

*Tabela 1:* Especificação dos sensores de medição (CAMPBELL SCIENTIFIC, 2019).

Após compilação e tratamento, os dados foram importados para a ferramenta computacional Windographer® que possibilitou calcular propriedades estatísticas do vento e parâmetros da distribuição de Weibull bem como produzir

saídas gráficas que permitem visualizar séries temporais, rosas dos ventos, histogramas, médias diárias, mensais e anuais, distribuição de frequência dos dados de velocidade e direção do vento, além de calcular a energia gerada por aerogeradores.

## RUGOSIDADE

As circulações de ar de escala global e aquelas que se manifestam em pequena escala são influenciadas por diferentes aspectos, entre os quais se destacam a altura, a rugosidade, os obstáculos e o relevo. A verticalização da cidade de São Paulo faz com que o perfil do fluxo de ar seja fortemente impactado pelos distúrbios gerados pela topografia. O distúrbio do fluxo de ar próximo à superfície da terra gera turbulência em todas as direções reduzindo a velocidade de escoamento do vento (AYOTTE, K.W, 2001).

A Tabela 2 mostra o comprimento de rugosidade  $Z_0$  da superfície para diferentes tipos de terrenos.

| <b><math>Z_0</math> (m)</b> | <b>Tipo de Terreno</b>                         |
|-----------------------------|--|
| 1,0                         | Urbana   |
| 0,8                         | Floresta                                       |
| 0,2                         | Superfície com muitas árvores ou arbustos      |
| 0,1                         | Superfície com vegetação mais fechada          |
| 0,05                        | Superfície com vegetação mais esparsa          |
| 0,03                        | Terreno com poucas construções, árvores e etc. |
| $5 \times 10^{-3}$          | Campo vazio liso                               |
| $1 \times 10^{-3}$          | Terreno com neve                               |
| $3 \times 10^{-4}$          | Terreno com areia                              |
| $1 \times 10^{-4}$          | Lago, rio, mar                                 |

*Tabela 2:* Valores de comprimento de rugosidade (ABNT, 1988).

O perfil vertical de vento médio está relacionado com o comprimento de rugosidade aerodinâmica ( $Z_0$ ), que é a altura (em metro) até a qual a velocidade do vento é nula; a partir de  $Z_0$  a velocidade do vento varia idealmente segundo a lei logarítmica que relaciona a velocidade com a altura e o comprimento de rugosidade (MANWELL, 2004). Conforme pontuam Ishugah et al. (2014a), o



valor de  $Z_0$  reflete a intensidade da turbulência decorrente da rugosidade da superfície.

A integração de turbinas eólicas em edifícios é possível mesmo com alta taxa de rugosidade da superfície; nas cidades a rugosidade do solo não é uniforme e muda de forma significativa de uma localização para outra até mesmo em curta distância e deve ser avaliada especificamente no local onde se pretende instalar a turbina, considerando também o entorno e a geometria da edificação (FADIGAS, E., 2011).

## INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA

Intensidade de turbulência do vento é um valor adimensional da razão entre o desvio padrão da velocidade do vento e a velocidade média:

$$I = \frac{\sigma}{v}$$

Onde:

$v$  = velocidade média do vento [ $\text{ms}^{-1}$ ]

$\sigma$  = desvio padrão da velocidade do vento [ $\text{ms}^{-1}$ ]

A intensidade de turbulência (IT) é categorizada em 3 níveis (A, B e C) de acordo com a norma IEC 61400. A categoria “A” é destinada para turbulências elevadas, a categoria “B” para as médias e “C” para as reduzidas (IEC 61400, 2013). A turbulência do vento é definida como variações estocásticas na velocidade do vento a partir de valores médios de três componentes: longitudinal, lateral e vertical. A Figura 4 mostra como o vento interage com construções tridimensionais, provocando vórtices e ondas.

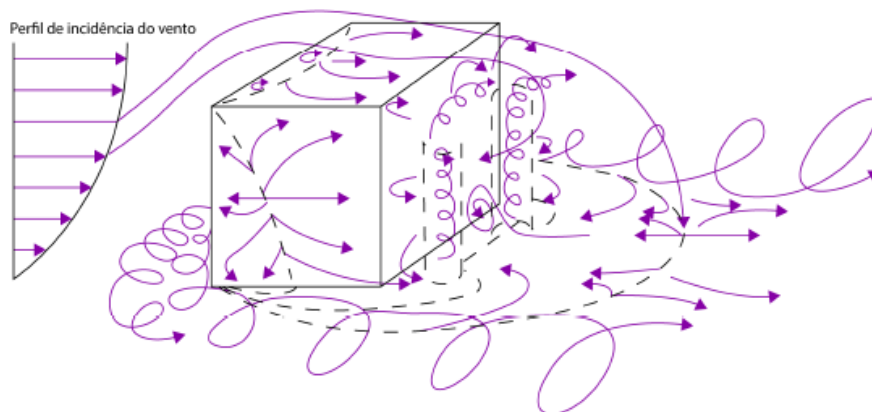


Figura 4: Representação dos fluxos eólicos ao redor de edifícios (ISHUGAH et al., 2014a).

O regime eólico dentro do ambiente urbano é extremamente influenciado pela presença de cânions urbanos e rios e também pela distribuição de prédios; nessas regiões, a velocidade do vento pode aumentar (MICALLEF; BUSSEL, 2018).

O estudo desenvolvido por Sunderland et al. (2013) foi importante para a análise da influência da IT e chamou a atenção por demonstrar um ganho de potência mecânica de uma turbina em condições turbulentas de vento. O trabalho em si é sobre um método para ajustar a curva de potência de um APP em função de diferentes níveis de intensidade de turbulência e acabou revelando que em velocidades mais baixas do vento, com alto nível de IT, há um ganho de potência do aerogerador, no caso uma turbina eólica de eixo horizontal (TEEH) Skystream 3.7, Figura 5. Por outro lado, em velocidades mais altas do vento, mesmo taxas de IT muito baixas resultam em decréscimos nos valores da potência.

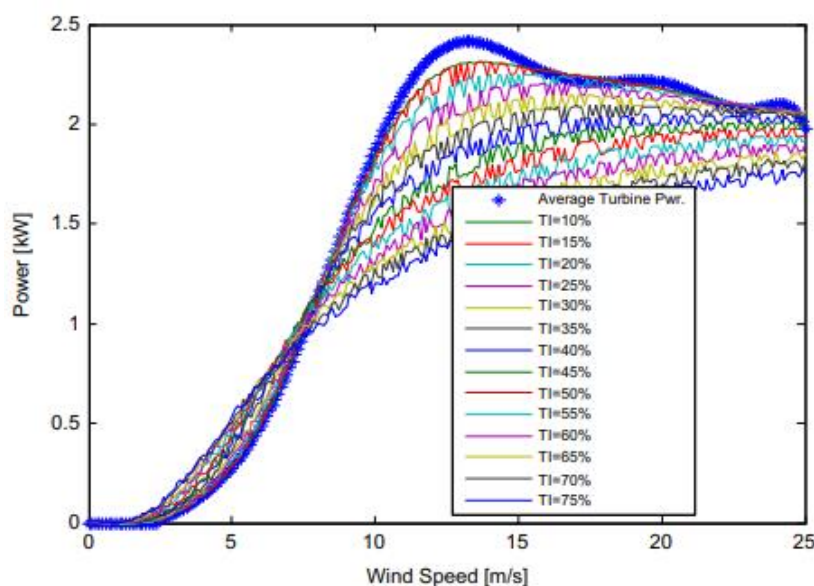


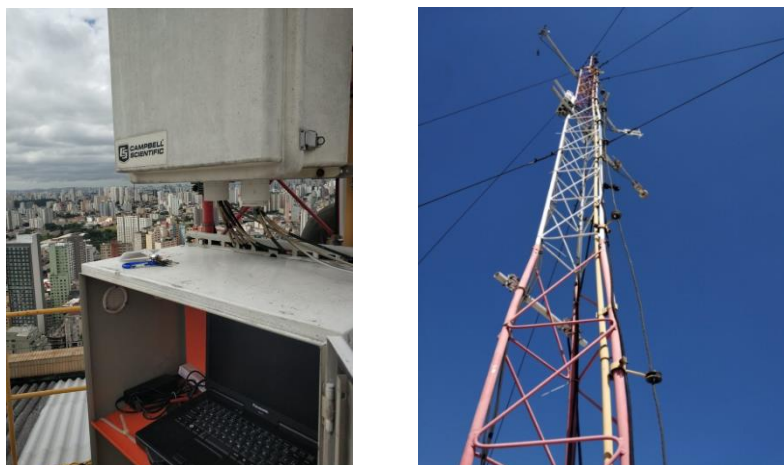
Figura 5: Curva de potência da turbina Skystream 3.7 (2.4 kW) em termos da variação da intensidade de turbulência e velocidade do vento (SUNDERLAND K., et. al., 2013).

Os dados de velocidade do vento usados para o cálculo foram baseados em medições reais da potência originada pela turbina. O valor médio de energia foi calculado a partir de intervalos de medição de 10 minutos com taxa de aquisição de 10 Hz de frequência totalizando um conjunto de 6000 amostras por intervalo.

Este trabalho influenciou e motivou a investigação da IT na localidade da SFZ, através de medições reais pelo sensor sônico.

## ESTUDO DE CASO

A estação meteorológica da SFZ está localizada no bairro da Sé, zona central da cidade de São Paulo, a  $-23.550124^{\circ}$  de latitude e  $-46.630414^{\circ}$  de longitude. A coleta dos dados foi realizada em altitude de 864 metros, sendo 769 metros acima do nível do mar somados a 85 metros do arranha céu e 10 metros da torre meteorológica. A partir da Figura 6 é possível verificar a configuração da estação e a rugosidade presenciada do centro urbano no entorno do edifício.



*Figura 6: Estação meteorológica de SFZ (PRÓPRIO AUTOR, 2019).*

Além das informações obtidas a cada 5 minutos para avaliação do potencial eólico foram coletados outros dados para que fosse possível analisar a condição da turbulência do vento no local, elemento característico de ambiente urbano. Para tanto, 6.000 observações (10 min a 10 Hz) foram analisadas, ou seja, 10 medidas a cada segundo em janelas de 10 minutos durante o mês de fevereiro de 2014 através do sensor sônico que calcula a intensidade da turbulência pelos 3 vetores da direção do vento.



*Figura 7: Sensor sônico utilizado durante a pesquisa (PRÓPRIO AUTOR, 2021).*

É possível identificar que o mês de outubro obteve melhores valores de velocidade média do vento em comparação com os outros meses, chegando ao pico de quase  $6 \text{ ms}^{-1}$  e se mantendo acima da média geral mesmo em momentos de baixas velocidades. O mês de junho foi o que obteve a pior média ficando quase todo o período abaixo da média.

A análise da distribuição da velocidade do vento mostrou que na localidade em questão a densidade de potência estimada foi de  **$70 \text{ W/m}^2$** ; entende-se que este valor não se aplica a toda região devido à variabilidade da fonte eólica.

A velocidade do vento possui uma variabilidade em escalas horária, diária, mensal e sazonal em seus valores médios estimados dentro de uma série temporal e foi necessária uma análise mais criteriosa para se estimar os valores que representam tal variável.

## **RESULTADOS**

A velocidade média consolidada do vento constatada durante o período analisado de quatro anos foi de  **$3,92 \text{ ms}^{-1}$** . Conforme a curva apresentada no gráfico da Figura 8, destacam os meses de setembro, outubro e novembro com velocidades acima da média, enquanto os meses de maio, junho e julho tiveram as piores médias.

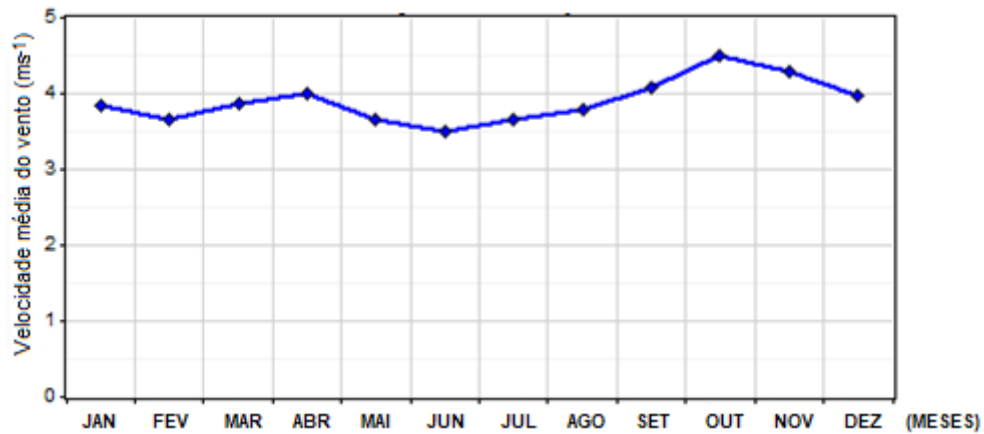


Figura 8: Curva da velocidade média mensal dos ventos (WINDOGRAPHER®, 2020).

O perfil da variação horária da velocidade média do vento é mostrado na Figura 9. Os melhores valores se apresentam entre 13h e 20h; já no período da manhã e durante a noite observam-se baixas velocidades para produção energética.

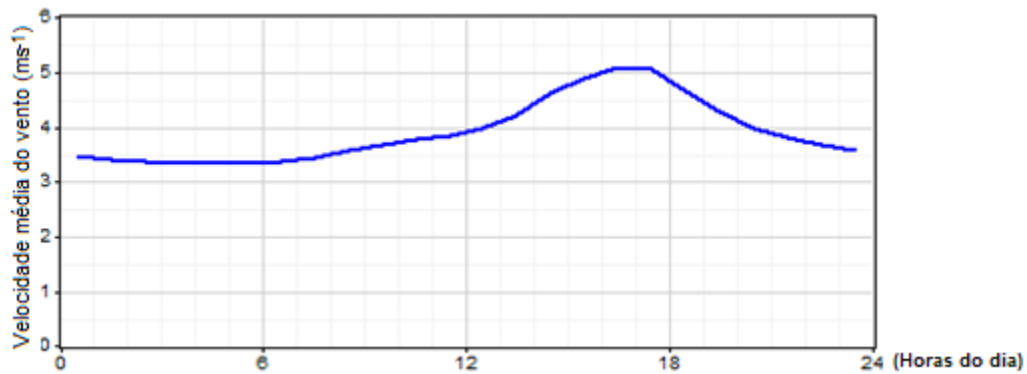


Figura 9: Perfil médio horário do vento (WINDOGRAPHER®, 2020).

De forma complementar ao estudo do potencial eólico disponível no edifício da SFZ, a análise da turbulência, mesmo que durante um período reduzido, foi importante para consolidar informações e aprimorar o estudo. Através do sensor sônico foi possível obter as observações pertinentes para a análise.

As Figura 10 e Figura 11 mostram os dados “brutos” antes de serem analisados estatisticamente.

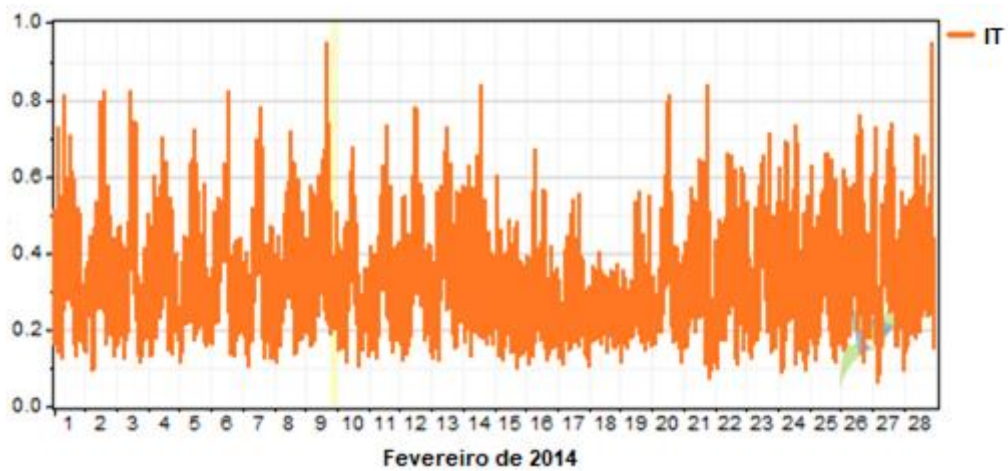


Figura 10: Medidas de IT entre os dias 01 e 28 de fevereiro de 2014 (WINDOGRAPHER®, 2020).

Ao observar a intensidade de turbulência durante todo o mês de fevereiro de 2014 nota-se um pico no dia 9; aproximando um pouco mais a observação chega-se ao perfil horário do dia em questão identificando que o pico de intensidade se deu por volta das 16h.

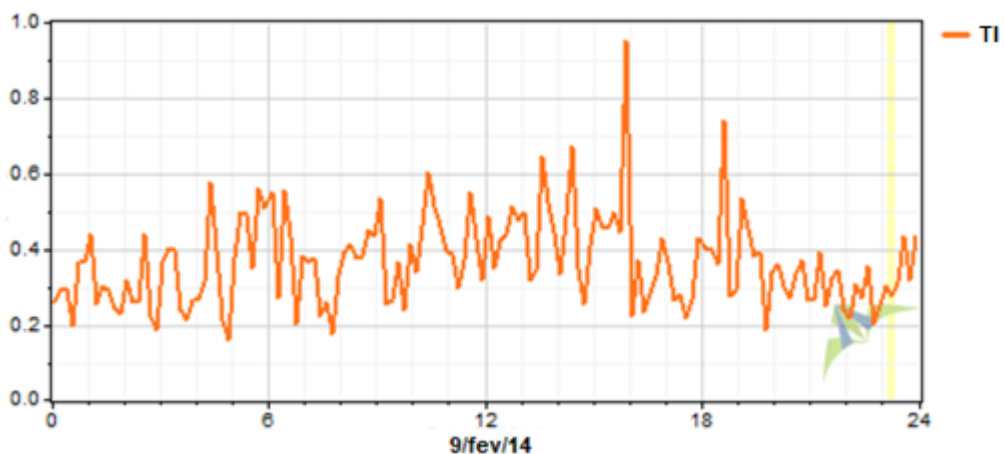


Figura 11: Exemplo ilustrativo da TI diária: 09/02/2014 (WINDOGRAPHER®, 2020).

Após análise dos dados brutos passou-se à investigação dos dados consolidados da intensidade de turbulência. A Figura 12 mostra que em velocidades baixas do vento a intensidade de turbulência se intensifica com uma tendência de queda da curva à medida que a velocidade do vento aumenta até chegar a  $11 \text{ ms}^{-1}$ , seguida de uma súbita elevação.

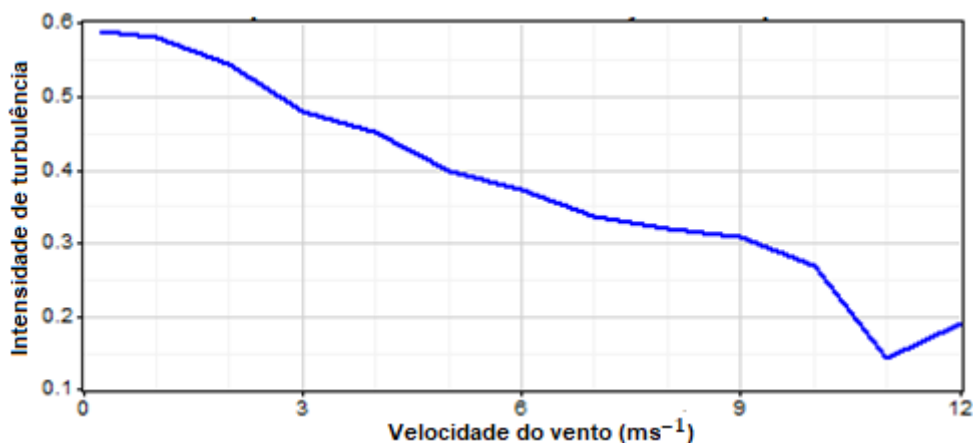


Figura 12: Intensidade de turbulência vs. velocidade do vento (WINDOGRAPHER®, 2020).

A intensidade de turbulência medida na localidade durante os 28 dias do mês de fevereiro de 2014 apresenta aspectos relevantes da alta taxa de turbulência verificada no local.

Enquanto a Figura 12 mostra a relação entre a IT e a velocidade média, a Figura 13 expõe a curva horária. Visto que as maiores intensidades estão relacionadas a baixas velocidades de vento, pressupõe-se que a elevação da curva, principalmente por volta do meio-dia, esteja associada a baixas velocidades do vento e a maior temperatura. De fato, confrontando-se a curva horária da velocidade do vento em fevereiro de 2014, Figura 14, com a curva da variação horária da IT verifica-se que é plausível associar o aumento da turbulência a valores baixos de velocidade associados à elevação da temperatura

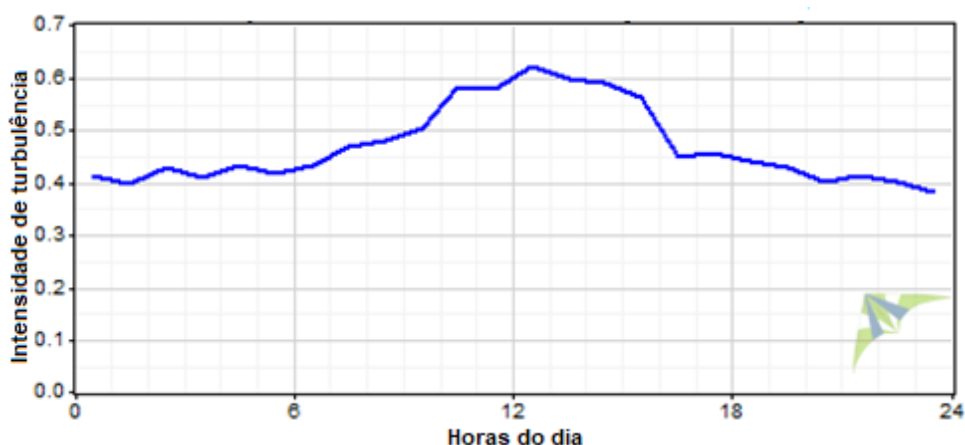


Figura 13: Intensidade de turbulência vs. horas do dia (WINDOGRAPHER®, 2020).

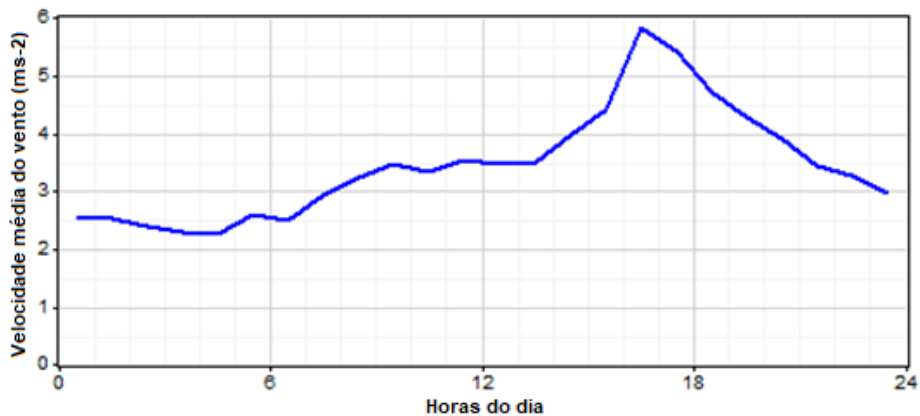


Figura 14: Média horária da velocidade do vento em fevereiro (WINDOGRAPHER®, 2020).

O resultado apresentado na Figura 12 apresenta similaridades com resultados análogos calculados a partir de dados medidos em torres anemométricas instalados em ambientes não urbanos, conforme exemplificado na Figura 16 (MERIZALDE et al., 2019). Na Figura 15 a aderência dos dados às curvas teóricas (IEC 61400) é maior, o que era de se esperar, posto que a metodologia adotada para o cálculo da intensidade de turbulência é adequada para regiões propícias para a instalação de parques eólicos. A adoção de uma metodologia similar para o cálculo da IT dos ventos medidos no topo da SFZ em São Paulo é discutível e indica a necessidade de se definir parâmetros mais adequados para a descrição de ventos em ambientes urbanos. Embora os valores máximos da IT apresentados nas Figura 12 e Figura 15 sejam similares, nota-se que no ambiente urbano a diminuição da turbulência em função do aumento da velocidade é aproximadamente linear, diferenciando-se assim do decaimento exponencial previsto pelo modelo teórico. Consequentemente os níveis de turbulência relativos a velocidades intermediárias, de aproximadamente 6 m/s, por exemplo, mostrados na Figura 12 são significativamente superiores aos valores teóricos correspondentes. Essa característica da IT em ambientes urbanos requer cuidados especiais no projeto dos aerogeradores voltados para essa aplicação, pois tende a diminuir a sua vida em fadiga. A arquitetura e extremidades do topo do edifício são conhecidas, porém somente através de simulação em CFD pode se ter uma visão do escoamento do vento turbulento na superfície do prédio.



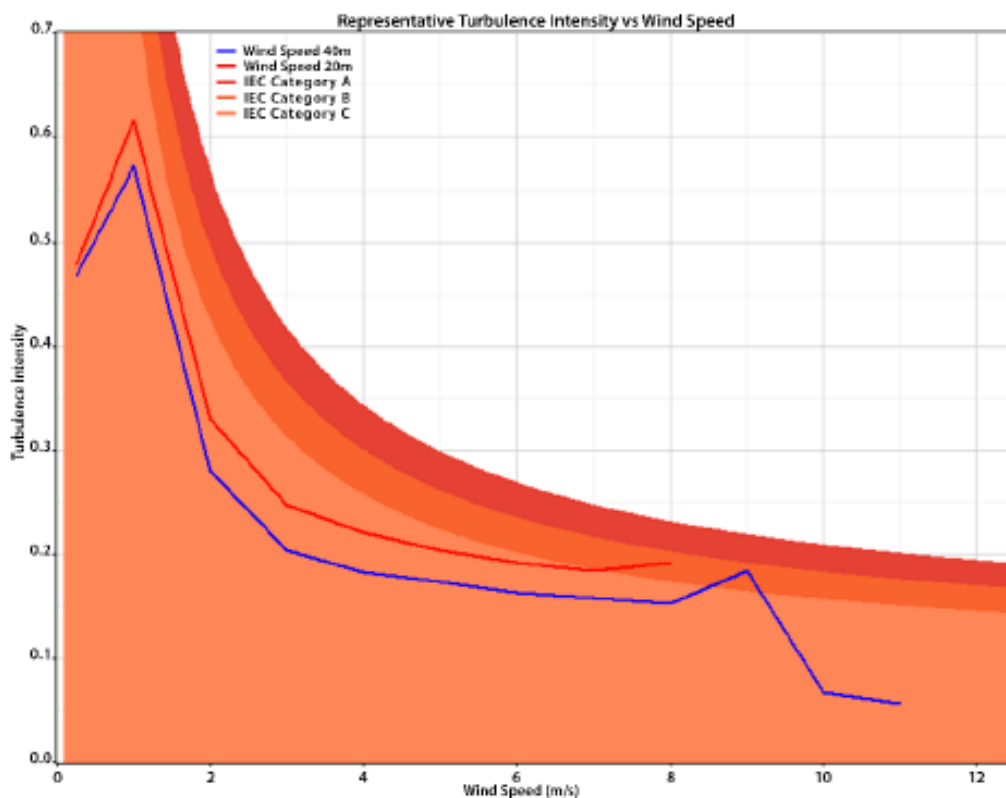


Figura 15: Variação da Intensidade de Turbulência em função da velocidade do vento; valores típicos de medições e curvas teóricas (MERIZALDE et al., 2019).

A Rosa dos ventos representada pela Figura 16, à direita, apresenta a direção de incidência do vento relacionada à média temporal referente ao período analisado de fevereiro de 2014, porém sem a influência da IT. O que se pode perceber é que o vento ocorre com maior periodicidade pela direção sudeste, mesma direção da costa brasileira nessa região, com algumas variações principalmente no sentido nordeste. É possível perceber a grande influência da brisa marítima no local da estação de medição.

Ao se comparar as rosas dos ventos da Figura 16 observa-se claramente a distinção entre as duas. A rosa dos ventos posicionada à esquerda é relativa à intensidade de turbulência e a da direita à velocidade sem a influência da turbulência. Nota-se que os maiores níveis de turbulência ocorrem entre as direções de 180° a 360°, ao passo que a direção predominante do vento é de aproximadamente 112°. Além disso, a máxima turbulência é verificada próxima a 180°, que corresponde à direção de mínima incidência de ventos. Esse resultado permite relacionar novamente altos índices de turbulência a menores valores de velocidade de vento, ou, no caso, à quase ausência de vento. Por

outro lado, a mínima turbulência é observada na direção próxima à do vento predominante.

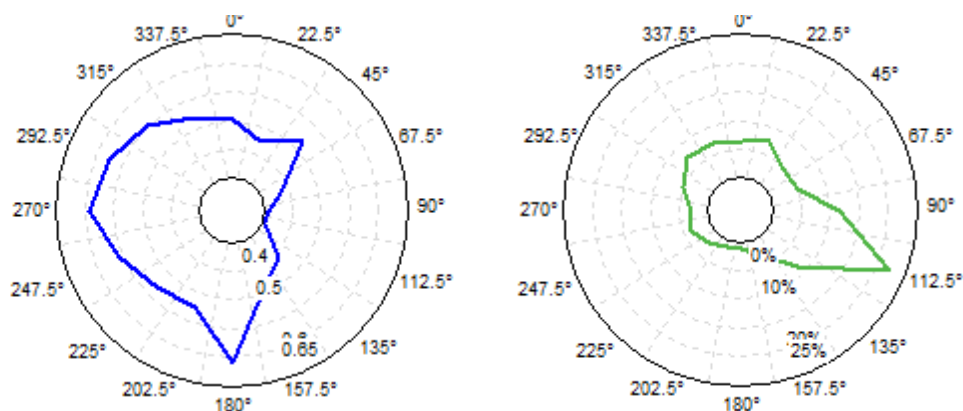


Figura 16: Comparação rosa dos ventos, IT vs. Direção (esquerda) e Freq. do vento vs. Direção (direita) (WINDOGRAPHER®, 2020).

## CONCLUSÃO

A geração eólica distribuída possibilita descentralizar a produção de energia, promovendo o maior aproveitamento de uma fonte limpa e renovável. Soluções destinadas à produção local de energia elétrica podem ser utilizadas por uma ampla gama de setores, como residenciais, comerciais e industriais, reduzindo os gastos com energia.

Contudo, a maioria das unidades consumidoras que poderiam aderir à GD se localizam em ambientes urbanos com altos índices de rugosidade. Os obstáculos típicos desses ambientes afetam a direção e a velocidade da circulação de ar podendo reduzir a vida em fadiga do aerogerador e a sua produção de energia elétrica.

A metodologia apresentada seguiu os procedimentos adotados na avaliação do potencial eólico para aplicações de turbinas de grande porte em que os níveis de turbulência são significativamente inferiores aos observados em ambientes urbanos.

Identificou-se a presença de altos níveis de intensidade de turbulência na estação medidora da SFZ, mesmo estando localizada em uma altitude onde os ventos possuem maior velocidade e apresentam uma dinâmica diferente da observada em altitudes menores. A análise desenvolvida permitiu verificar que

os obstáculos mais baixos perturbam o fluxo do ar até mesmo no topo de arranha-céus.

Conclui-se que é mais indicada a utilização de turbinas eólicas de pequeno porte de eixo vertical, que ao contrário das turbinas de eixo horizontal, teoricamente são mais apropriadas para cenários como o da SFZ, em que os ventos têm baixas velocidades médias e elevadas intensidades de turbulência.

Investigações mais profundas relativas à interação da turbina com a turbulência do vento também devem ser desenvolvidas para analisar o quanto a IT influi na produção de energia elétrica, tanto negativamente quanto positivamente. É prevista a aplicação da mesma metodologia em outras regiões da cidade de São Paulo para que seja possível identificar as similaridades e as diferenças do comportamento do vento em localidades diferentes.

## **REFERÊNCIAS**

- ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 6123. 1988.
- ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Resolução Normativa no 482. 2012.
- ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), Sistema de Registro de Geração Distribuída - SISGD. 2021.
- AYOTTE, K.W, DAVY, R.J AND COPPIN, P.A., A simple temporal and spatial analysis flow in complex terrain in the context of wind energy modelling. s.l.: Meterol. 2001.
- FADIGAS, E., Energia Eólica (2011) p213, São Paulo, SP, Brasil.
- GWEC, GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). Global Wind Statistics 2017. Disponível em: [http://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC\\_PRstats2017\\_EN-003\\_FINAL.pdf](http://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2017_EN-003_FINAL.pdf). Acesso em: 27 mar. 2018.
- GWEC, GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC), Global Wind Report 2020, March. 2020.
- IEC 61400-2:2013. Small wind turbines. 2013.
- LUISA C. PAGNINI, MASSIMILIANO BURLANDO, MARIA PIA REPETTO Experimental power curve of small-size wind turbines in turbulent urban environment, Applied Energy 154. 2015.

LATOUFIS, K., G. MESSINIS, P. KOTSAMPOPOULOS, AND N. HATZIARGYRIOU. "Axial Flux Permanent Magnet Generator Design for Low-Cost Manufacturing of Small Wind Turbines." *Wind Engineering* 36(4):411–32. 2012.

MARIN, A., R. KISHORE, D. A. SCHAAB, D. VUCKOVIC, AND S. PRIYA. "Micro Wind Turbine for Powering Wireless Sensor Nodes." *Energy Harvesting and Systems*. 2015.

MARYAM ZABARJAD SHIRAZ, AIERKEN DILIMULATI, MARIUS PARASCHIVOIU, Wind power potential assessment of roof mounted wind turbines in cities *Sustainable Cities and Society* 53. 2020.

MERIZALDE YURI et. al, Wind Resource Assesment on Puná Island. 2019.

MICALLEF, D.; BUSSEL, G. van. A review of urban wind energy research: Aerodynamics and other challenges. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 11, n. 9, p. 2204. 2018.

OLIVEIRA, A. P. et al. Assessing urban effects on the climate of metropolitan regions of Brazil - Preliminary results of the MCITY BRAZIL Project. *Exploratory Environmental ScienceResearch*. 2020.

PAGNINI, L. C.; BURLANDO, M.; REPETTO, M. P. Experimental power curve of small-size wind turbines in turbulent urban environment. *Applied Energy*, Elsevier BV, v. 154, p. 112–121, sep. 2015.

PORTO, H. A. Modelagem numérica e avaliação da eficiência de aerogeradores de pequeno porte de eixo horizontal. 2019. 130p. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos. 2019.

RAVI ANANT KISHORE, ANTHONY MARIN, SHASHANK PRIYA. Efficient Direct-Drive Small-Scale Low-Speed Wind Turbine. *Energy Harvesting and Systems* 2014; 1(1-2): 27–43. 2014.

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada. UNFCCC. 2015.

VALENÇA, D. Proposição de uma metodologia para a avaliação ao aproveitamento da energia eólica em ambiente urbano. 2010.

# **Análise da Variabilidade Temporal e Espacial do Vento no Subsistema Nordeste Utilizando o Conjunto de Dados AgERA5**

Pedro Regoto<sup>1</sup>, Renata Genova Martins<sup>2</sup>, Vitor Hassan<sup>3</sup>, Gilca Palma<sup>4</sup>

## **RESUMO**

Este trabalho teve como objetivo analisar a variabilidade temporal e espacial do vento em todo o subsistema Nordeste, com um detalhamento nos três estados com maior capacidade instalada de aerogeradores - Bahia, Piauí e Rio Grande do Norte. Para tanto, foram utilizadas informações de ventos provenientes de um recente conjunto de dados oriundos da reanálise ERA5, o AgERA5, sendo o recorte temporal estabelecido para a pesquisa de 1979-2020. Os resultados encontrados evidenciaram uma clara sazonalidade no regime de ventos, mostrando que no primeiro semestre do ano os ventos são menos intensos que no segundo semestre. Além disso, foi observado que o regime de ventos no primeiro semestre apresentou mudanças decadais menos significativas do que no segundo semestre. Na maioria dos meses, a década mais antiga analisada (1981-1990) foi a que apresentou as mudanças mais expressivas tanto positivas quanto negativas. Com relação às anomalias, foi identificado a ocorrência de valores negativos significativos nos anos mais recentes (2019-2020), contudo tais valores não são excepcionais e estão enquadrados dentro da variabilidade climática natural da região. Por fim, ressalta-se a importância de se conhecer detalhadamente qual é o comportamento espacial e temporal dos ventos de uma localidade visando tanto o planejamento de novos empreendimentos de geração de energia eólica quanto o gerenciamento dos já existentes de forma mais eficiente.

## **1. INTRODUÇÃO**

A preocupação com as mudanças climáticas vem sendo muito discutida ao redor do mundo nas últimas décadas, tanto no meio científico, quanto pela mídia e tomadores de decisão. É fato que ao longo de análises climatológicas históricas sempre se identificou variações naturais. Mas, ultimamente, de acordo com literatura especializada, foi constatado que emissões excessivas de dióxido de carbono, metano e óxido nitroso vêm contribuindo para mudanças permanentes e irreversíveis no clima, o que acaba por gerar novos padrões do regime do vento, temperatura, pluviosidade e circulação dos oceanos [1].

Para tentar limitar os efeitos das mudanças climáticas e reduzir as emissões de gases de efeito estufa, o uso de fontes renováveis têm sido uma das medidas adotadas visando a descarbonização do setor de energia [2]. Segundo dados da Agência Internacional de Energia

---

<sup>1</sup> Agência Brasileira de Meteorologia Ltda, e-mail: pedro.regoto@climatempo.com.br

<sup>2</sup> Agência Brasileira de Meteorologia Ltda, e-mail: renata.martins@climatempo.com.br

<sup>3</sup> Agência Brasileira de Meteorologia Ltda, e-mail: vitor.hassan@climatempo.com.br

<sup>4</sup> Agência Brasileira de Meteorologia Ltda, e-mail: gilca.palma@climatempo.com.br

- AIE (2020) a participação das energias renováveis na geração de eletricidade global cresceu de 20% em 2010 para 27% em 2019 e espera-se que se chegue a uma representatividade de 49% em 2030 [3]. Entre as fontes de energia renováveis existentes, a geração proveniente da fonte eólica é uma das alternativas adotadas no setor.

O Brasil, apesar de ter uma matriz energética baseada principalmente na fonte hídrica, aparece nesse cenário de desenvolvimento de uma matriz energética limpa em uma posição de destaque, onde a fonte eólica passou a representar 8,6% da energia gerada no país [4] enquanto em escala global eólica e solar alcançaram uma participação de aproximadamente 10%. Com uma capacidade instalada de 19 GW, 726 parques e mais de 8.500 aerogeradores em operação distribuídos em 12 estados brasileiros, tem-se a Região Nordeste como responsável por 85% da produção de energia eólica brasileira, com destaque para os estados do Piauí, Rio Grande do Norte e Bahia [5].

O Nordeste brasileiro possui boas condições para exploração deste tipo de energia devido à sua posição geográfica que favorece a intensidade e constância dos ventos [6]. Contudo, a geração de energia eólica é fortemente impactada pela variabilidade atmosférica uma vez que a demanda e o fornecimento de energia são influenciadas pelas condições atmosféricas em várias escalas de tempo que podem vir a sofrer impacto que vão desde mudanças nas condições meteorológicas diárias, turbulências em pequenas escalas, anomalias sazonais e até mesmo mudança no clima [7, 8 e 9]. Segundo Lins e Torres (2020), tal variabilidade climática pode acarretar em redução significativa na intensidade dos ventos nessas localidades, com variações na ordem de 40% a 55% em relação à capacidade instalada [10]. Logo, a confiabilidade das informações sobre a variabilidade do vento em um determinado local é essencial para administrar os negócios com sucesso, seja na avaliação da viabilidade econômica de um projeto de geração eólica, ou ainda na operação dos parques existentes [11].

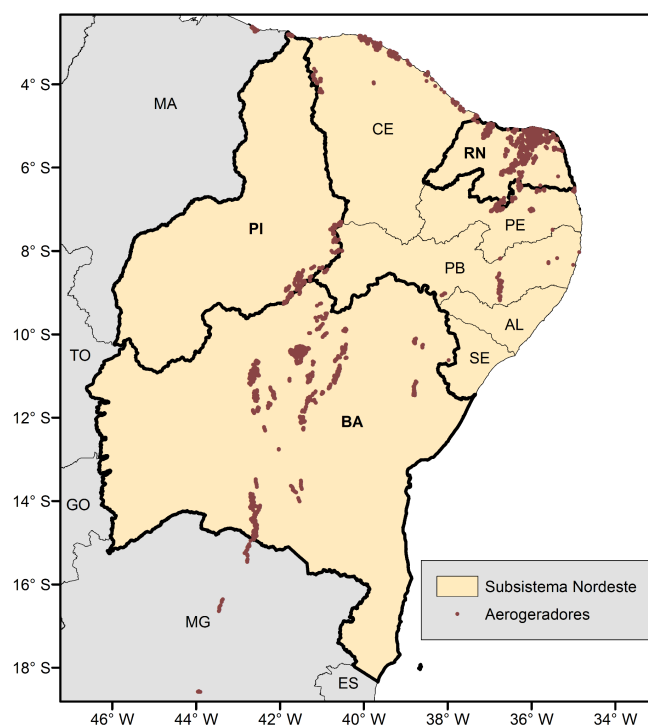
Diante deste contexto, este trabalho visa compreender de que maneira a variabilidade climática mensal pode influenciar a geração de energia eólica no Nordeste Brasileiro (com enfoque nos estados da Bahia, Piauí e Rio Grande do Norte), além de analisar como o regime dos ventos no Nordeste tem se alterado ao longo das últimas décadas.

## **2. METODOLOGIA**

### **Área de Estudo**

O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte, interconectados por uma extensa rede de transmissão.

O estudo foi focado no Subsistema NE devido a sua grande representatividade na geração eólica no país (vide Figura 1). Esta região, composta por 8 estados, possui o maior número de parques eólicos instalados em território nacional e uma capacidade instalada de 12.801 MW, em 2019, o que coloca a geração eólica como a mais representativa da região (aproximadamente 39%) [10]. Estima-se que em 2024, a matriz eólica representará 42% de todas as fontes de produção de energia desse subsistema [10].



**Figura 1 - Distribuição dos aerogeradores (usinas eólicas) sobre o subsistema do Nordeste. Os estados da Bahia, Piauí e Rio Grande do Norte estão com seus contornos geográficos ressaltados.**

Considerada como uma das regiões climatológicas mais complexas do mundo devido a sua posição geográfica em relação aos diversos sistemas de circulação atmosférica que atuam sobre a região, o NE não possui grandes diferenciações térmicas (temperatura média anual superior a 26°C em quase todo território), mas do ponto de vista da pluviosidade, os níveis anuais podem variar de 500 mm a 2000 mm, dependendo da localidade [12].

### Dados

Com o intuito de analisar a intensidade do vento e sua variabilidade mensal no Subsistema do Nordeste, utilizaram-se informações da base AgERA5, um derivado dos dados de Reanálise ERA-Interim do *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts - ECMWF*. O AgERA5 é um conjunto de dados recente, desenvolvido em 2020, no qual poucos estudos utilizaram a base de dados para seus devidos fins, principalmente estudos eólicos. O recorte temporal estabelecido foi de janeiro de 1979 a dezembro de 2020 e resolução espacial horizontal de 0.1° x 0.1°. A variável utilizada corresponde ao vento médio diário para a altura de 10 metros em relação à superfície. Informações adicionais sobre a base de dados podem ser obtidas no website do ECMWF [13].

### Método

Após a coleta dos dados, o primeiro passo consistiu na extrapolação do valor do vento médio diário a altura de 10 metros em relação à superfície para 100 metros. Para tanto, foi utilizado a lei da potência descrita no trabalho de Camelo et al [14], cuja equação é descrita da seguinte forma:

$$v(h) = v_{ref} \left( \frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha \quad \text{Eq. 1}$$

Onde:

$h_{ref}$  - representa a altura de referência da medida da velocidade;

$v_{ref}$  - a velocidade nesta altura de referência;

$\alpha$  - expoente da camada limite (adotado 0,14).

A variabilidade espacial do vento a 100 m foi apresentada de duas formas. A primeira foi baseada na distribuição espacial das climatologias mensais do vento e dos percentis P75 e P90, assim como para as diferenças decadais em todo o subsistema NE. A segunda foi por análises de gráficos do tipo *box-plot*, no qual são selecionados os três estados com maior produção de energia no subsistema (Bahia, Piauí e Rio Grande do Norte). Para o cálculo dos *box-plots*, utilizou-se a climatologia de 1991-2020 para cada ponto de grade pertencente a cada estado, o que resulta em uma série de dados climatológicos variando no espaço.

Uma outra análise realizada foi as diferenças decadais mensais do vento a 100 m em todo subsistema ora tratado. A abordagem foi realizada considerando as diferenças entre a década mais recente (2011-2020) e as décadas anteriores (1981-1990, 1991-2000 e 2001-2010).

Por fim, uma comparação foi realizada das anomalias mensais do vento a 100 m entre três pontos localizados nos estados da Bahia, Piauí e Rio Grande do Norte, para todo o período 1979-2020, com destaque para os anos de 2019-2020.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

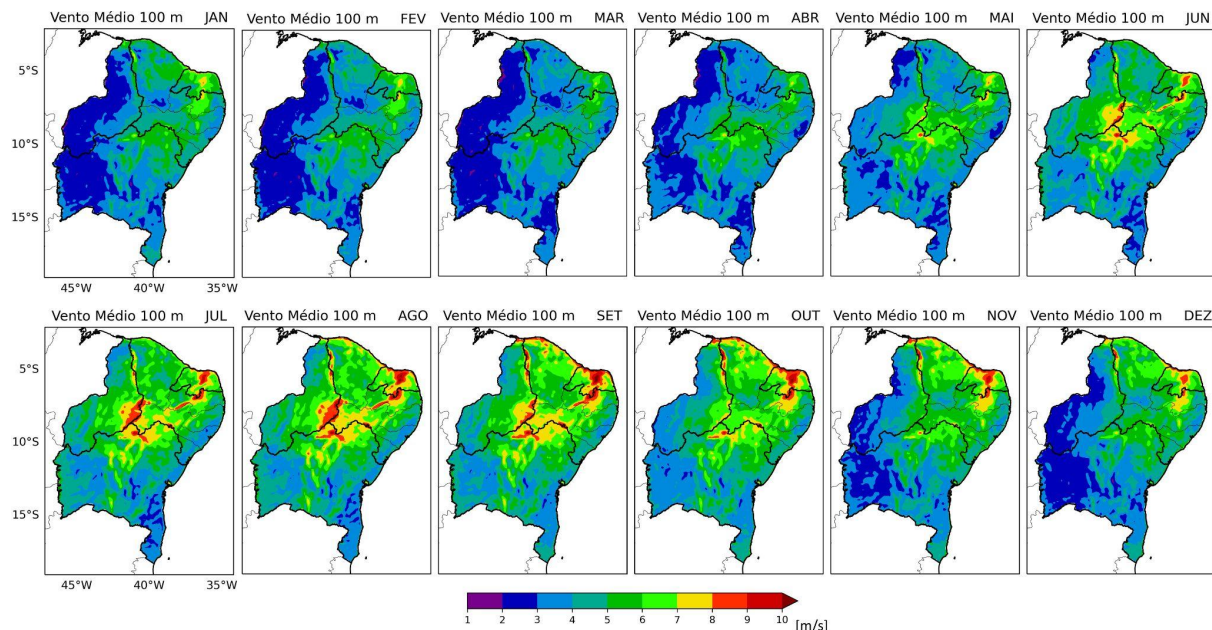
#### Climatologia do Vento Médio

Na Figura 2 é apresentada a climatologia mensal da velocidade do vento no nível de 100 metros para o período climatológico mais recente, 1991-2020. Nela foi possível observar uma clara sazonalidade do regime de ventos no subsistema NE onde nos primeiros meses do ano (janeiro a abril) a magnitude dos ventos é bem reduzida, principalmente entre março e abril. A partir de maio, os ventos começaram a se fortalecer, alcançando um pico na transição do inverno para a primavera, mais especificamente entre agosto e setembro. Nos meses em que o vento está mais calmo, as velocidades médias chegam a 2 m/s, podendo alcançar valores acima de 10 m/s nos meses mais intensos.

Em parte dos estados da BA, PI e RN, áreas de maior potencial eólico instalado atualmente, a intensidade máxima dos ventos ficou mais concentrada, o que justifica a maior densidade de aerogeradores instalados. Ressalta-se que as dimensões territoriais desses três estados são bem distintas, onde a BA tem a maior área, seguida pelo PI e o RN. Apesar disso, o RN apresentou ao longo de todo o ano, em quase toda sua extensão territorial, ventos propícios para a geração de energia eólica, visto que a intensidade mínima necessária para uma eficiente produção eólica é de 6 m.s-1 [15, 16]. Enquanto que, para os estados da Bahia



e Piauí, as localidades que apresentaram uma relativa persistência de uma eficiente geração eólica ao longo do ano, as áreas são mais restritas. Na Bahia, as porções norte (divisa com a Paraíba) e central dominaram como áreas mais propícias às gerações eólicas. No Piauí, a parte leste é a que contribuiu com maior geração de energia eólica, e uma pequena porção no nordeste do estado (divisa com o Ceará). Porém, a sazonalidade é mais marcada neste estado, o que impacta na redução dos ventos, no início do ano, tornando o estado pouco gerador nessa época do ano.



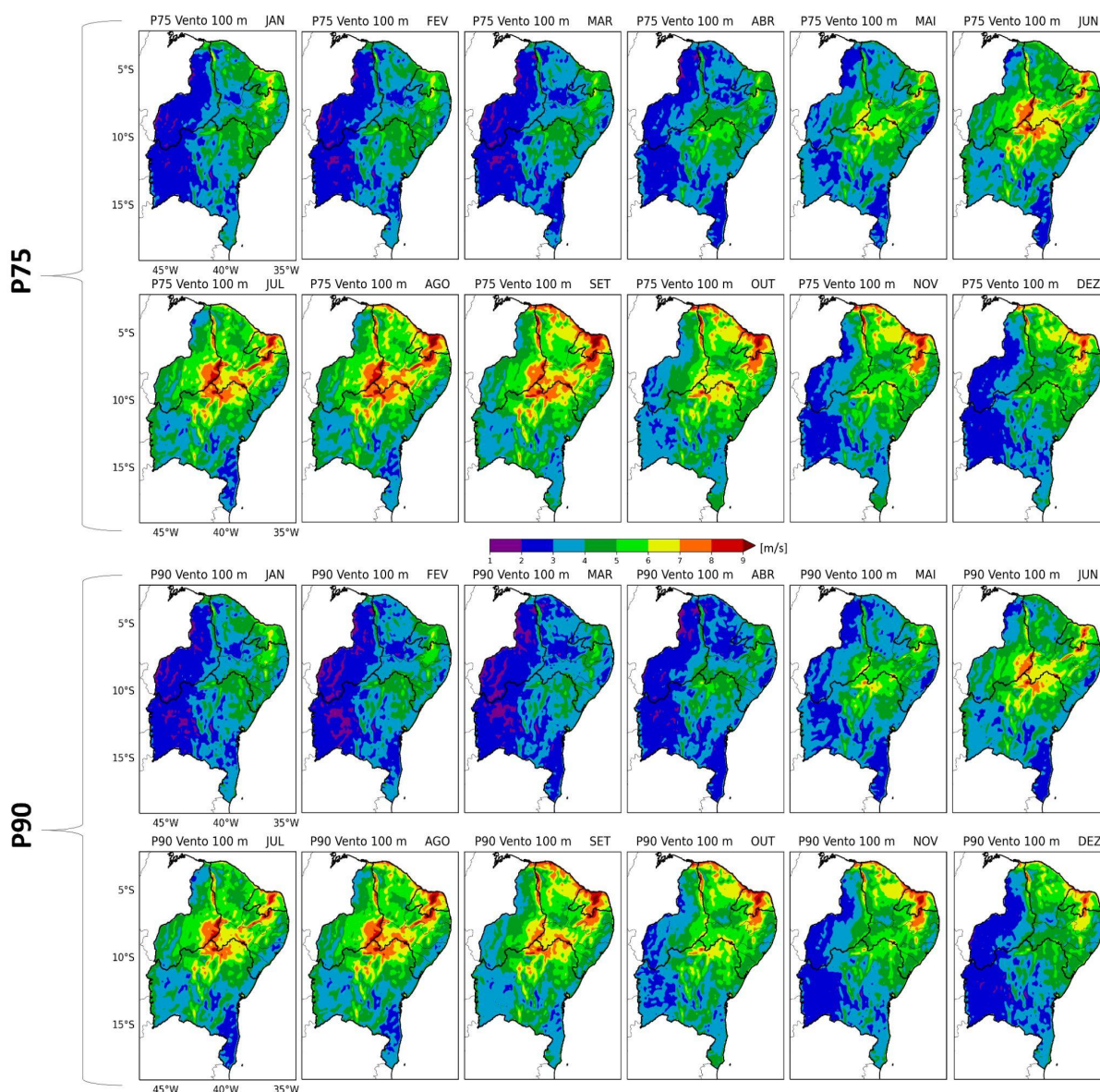
**Figura 2 - Climatologia mensal da velocidade do vento na altura de 100 metros para o período 1991-2020 no subsistema do Nordeste.**

### Climatologia do P75 e P90

As climatologias mensais para o período 1991-2020 dos valores de P75 e P90 do vento a 100 m para todo o subsistema NE é apresentada na Figura 3. A sazonalidade bem marcada referente à climatologia de vento para a área é presente da mesma forma para as climatologias dos P75 e P90. As climatologias de ambos os índices (P75 e P90) se configuram igualmente, exceto pelas magnitudes dos ventos limiares.

Os primeiros meses do ano apresentaram os menores valores em todo subsistema NE, chegando a um mínimo próximo de 3 m/s para o P75, e 2 m/s para o P90, em áreas de interesse com potencial eólico na BA e PI, por exemplo. A partir de maio, os ventos limites se elevaram até atingir máximos entre agosto e setembro, dependendo da região.

Os limiares máximos encontrados foram de mais de 9 m/s em parte do RN e BA, para ambos os índices entre agosto e setembro. Por outro lado, em agosto no PI, atingiu-se valores entre 8-9 m/s de forma um pouco mais abrangente no leste do estado para ambos os índices, mas excepcionalmente para o P75. Cabe destacar que uma pequena porção do leste do PI alcançou valores superiores a 9 m/s entre julho e agosto. Na transição entre inverno e primavera, os valores diminuíram gradativamente até alcançar os mínimos novamente.



**Figura 3 - Climatologia mensal dos valores relativos ao P75 e P90 do vento na altura de 100 metros para o período 1991-2020 no subsistema do Nordeste.**

### Variabilidade Espacial para os Estados da BA, PI e RN

Entender a distribuição do regime de ventos espacialmente é de suma importância para avaliar o quão variável, no espaço, é o vento, em uma determinada área, assim como entender como são descritos os valores referentes à média, mediana, percentis (75 e 25, por exemplo) e até mesmo *outliers*. Neste caso, analisou-se o comportamento do vento médio mensal no nível de 100 m, considerando a climatologia de 1991-2020, para os três estados escolhidos (BA, PI e RN) (vide Figura 4).

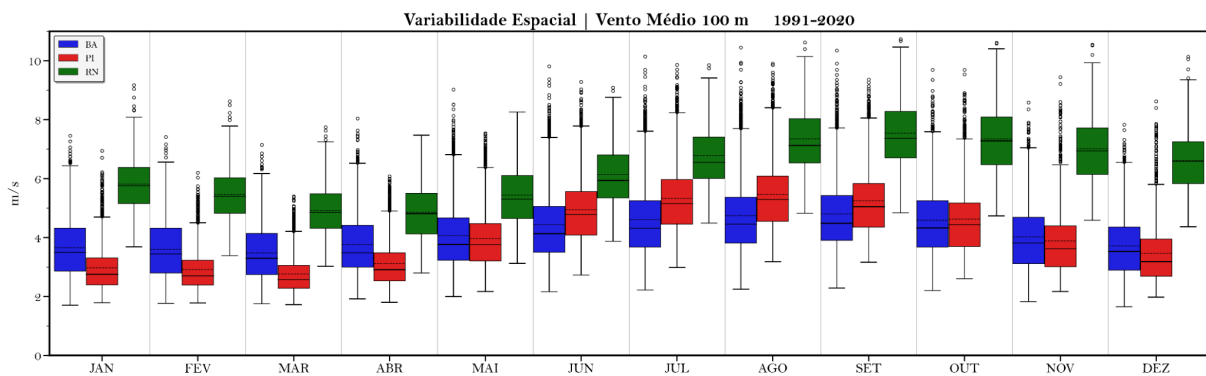
Ficou evidente que o estado do RN apresenta uma distribuição espacial do vento médio com maiores valores que BA e PI. Isso ocorre porque a área total do RN é bem menor, e também, pela predominância de ventos intensos na mesma área.

A sazonalidade dos ventos foi destacada na Figura 4, quando de forma geral, os ventos mais fracos ocorreram no início do ano, intensificando-se a partir de maio, com picos entre agosto (PI) e setembro (BA e RN). Os valores *outliers* mostraram que os ventos podem atingir quase 11 m/s na BA em agosto, e no RN em setembro, enquanto no Piauí, os máximos *outliers* não alcançaram nem os 10 m/s.

Além disso, ressalta-se que para os meses de ventos mais fracos (janeiro a maio), o estado da BA apresentou uma distribuição espacial mais intensa (exceto pelos valores do percentil 25) que o estado do PI. Porém, essa configuração foi invertida ao longo do início do segundo semestre do ano, principalmente entre agosto e setembro, quando os ventos são mais fortes. As diferenças entre os valores do percentil 25 da BA e dos estados do PI e RN aumentam nessa mesma época, onde na BA se encontra os mínimos.

Vale mencionar que a média e mediana dos valores de vento médio para os estados da BA e RN foram mais próximos no período de menor intensidade e mais dispersos entre si na época do ano de ventos mais intensos. Isso mostra que a média pode ser interpretada como a mediana nesse período do ano. Para o Piauí, o resultado apresentou o inverso, ou seja, a média e mediana se aproximaram quando os ventos se fortaleceram, e se distanciaram quando o vento diminuiu. Por isso, é importante analisar esses comportamentos a fim de evitar uma baixa representatividade das medidas estatísticas.

A distribuição completa analisada através da Figura 4 possibilitou inferir que, de modo geral, as séries mensais médias de vento para o estado do RN e BA possuem uma maior variância do que no PI devido a uma maior diferença entre os percentis 75 e 25, e média. Entretanto, o Piauí é o que apresentou maior amostragem de *outliers*, o que indica uma quantidade maior de valores dentro do estado considerados extremos para a sua distribuição climatológica de vento.



**Figura 4 - Boxplots mensais espaciais do vento médio no período climatológico 1991-2020, para os estados da Bahia (azul), Piauí (vermelho) e Rio Grande do Norte (verde). A linha contínua (pontilhada) dentro das caixas indica a mediana (média). Os valores outliers são destacados pelos círculos pretos vazios.**

### Diferenças Decadais

No contexto de mudanças climáticas para o setor eólico, é fundamental entender como o regime de ventos vem sendo alterado ao longo dos anos, desde décadas passadas

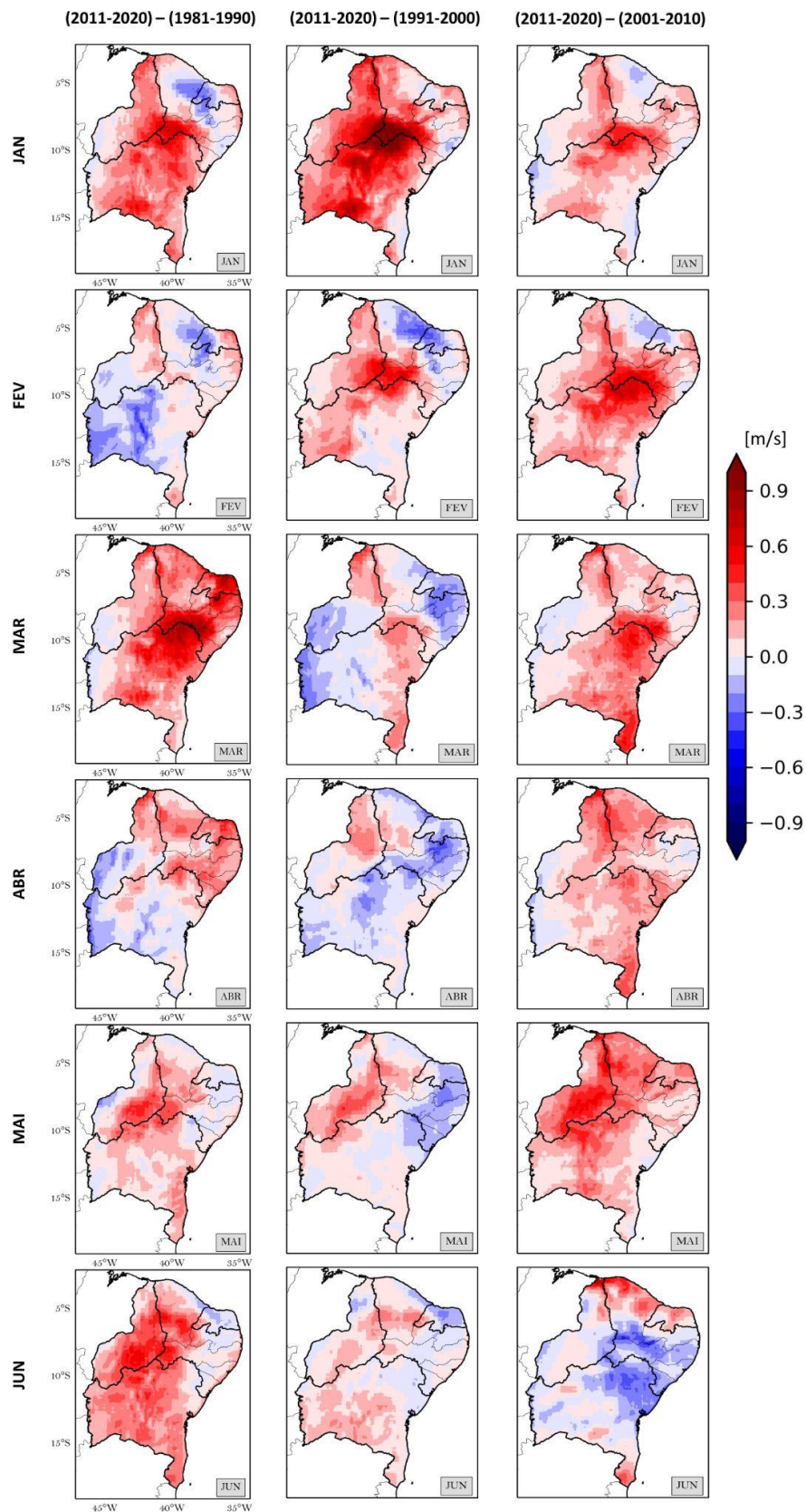
(1980) até os anos mais recentes (2020) visando um melhor planejamento estratégico do setor eólico. Nas Figuras 5 e 6 apresentou-se as diferenças decadais mensais para todo o subsistema NE, comparando-se a década mais recente, 2011-2020, com as décadas passadas, 1981-1990, 1991-2000 e 2001-2010. No geral, as mudanças decadais do vento médio mensal em 100 metros de altura não foram lineares, do ponto de vista de aumentos ou reduções progressivas ao longo das décadas antigas até as mais atuais, assim como em escala mensal.

As mudanças relativas à década mais antiga analisada (1981-1990), em muitos meses apontaram as diferenças mais significativas, tanto em termos de elevação quanto redução do vento, mas com predominância de aumentos no geral. Para o primeiro semestre do ano (Figura 5), somente os meses de fevereiro e abril apresentaram reduções mais distribuídas no subsistema NE, enquanto nos outros meses predominaram elevações, principalmente em março. Já para o segundo semestre, quase todo o período, exceto novembro, apresentou-se um aumento espacialmente homogêneo dos ventos na região, sendo no geral, mais fortes ao comparar com as diferenças relativas às décadas mais atuais. Ressalta-se os meses de março, setembro e outubro como os que evidenciaram diferenças positivas mais acentuadas. Por outro lado, as reduções foram mais restritas tanto no tempo quanto no espaço. Na área que contempla o oeste do RN, noroeste da PB e centro-leste do CE, ocorreu uma redução mais intensa em janeiro, fevereiro e novembro, quando neste mês esse enfraquecimento dos ventos se estende até o limite entre CE e PI. Na porção centro-oeste da BA foram identificadas fortes reduções em fevereiro, principalmente, e o extremo oeste também da BA e PI apresentou esse mesmo sinal tanto em fevereiro quanto em abril.

Para as diferenças relativas à década intermediária, 1991-2000, o padrão das mudanças de vento foi diferente no primeiro semestre do ano, mas a partir de agosto, basicamente foi o mesmo da década 1981-1990, exceto em novembro. Janeiro foi o mês que mais se destacou entre todos com aumentos muito fortes no NE, especialmente na região central. Em fevereiro, foram encontrados aumentos significativos na parte oeste e central do NE, principalmente, e reduções no norte. De março a julho as mudanças foram menos intensas, no qual a parte nordeste do NE apresentou reduções, e de maneira mais espalhada pela região, aumentos. No segundo semestre do ano, no geral, detectou-se mudanças positivas, porém menos intensas em relação à década anterior. Somente o mês de novembro mostrou uma inversão do padrão de mudanças de vento, seguindo o mesmo sinal positivo.

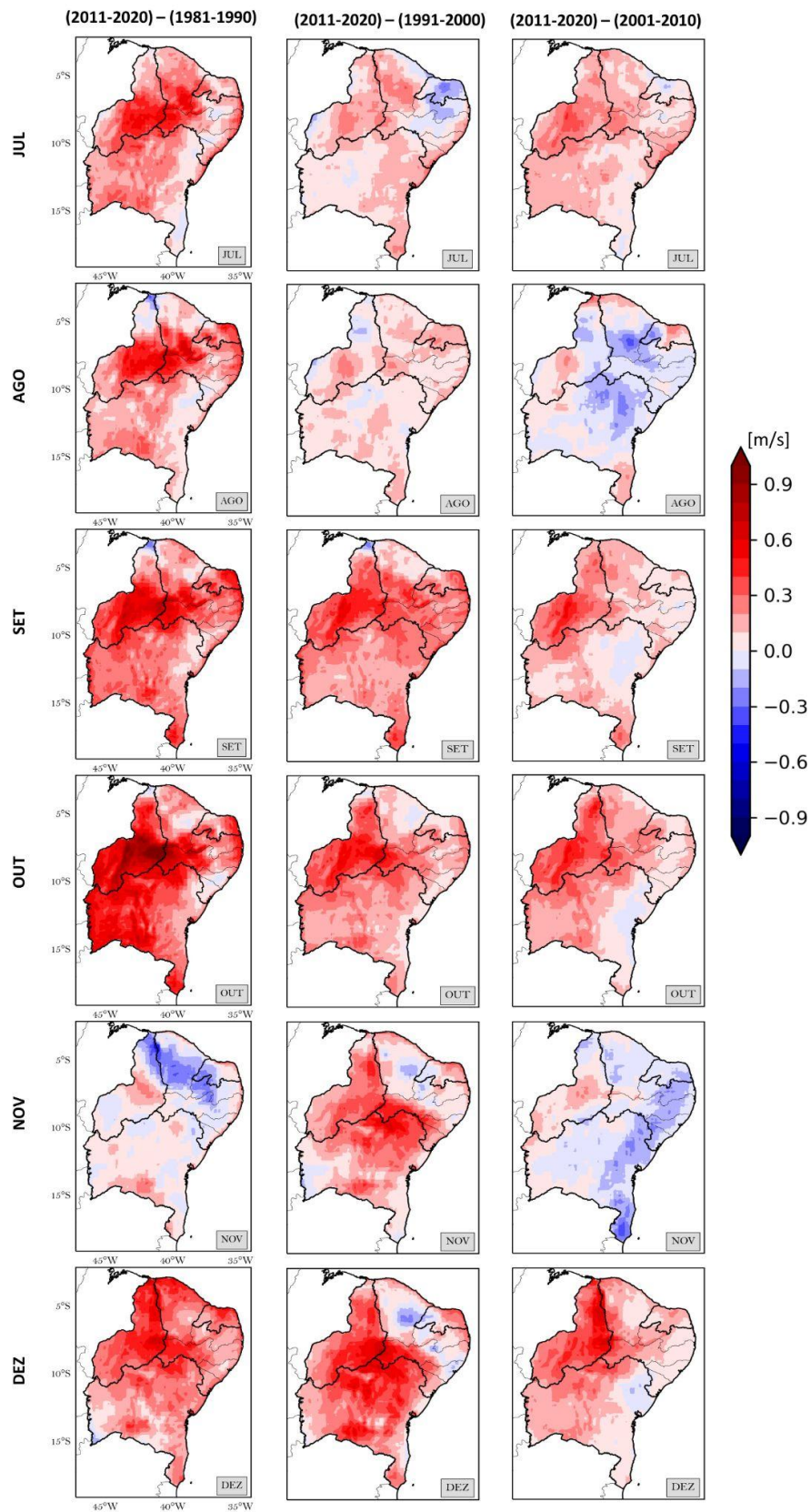
A última diferença decadal analisada mostrou padrões persistentes para alguns meses, e padrões muito distintos para outros. O primeiro semestre foi dominado por mudanças positivas na maior parte do subsistema NE, principalmente na parte central. Porém no mês de junho, as mudanças têm um viés negativo mais intenso, apresentando um fortalecimento dos ventos somente no extremo norte do NE. Analogamente, o segundo semestre foi marcado por ventos mais intensos, exceto em agosto e novembro, onde o sinal negativo se localiza na porção central e leste do NE. Destaca-se que as regiões de maiores aumentos de vento nessa época do ano ocorreram na porção oeste e noroeste da área de estudo.

É importante ressaltar que nos meses do ano em que, em média, os ventos foram mais fracos (ver Figuras 2 e 3), foi justamente quando as diferenças decadais mensais também foram menos pronunciadas. Em contrapartida, nos meses de ventos mais intensos, no segundo semestre, essas diferenças foram mais evidentes em magnitude.



**Figura 5 - Diferenças decadais médias mensais da velocidade do vento ao nível de 100 metros entre a década mais recente (2011-2020) e as passadas, 1981-1990 (coluna da esquerda), 1991-2000 (coluna do meio) e 2001-2010 (coluna da direita). Os meses apresentados são**

referentes ao primeiro semestre do ano (janeiro a junho). As mudanças positivas estão em vermelho, enquanto as negativas em azul.



**Figura 6 - Continuação da Figura 5 para o segundo semestre do ano (julho a dezembro).**

### **Séries Temporais das Anomalias**

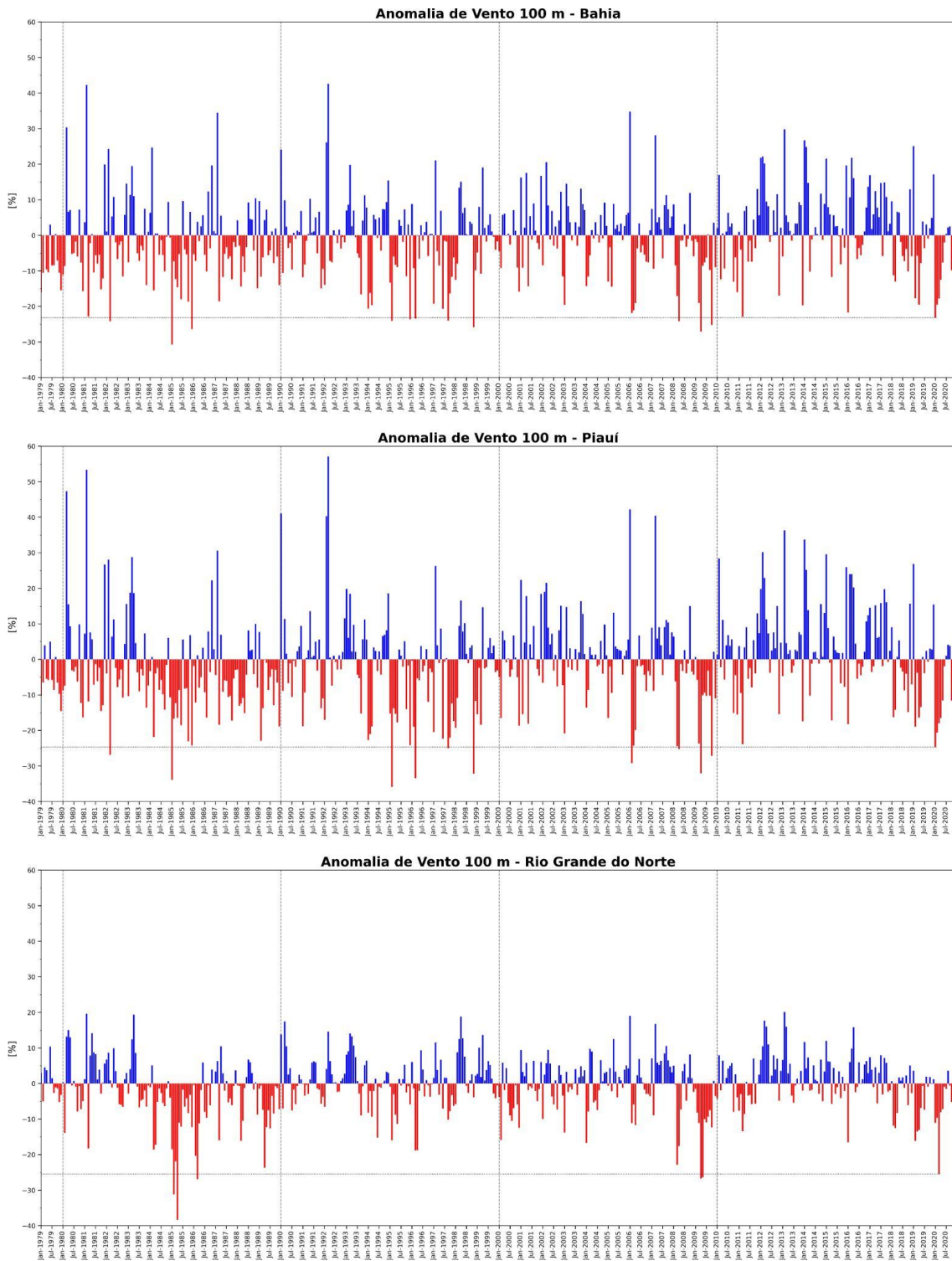
Recentemente, nos anos de 2019 e 2020, a geração eólica no subsistema NE foi abaixo do esperado. Por isso, é importante compreender a história que o clima apresenta para entender as variabilidades naturais de cada região e, assim, analisar de forma mais robusta o quão atípico é um determinado mês ou ano. A Figura 7 deste trabalho mostrou três séries temporais das anomalias mensais do vento em 100 metros de altura para três pontos localizados nos estados da BA, PI e RN.

Observou-se que o padrão dos sinais de anomalias é similar entre os três pontos analisados, exceto pela magnitude da anomalia em si. Vale ressaltar que o estado do PI foi o que evidenciou as maiores magnitudes de anomalias do vento para o período em questão. Todas as décadas, desde 1980 até 2020, apresentaram significativas oscilações entre anomalias positivas e negativas. Destaca-se a década de 90 para as localidades na BA e no PI por apresentarem os maiores sinais de anomalias tanto positiva quanto negativa da série completa, quando no início da década, em 1992, as anomalias alcançaram valores próximos de +45% e +55%, respectivamente, enquanto no final da década, em 1997, as anomalias negativas atingiram cerca de -35% e -43%, respectivamente. Já para o estado do RN, a década com maiores extremos foi a mais antiga, década de 80, quando se encontrou um máximo +21% em 1981, e -38% em 1985.

Ao comparar as anomalias negativas encontradas nos anos 2019-2020, notou-se que esses sinais de ventos mais fracos que o normal não foram uma exceção ou valores muito extremos. Para os três estados analisados, o valor mais crítico em 2019-2020 alcançou cerca de -23% em BA, -25% em PI e RN, enquanto em diversos anos anteriores esse limiar foi ultrapassado. Não há uma tendência clara se os ventos estão sendo enfraquecidos ou fortalecidos nas séries históricas apresentadas, mas a mensagem chave é de que as anomalias negativas nos anos mais recentes estão dentro de uma variabilidade natural, o que é de se esperar climatologicamente.

Diversos fatores podem estar associados às mudanças no regime de vento ao longo dos anos no subsistema NE, seja por efeitos locais (brisa marítima, por exemplo) quanto de escalas regionais ou globais. Um dos mais conhecidos fenômenos de interação oceano-atmosfera, o El Niño Oscilação Sul (ENOS), exerce uma influência significativa no regime de precipitação e vento no subsistema NE. Chaves et al. [17] observaram que na fase negativa do ENOS (El Niño), a precipitação apresenta anomalia negativa, que por consequência, fortalece os ventos. Por outro lado, na fase positiva do ENOS, La Niña, a chuva se intensifica, o que acarreta em anomalias negativas do vento. Além disso, outros índices oceânicos possuem uma certa correlação com os padrões de vento no Nordeste brasileiro, como a Oscilação Decadal do Pacífico e o *Tropical Southern Atlantic Index* (TSA). Em particular, o índice TSA, representado pela variação de temperatura da superfície do mar na região do Oceano Atlântico Sul Tropical, apresenta uma correlação positiva com anomalias de precipitação sobre o NE [18], o que implicaria numa correlação negativa com

as anomalias de vento. Ou seja, em períodos em que o índice TSA esteja significativamente positivo (negativo), os ventos enfraquecem (fortalecem) consideravelmente.



**Figura 7 - Séries temporais mensais de anomalias do vento no nível de 100 m para três pontos localizados nos estados da BA, PI e RN. As barras em azul (vermelho) indicam anomalias positivas (negativas), ou seja, ventos acima (abaixo) da média histórica. As linhas verticais tracejadas separam as quatro décadas (1980, 1990, 2000, 2010) que estão dentro da série histórica completa. As linhas horizontais pontilhadas representam o maior valor de anomalia**



**negativa nos anos 2019-2020. O período selecionado como referência à média histórica é 1991-2020.**

#### **4. CONCLUSÃO**

Este trabalho realizou uma análise das climatologias mensais do vento, dos valores das probabilidades de excedência P75 e P90, bem como sua variação espacial nos estados da Bahia, Piauí e Rio Grande do Norte, considerando o período 1991-2020 e todo subsistema do Nordeste. Somado a isto, apresentou as diferenças decadais mensais do vento e fez uma análise comparativa das séries históricas de anomalias de vento para três pontos localizados nos três estados selecionados. Para tanto, foi utilizado uma nova base de dados proveniente da reanálise ERA5, chamada AgERA5.

No geral, destacou-se uma clara sazonalidade do regime de ventos no subsistema NE, quando nos primeiros meses do ano (de janeiro a abril) os ventos são mais fracos ao passo que se fortalecem, atingindo valores máximos entre agosto e setembro, voltando a enfraquecer logo após.

Com relação a distribuição espacial do vento médio mensal, o estado do RN possui valores mais elevados do que os estados da BA e PI, podendo ser justificado pela extensão territorial dos estados, o que torna a proporção de ventos intensos numa mesma área muito maior para o RN do que para os outros. Ressalta-se que, de modo geral, as séries espaciais do PI são as que apresentam menor variância, mas são as que têm maior quantidade de valores *outliers*.

No contexto de mudanças climáticas, nota-se que o padrão de ventos no Nordeste brasileiro também vem sendo alterado ao longo das décadas. Os resultados apresentados evidenciam que, no geral, o primeiro semestre do ano é quando as mudanças são menos intensas, o que corrobora com a climatologia de ventos mais fracos. No segundo semestre do ano, principalmente a partir de agosto, as mudanças são mais claras. As mudanças relativas à década mais antiga analisada (1981-1990), em muitos meses são as diferenças mais significativas, tanto em termos de elevação quanto redução do vento, mas com predominância de aumentos no geral. Esse panorama de ventos mais fortes, no geral, corrobora com as evidências observadas de redução da precipitação no Nordeste ao longo das últimas décadas [19, 20], assim como as projeções climáticas mais recentes mostram um Nordeste ainda mais seco no futuro [20].

Diante de um panorama de ventos mais fracos que o esperado nos últimos anos (2019-2020), o setor eólico brasileiro se mostrou preocupado e um ponto de atenção foi estabelecido. Este trabalho mostra que as anomalias negativas dos anos mais recentes foram significativas, porém não excepcionais, podendo inferir que essas anomalias estão dentro de um padrão de variabilidade natural do sistema climático, que oscila ao longo do tempo.

Por fim, conclui-se que os resultados alcançados mostraram ao longo dos anos uma variabilidade espacial e temporal significativa na área de estudo. Tornando-se necessário conhecer detalhadamente qual é o comportamento espacial e temporal dos ventos em qualquer região (neste caso o Nordeste), visando tanto o planejamento de novos

empreendimentos de geração de energia eólica quanto o gerenciamento dos já existentes no curto, médio e longo prazo de forma mais eficiente.

## REFERÊNCIAS

[1] IPCC. **Climate Change 2001: The Scientific Basis**. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2001, 881 p. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/>.

[2] LLEDÓ, L. *et al.* Investigating the effects of Pacific sea surface temperatures on the wind drought of 2015 over the United States. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 123, n. 10, p. 4837-4849, 2018.

[3] AIE. Agência Internacional de Energia. **Renewables Power**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewable-power>.

[4] Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional: Ano Base 2019**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. 296p.

[5] CANALENERGIA. **O Brasil chega a 19 GW de capacidade instalada de energia eólica**. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53176883/brasil-chega-a-19-gw-de-capacidade-instalada-de-energia-eolica>.

[6] OLIVEIRA, J. L.; COSTA, A. A. Estudo de variabilidade do vento em escala sazonal sobre o nordeste Brasileiro utilizando o RAMS: os casos de 1973-1974 e 1982-1983. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 26, p. 53-66, 2011.

[7] DUBUS, L. *et al.* **What does the energy industry require from meteorology?** In: A. Troccoli (Ed.), *Weather & Climate Services for the Energy Industry* Springer International Publishing, p. 41-63, 2018.

[8] STAFFELL, I.; PFENNINGER, S. The increasing impact of weather on electricity supply and demand. **Energy** 145, p. 65-78, 2018.

[9] LLEDÓ, L. *et al.* Seasonal forecasts of wind power generation. **Renewable Energy**, v. 143, p. 91-100, 2019.

- [10] LINS, F. G.; TORRES, A. J. **Crescimento da geração eólica no Brasil: aprendizados para a operação do SIN.** Disponível em: <https://cenarioseolica.editorabrasilenergia.com.br/2020/02/28/crescimento-da-geracao-eolica-no-brasil-aprendizados-para-a-operacao-do-sistema-interligado-nacional/>
- [11] SANTOS, A. T. S. **Um estudo sobre a variabilidade do vento no nordeste do Brasil através de métodos estatísticos e via modelos dinâmicos de meso e micro escala.** 124f. Tese. Programa de Pós Graduação em Ciência Climática, do Centro de Ciências Exatas e da Terra da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN, 2014.
- [12] NIMER, E. Climatologia da região Nordeste do Brasil. Introdução à climatologia dinâmica. **Revista Brasileira de Geografia**, v. 34, n. 2, p. 3-51, 1972.
- [13] ECMWF. European Centre for Medium-Range Weather Forecasts. **Agrometeorological indicators from 1979 to present derived from reanalysis.** Disponível em: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/sis-agrometeorological-indicators?tab=overview>.
- [14] CAMELO, H. N. *et al.* **Métodos de Extrapolação de Velocidade do Vento para Regiões Litorâneas do Nordeste Brasileiro.** In: XVI Congresso Brasileiro de Meteorologia, Belém, Pará. 2010. p. 13-17.
- [15] AMARANTE, O. A. C. *et al.* **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.** Ministério de Minas e Energia - ELETROBRÁS Publishing Physics Wevb. Brasília. 2001 <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=1>.
- [16] CULTURE CHANGE. 2017. <http://www.culturechange.org/wind.htm>.
- [17] CHAVES, R. R; CAVALCANTI, I. F. A. Atmospheric circulation features associated with rainfall variability over southern Northeast Brazil. **Monthly Weather Review**, v. 129, n. 10, p. 2614-2626, 2001.
- [18] KAYANO, M. T.; ANDREOLI, R. V. Decadal variability of northern northeast Brazil rainfall and its relation to tropical sea surface temperature and global sea level pressure anomalies. **Journal of Geophysical Research: Oceans**, v. 109, n. C11, 2004.
- [19] REGOTO, P. *et al.* Observed changes in air temperature and precipitation extremes over Brazil. **International Journal of Climatology**, 2021.
- [20] SENEVIRATNE, S. I. *et al.* **Weather and Climate Extreme Events in a Changing Climate.** In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [MASSON-DELMOTTE, V. P. *et al.* (eds.)]. Available from <https://www.ipcc.ch/>



# AValiação DO POTENCIAL EÓLICO DE CAMPOS DE PRODUÇÃO DA BACIA DE CAMPOS E DE SANTOS

**Max Mauro Lozer dos Reis**  
**Bruno Mitsuo Mazetto**  
**Ezequiel Costa Malateaux da Silva**

Petrobras – Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes); Avenida Horácio Macedo, 950, Cidade Universitária, Rio de Janeiro – RJ.  
max.reis@petrobras.com.br  
bruno.mazetto@petrobras.com.br  
ezequiel.malateaux@petrobras.com.br

**Abstract.** *This paper presents an evaluation of the offshore wind generation potential in production fields of the Southeast coast of Brazil, specifically in the Campos and Santos Basins, where offshore wind could be used to provide energy for O&G operations. The study is based on wind data from global models for heights compatible with offshore wind turbine rotors. The average potential over the year is evaluated considering a long period of reanalysis data from the ERA5 database (2000 - 2019), in order to represent the expected variability for the wind generation in the regions studied. The power curves for the wind turbines LW 8MW, DTU 10MW, GE HALIADÉ-X 12MW and NREL 15MW are considered for the calculation of generated energy. Typical power generation losses of commercial offshore wind turbines are incorporated into the calculation. The results show an average capacity factor considering the P50 scenario ranging between 35% and 45% depending on the selected wind turbine model. For P90 scenario, the capacity factor is lower, ranging between 28% and 36%.*

**Keywords:** *offshore, wind power, oil and gas, renewable energy*

## 1. INTRODUCTION

A geração eólica offshore tem avançado nos últimos anos e a previsão é de que ocorra forte expansão nas próximas décadas, com crescimento médio de 13% ao ano (IEA, 2019). Vantagens como um recurso eólico melhor no mar em relação à terra (maiores velocidades médias e com frequência mais elevada), possibilidade de instalação próximo a locais densamente povoados do litoral e menores impactos sociais (uso da terra, emissões acústicas, poluição visual) são parte da explicação para o destaque mundial que a fonte apresenta (IRENA, 2019).

No mundo, grandes empresas do setor de petróleo estão aproveitando as sinergias e os conhecimentos acumulados ao longo das décadas para desbravar o aproveitamento do vento no mar. Os principais exemplos são a Oersted (antiga DONG) e a Equinor (antiga STATOIL), que juntas possuíam em 2018 cerca de 19% da capacidade instalada europeia (Wind Europe, 2019). Ambas, em conjunto com a Royal Dutch Shell, estão expandindo sua atuação para o emergente mercado norte americano, com projetos que ultrapassam a marca de 5 GW.

No Brasil, embora a eólica offshore ainda não seja uma realidade, o potencial já se mostra muito elevado. Estudos realizados estimam que todo o litoral brasileiro com lâmina d'água entre 0 e 100 m de profundidade, possui o potencial eólico de 1.300 GW (Pimenta, et al., 2019). O Banco Mundial (2019) publicou um relatório mostrando a expansão da energia eólica offshore para países emergentes em que estima um potencial eólico offshore no Brasil de 1,2 TW dentro da faixa de até 200 km da costa. Tavares et al. (2020) realizaram um estudo para avaliar o potencial eólico offshore no Brasil usando o banco de dados de reanálise CFSv2, ERA5 e MERRA2. Foi observada uma velocidade média do vento de 9 m/s para lâmina d'água entre 100 e 1.500 metros na região sudeste do Brasil, próximo ao estado do Rio de Janeiro, e um potencial eólico estimado de 344 GW.

O objetivo do presente artigo é avaliar o potencial eólico em campos de produção de petróleo e gás no Sudeste Brasileiro com o intuito de subsidiar a utilização de geração eólica offshore para o fornecimento de energia para atendimento às diversas demandas da indústria de óleo e gás, como alimentação de UEPs (Unidades Estacionárias de Produção) e de sistemas de EOR (Enhanced Oil Recovery).

## 2. METODOLOGIA

O estudo abrange campos de produção da Bacia de Campos e da Bacia de Santos cuja operação é realizada pela Petrobras. A Figura 1 apresenta a localização de cada campo do estudo, bem como o recurso eólico disponível e as linhas batimétricas para cada localidade. Nota-se que a porção entre o litoral central e norte fluminense (entre Cabo Frio e a divisa com o Espírito Santo) apresenta velocidades médias acima de 8 m/s mais próximo à costa (a partir de 50 km). Por outro lado, na porção sul fluminense e litoral norte paulista, o melhor recurso localiza-se mais distante da costa, a mais de 200 km.

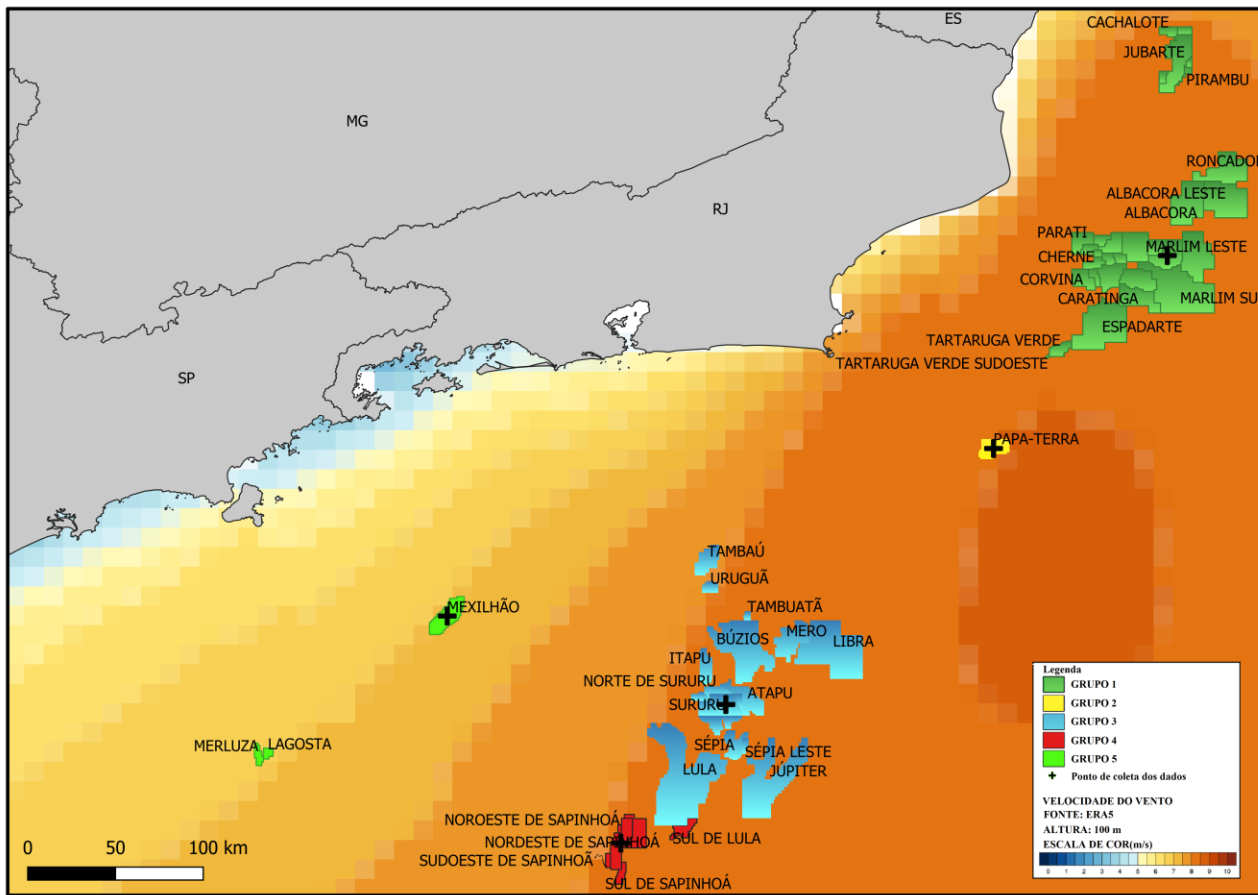


Figura 1 - Localização dos Campos na bacia de Campos e na bacia de Santos

Foram utilizados os dados de vento do modelo de reanálise ERA5 (ECMWF, s.d.) para o período compreendido entre 01/01/2000 e 31/12/2019, em base horária (menor resolução temporal disponível). Devido à grande quantidade de campos em análise e à observação de que as velocidades médias do vento e comportamento diário e anual apresentavam pequena variação entre campos próximos, realizou-se uma análise de correlação entre as séries de vento campo a campo, de modo a reduzir o número de resultados apresentados, ao mesmo tempo em que se garantiria a abrangência e validade das análises. A Figura 2 apresenta um exemplo da dispersão dos dados de vento entre os campos de Búzios e Sururu.

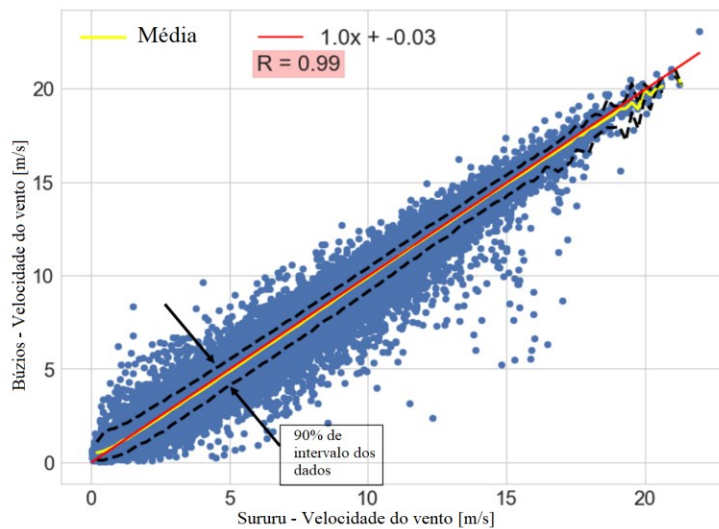


Figura 2 - Exemplo de dispersão dos dados entre os campos de Búzios e Sururu.

O conceito básico para tal análise é o coeficiente de correlação de Pearson (R de Pearson). O coeficiente é utilizado para quantificar a dependência linear entre duas variáveis, ou seja, permite medir com que precisão uma variável pode ser aproximada por uma função linear da outra (Soong, 2004). Quanto mais próximo da unidade (positiva ou negativa), mais forte é a correlação linear. Por outro lado, quanto mais próximo de zero, pior é a aproximação linear de uma variável a outra (Mukaka, 2012). Tendo em mente o conceito R de Pearson, o seguinte passo a passo foi então aplicado ao agrupamento:

- Comparação entre séries de vento a 100 m de altura (dois por dois) calculando o coeficiente de correlação linear (R). Para tanto, foi aplicada a função `pearsonr` (Scipy.org, 2020), da biblioteca `scipy.stats` para Python, que calcula a correlação de Pearson para duas séries de dados de entrada;
- Uma matriz de correlação foi criada por meio das comparações mencionadas. Usando a matriz, os campos com boa correlação (acima de 0,7) foram reunidos para formar grupos;
- Trabalhando com os grupos menores, foi feita uma análise para escolher o campo cuja série de vento estaria melhor correlacionada com as demais. Para tanto, foram adotados dois critérios: maximizar a soma dos coeficientes de correlação entre o candidato e os demais campos do grupo e maximizar o número de campos representados (adotando  $R > 0,85$ ).
- Os campos que não se enquadravam em determinado grupo foram avaliados em outro grupo ou formaram um grupo independente.

De tal análise, foi possível separar os campos em 5 grupos, conforme apresentado na Figura 1. Os campos identificados como representativos dos grupos 1 ao 5 foram Marlim, Papa-Terra, Sururu, Sapinhoá e Mexilhão, respectivamente.

No presente estudo foram adotadas as curvas de potência dos aerogeradores LeanWind de 8,0 MW (Desmond, et al., 2016), DTU de 10 MW (Bak, et al., 2013), GE Haliade-X de 12 MW (Grupo Eólica Brasil, 2019) e NREL de 15 MW (Gaertner, et al., 2020), de forma a identificar o comportamento de cada máquina em função do potencial eólico disponível, conforme apresentado na Figura 3.

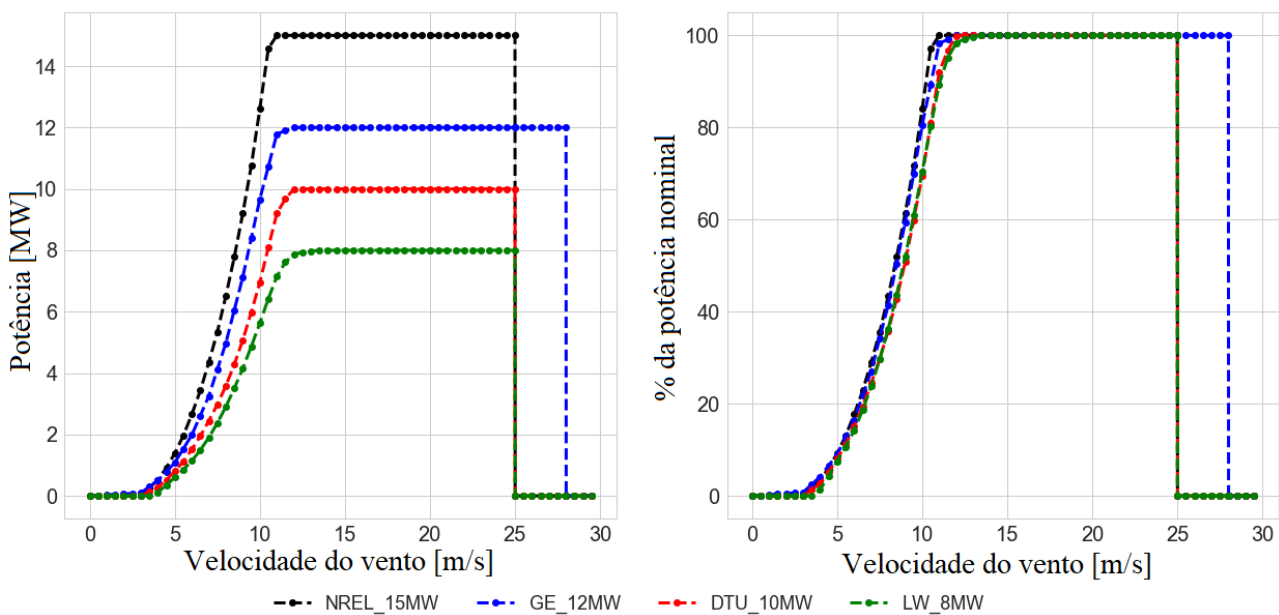


Figura 3 - Curvas de potência dos aerogeradores

Foram desenvolvidos ajustes de curva polinomial a partir dos pontos discretos das curvas dos aerogeradores através da função `polyfit` do software Octave®, de modo que seja possível obter a potência do aerogerador para qualquer velocidade do vento. De posse dos polinômios, a estimativa da geração de energia foi realizada a partir da velocidade horária do vento para cada ponto representativo dos campos em estudo (considerando o período entre os anos de 2000 e 2019), resultando em 175.320 dados horários de potência para cada campo estudado. Os resultados foram exportados para o Excel onde foram manipulados para a obtenção do relatório consolidado do fator de capacidade médio e potência média, conforme serão apresentados nos resultados.

Para a estimativa da geração de energia serão consideradas perdas de geração de energia conforme apresentadas na Tabela 1. As perdas por efeito esteira foram desconsideradas neste estudo, pois adotou-se a premissa de aerogeradores unitários para suprimento da demanda de equipamentos individuais. No caso de mais de uma turbina eólica, considere-se a possibilidade de um layout que elimine os efeitos da esteira de uma turbina sobre a outra. As demais perdas foram consideradas com base nas referências Brower & Bailey, 2012 e Grupo Eólica Brasil, 2019.

Tabela 1 - Perdas de Geração

|                              |               |
|------------------------------|---------------|
| Efeito Esteira / Bloqueio    | 0,0 %         |
| Indisponibilidade            | 10,0 %        |
| Elétricas                    | 2,0 %         |
| Rendimento dos Aerogeradores | 4,0 %         |
| Ambientais                   | 0,0 %         |
| <b>Total</b>                 | <b>15,3 %</b> |

### 3. RESULTADOS

O processo de agrupamento identificou 5 grupos, conforme mostrado na Figura 1. O Grupo 1 agrega a maioria dos campos de produção da Bacia de Campos, enquanto o Grupo 3 é o mais inclusivo na Bacia de Santos. Papa-Terra é o único campo do grupo 2, uma vez que sua série de velocidade do vento não está bem correlacionada aos grupos 1 ou 3. Os grupos 4 e 5 detêm, respectivamente, os campos de produção da Petrobras mais ao sul e mais próximos da costa da Bacia de Santos.

A Tabela 2 apresenta as velocidades médias do vento para os campos representativos de cada grupo. Nos grupos 1 a 4, a velocidade média ronda os 8 m/s enquanto o grupo 5, representado por Mexilhão, que se encontra mais próximo da costa, tem uma velocidade média inferior a 7 m/s. Em relação ao expoente de Hellman ( $\alpha$ ), obteve-se um valor médio em torno de 0,06 para todos os campos, valor típico para espelhos d'água no mar. Além disso, a Figura 4 mostra os gráficos de distribuição de Weibull para cada campo. A distribuição de Mexilhão é um pouco mais à esquerda do que as demais, com maiores probabilidades em velocidades menores do que nos demais campos. Por outro lado, Marlim apresenta uma distribuição mais concentrada em torno da média do que as curvas dos grupos 2 a 4.

Tabela 2 – Velocidade média do vento para os campos representativos de cada grupo

| Grupo | Campo de produção | Bacia  | Número de campos | Velocidade média do vento [m/s] |
|-------|-------------------|--------|------------------|---------------------------------|
| 1     | Marlim            | Campos | 30               | 8,15                            |
| 2     | Papa Terra        | Campos | 1                | 8,28                            |
| 3     | Sururu            | Santos | 19               | 7,99                            |
| 4     | Sapinhoá          | Santos | 6                | 7,84                            |
| 5     | Mexilhão          | Santos | 3                | 6,93                            |

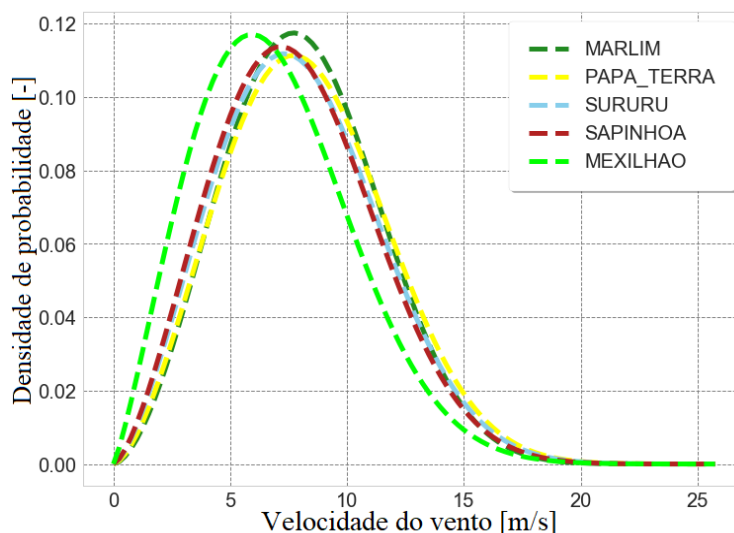


Figura 4 – Distribuição de Weibull para cada campo representativo

A Figura 5 apresenta de forma geral o fator de capacidade médio (por semana e por campo de produção) para os modelos de aerogeradores selecionados. Nota-se que o comportamento do fator de capacidade é o mesmo entre os aerogeradores, entretanto, o modelo NREL 15MW apresenta os maiores fatores de capacidade, seguido pelo modelo HALIADE 12MW. Os campos representados pelos Grupo 1 e Grupo 2 se sobressaem em relação aos outros Grupos de campos, sendo que o Grupo 5 (Mexilhão) apresentou resultados menos favoráveis dentre os campos analisados.

Os gráficos da Figura 5 também mostram que o fator de capacidade segue uma tendência crescente no inverno (junho a setembro). Durante a primavera (setembro a dezembro), os campos da Bacia de Campos apresentam comportamento praticamente estável e tendência decrescente para os da Bacia de Santos. Para todos os grupos, o fator de capacidade diminui do início até o final do verão (dezembro a março), atingindo seu nível mais baixo no outono (março a junho). Os meses de abril e maio representam o período de menor disponibilidade do recurso eólico. Depois deles, o fator de capacidade aumenta suavemente durante a temporada de outono.

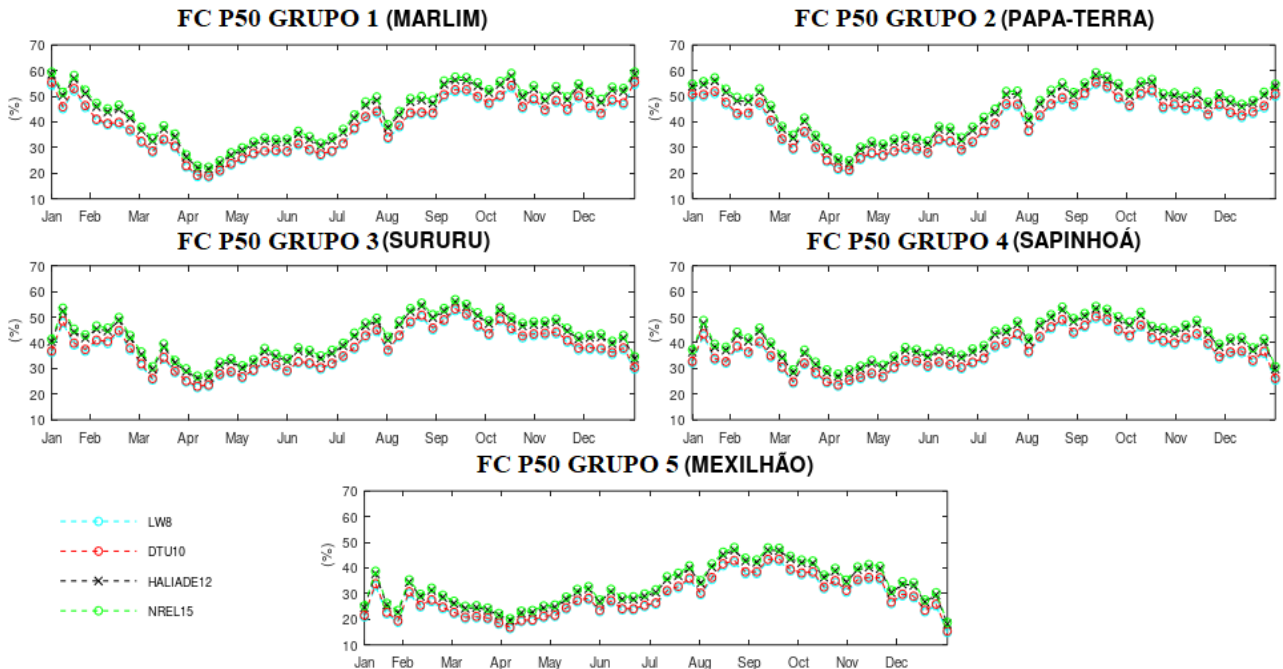


Figura 5 - Fator de capacidade médio por Grupo/Campo

A Figura 6 apresenta o comportamento da potência ao longo do ano em função do modelo de aerogerador e do campos de produção estudado. Fica claro a grande variabilidade do recurso eólico ao longo do ano. Além disso, os modelos de aerogeradores NREL 15MW e HALIADE 12MW se destacam pela maior potência, aliada a altos fatores de capacidade, conforme apresentado na Figura 5.

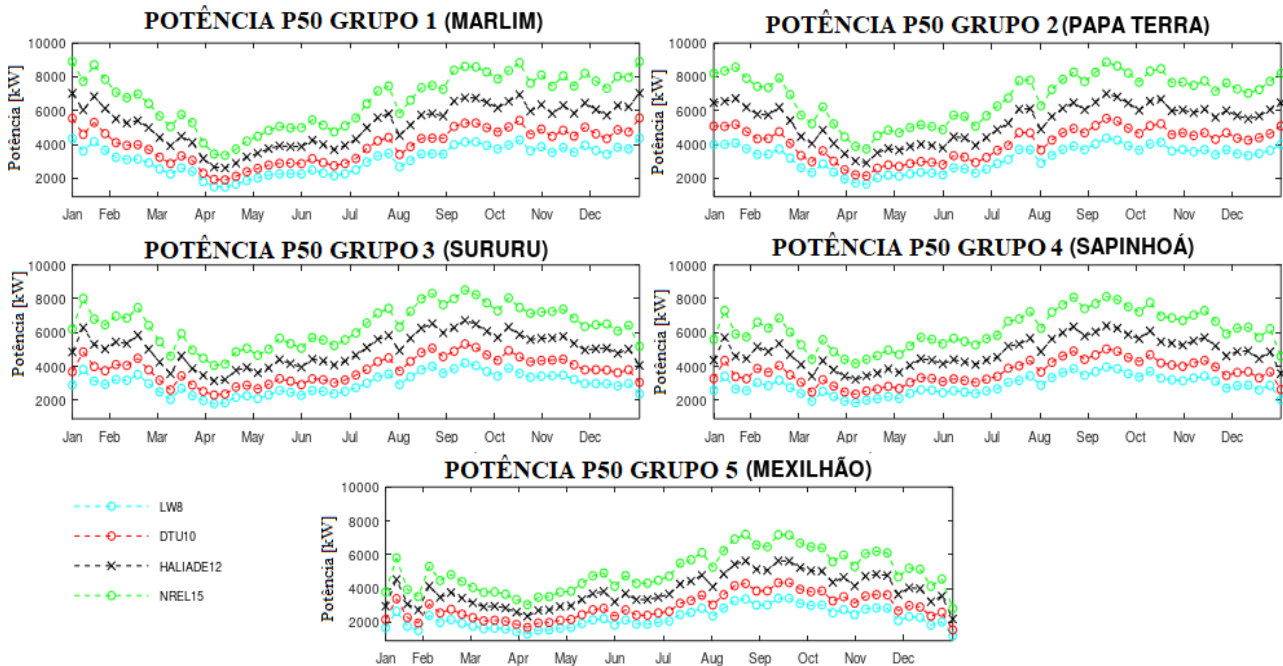


Figura 6 - Potência média por Grupo/Campo



Além da variação no fator de potência e capacidade dentro do mesmo ano, visto na Figura 5 e Figura 6, também há variabilidade entre os anos considerados dentro do período de 20 anos do banco de dados de reanálise. Na Figura 7 os limites mínimo e máximo observados no período de 20 anos definem uma envoltória do fator de capacidade semanal obtido com o modelo GE 12 MW. Para os dois grupos apresentados (um de cada Bacia), a variação do envelope é em torno de 40 a 50 pontos percentuais para o fator de capacidade P50, dependendo da semana. Esta diferença pode ser vista ao comparar o melhor e o pior ano em termos de média anual do FC para ambos os campos. Além disso, embora os gráficos de CF para os anos individuais apresentem um comportamento geral semelhante à média (curva vermelha), eles também mostram uma variabilidade muito maior de semana para semana. Isso é um indicativo de que a utilização de sistemas de geração híbridos, principalmente associados ao armazenamento de energia, seria uma boa opção para amenizar variações no atendimento à demanda por sistemas isolados.

A Tabela 3 e

**Tabela 4** apresentam o resumo dos fatores de capacidade médio e a geração média anual de energia de acordo com os modelos dos aerogeradores e os grupos selecionados para o estudo. Para as probabilidades de excedência do P90, foi adotado que as incertezas na geração estimada seriam em torno de 15%. Observa-se que os modelos NREL 15MW e GE 12 MW geram os maiores fatores de capacidade associados à maior capacidade anual de geração de energia. Os campos de produção da bacia de Campos apresentam resultados ligeiramente superiores aos da bacia de Santos, que por sua vez apresentou resultados menos promissores para o Grupo 5, representado pelo campo de Mexilhão.

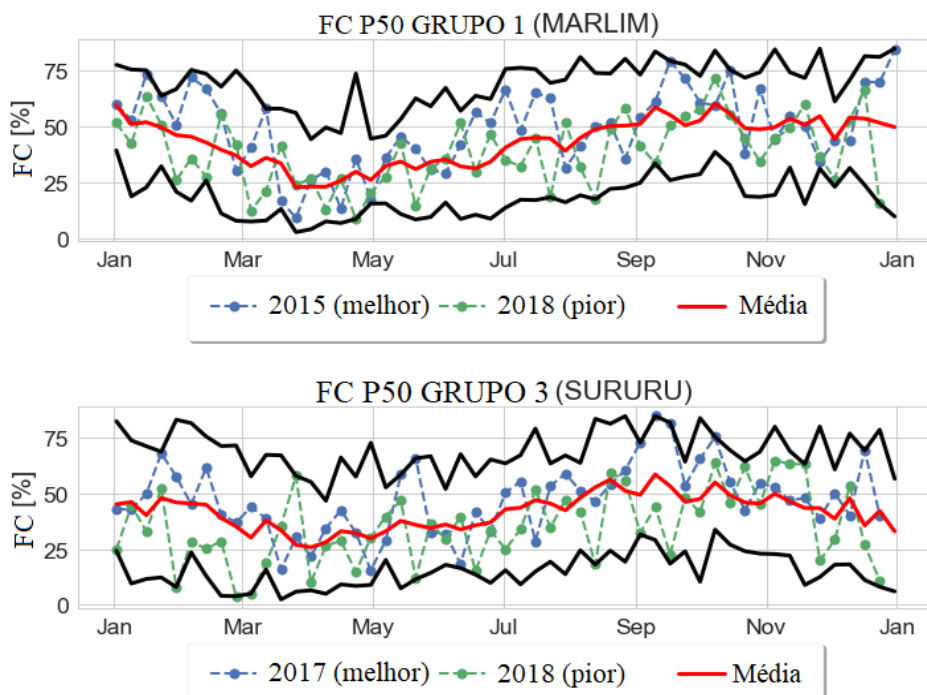


Figura 7 – Envoltória do Fator de capacidade P50 para o modelo GE 12 MW para os grupos 1 e 3.

Tabela 3 – Visão global dos resultados para cada grupo (Bacia de Campos)

| GRUPO 1<br>MARLIM | $\dot{E}_{P50}$<br>(kW <sub>avg</sub> ) | $\dot{E}_{P90}$<br>(kW <sub>avg</sub> ) | FC <sub>P50</sub><br>(%) | FC <sub>P90</sub><br>(%) | GRUPO 2<br>PAPA-TERRA | $\dot{E}_{P50}$<br>(kW <sub>avg</sub> ) | $\dot{E}_{P90}$<br>(kW <sub>avg</sub> ) | FC <sub>P50</sub><br>(%) | FC <sub>P90</sub><br>(%) |
|-------------------|---|---|--------------------------|--------------------------|-----------------------|---|---|--------------------------|--------------------------|
| LW 8MW            | 3073                                    | 2482                                    | 38,4                     | 31,0                     | LW 8MW                | 3177                                    | 2566                                    | 39,7                     | 32,1                     |
| DTU 10MW          | 3908                                    | 3157                                    | 39,1                     | 31,6                     | DTU 10MW              | 4040                                    | 3263                                    | 40,4                     | 32,6                     |
| GE 12 MW          | 5161                                    | 4169                                    | 43,0                     | 34,7                     | GE 12 MW              | 5300                                    | 4281                                    | 44,2                     | 35,7                     |
| NREL 15MW         | 6617                                    | 5344                                    | 44,1                     | 35,6                     | NREL 15MW             | 6783                                    | 5478                                    | 45,2                     | 36,5                     |

Tabela 4 – Visão global dos resultados para cada grupo (Bacia de Santos)

| GRUPO 3<br>SURURU | $\dot{E}_{P50}$<br>(kW <sub>avg</sub> ) | $\dot{E}_{P90}$<br>(kW <sub>avg</sub> ) | FC <sub>P50</sub><br>(%) | FC <sub>P90</sub><br>(%) | GRUPO 4<br>SAPINHOÁ | $\dot{E}_{P50}$<br>(kW <sub>avg</sub> ) | $\dot{E}_{P90}$<br>(kW <sub>avg</sub> ) | FC <sub>P50</sub><br>(%) | FC <sub>P90</sub><br>(%) |
|-------------------|---|---|--------------------------|--------------------------|---------------------|---|---|--------------------------|--------------------------|
| LW 8MW            | 2987                                    | 2412                                    | 37,3                     | 30,2                     | LW 8MW              | 2865                                    | 2314                                    | 35,8                     | 28,9                     |
| DTU 10MW          | 3801                                    | 3070                                    | 38,0                     | 30,7                     | DTU 10MW            | 3648                                    | 2946                                    | 36,5                     | 29,5                     |
| GE 12 MW          | 5010                                    | 4047                                    | 41,8                     | 33,7                     | GE 12 MW            | 4836                                    | 3906                                    | 40,3                     | 32,6                     |
| NREL 15MW         | 6418                                    | 5183                                    | 42,8                     | 34,6                     | NREL 15MW           | 6201                                    | 5009                                    | 41,3                     | 33,4                     |

| GRUPO 5<br>MEXILHÃO | $\dot{E}_{P50}$<br>(kW <sub>avg</sub> ) | $\dot{E}_{P90}$<br>(kW <sub>avg</sub> ) | FC <sub>P50</sub><br>(%) | FC <sub>P90</sub><br>(%) |
|---------------------|---|---|--------------------------|--------------------------|
| LW 8MW              | 2266                                    | 1830                                    | 28,3                     | 22,9                     |
| DTU 10MW            | 2897                                    | 2340                                    | 29,0                     | 23,4                     |
| GE 12 MW            | 3905                                    | 3154                                    | 32,5                     | 26,3                     |
| NREL 15MW           | 5015                                    | 4050                                    | 33,4                     | 27,0                     |

#### 4. CONCLUSÕES

Este estudo destaca o grande recurso eólico das Bacias de Campos e Santos. Por meio de um estudo de correlação de séries de velocidades do vento, foi possível agrupar os campos de produção em cinco grupos representativos e apresentar os resultados de forma simplificada.

A partir da análise dos resultados, é possível verificar que, exceto para o grupo 5, representado pelo campo de Mexilhão, o fator de capacidade médio considerando o cenário P50 varia entre 35% e 45% dependendo do modelo do aerogerador selecionado. Para o cenário P90, o fator de capacidade é menor, variando entre 28% e 36%.

A variação da velocidade do vento ao longo do ano impacta diretamente no equipamento e / ou sistema que será acionado pela energia eólica. Portanto, é importante integrar a energia eólica a um sistema que suavize a curva de geração e atenda aos requisitos de energia elétrica do equipamento. Algumas possibilidades são a utilização de sistemas de armazenamento de energia (baterias ou armazenamento de ar comprimido, por exemplo) ou outros sistemas para compensar as oscilações de energia (como o uso em conjunto com turbinas a gás ou motores a diesel).

Outro fato importante refere-se às longas temporadas com ventos de baixa velocidade. O período de abril a maio tem um fator de capacidade muito baixo, o que dá uma indicação da janela de oportunidade para instalação do parque eólico e realização de manutenções programadas, por exemplo.

#### 5. AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido dentro do projeto PD-00553-0045/2016 o qual está dentro do escopo do programa de P&D de sistemas elétricos regulamentado pela ANEEL.

#### 6. REFERÊNCIAS

- Bak, C. et al., 2013. The DTU 10-MW Reference Wind Turbine. s.l.:s.n.
- Brower, M. & Bailey, B., 2012. Wind resource assessment : a practical guide to developing a wind project.. Hoboken: Wiley.
- Desmond, C., Murphy, J., Blonk, L. & Haans, W., 2016. Description of an 8 MW reference wind turbine. Journal of Physics.
- ECMWF, s.d. ERA5. [Online] Available at: <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5> [Acesso em 21 07 2020].

- Felipe M. Pimenta, A. R. S. ., A. T. A. ., V. d. S. A., 2019. Brazil Offshore Wind Resources and Atmospheric Surface Layer Stability. *Energies*.
- Gaertner, E. et al., 2020. Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference, Golden: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5000-75698.
- Gorayeb, A. & Brannstrom, C., 2016. Toward Participatory Management of Renewable Energy Resources (Wind-Farm) in Northeastern Brazil. Mercator (Fortaleza).
- Grupo Eólica Brasil, 2019. DRO Parque Eólico Marítimo Asa Branca 1 - 720 MW. São Paulo: s.n.
- IEA, 2019. Offshore Wind Outlook 2019, Paris: s.n.
- IRENA, 2019. Future of Wind: technology, grid integration and socio-economic aspects., Abu Dhabi: s.n.
- Mukaka, M., 2012. A guide to appropriate use of Correlation coefficient in medical research. *Malawi Medical Journal*, 24(3), pp. 69-71.
- Pimenta, F. et al., 2019. Brazil Offshore Wind Resources and Atmospheric Surface Layer Stability. *Energies*, 12(4195), pp. 1-21.
- Scipy.org, 2020. scipy.stats.pearsonr. [Online] Available at: <https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.stats.pearsonr.html> [Acesso em 29 07 2020].
- Soong, T. T., 2004. *Fundamentals of Probability and Statistics for Engineers*. West Sussex: John Wiley & Sons.
- Tavares, L. F. d. A. et al., 2020. Assessment of the offshore wind technical potential for the Brazilian Southeast and South regions. *Energy*.
- The World Bank, 2019. Expanding Offshore Wind to Emerging Markets. [Online] Available at: <https://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/expanding-offshore-wind-in-emerging-markets> [Acesso em 20 August 2019].
- Wind Europe, 2019. Offshore Wind in Europe: Key Trends and Statistics 2018, Bruxelas: s.n.



## Resultados Operacionais de Efeitos da Interação entre o Fluxo Atmosférico e Configuração de Parque Eólico Estreitamente Espaçada

**Thales Delmiro**

Departamento de Engenharia/Casa dos Ventos

Av. Brigadeiro Faria Lima 3477 14º Andar, São Paulo-SP, Brasil

thales.delmiro@casadosventos.com.br

**Resumo:** Um estudo comparativo entre modelos teóricos de avaliação de recursos eólicos adotando medições no período pós-construção e dados operacionais de uma configuração de parque eólico estreitamente espaçada foi conduzido para investigar o impacto na produção de energia e na velocidade do vento na altura do cubo da turbina induzido pela interação com o fluxo atmosférico. O estudo revelou uma diminuição da produção média de energia na primeira fileira de turbinas (considerando a direção do vento predominante) em comparação com os resultados estimados pós-construção. Um modelo de interação parque eólico-atmosfera mais refinado continua sendo uma demanda do mercado, uma vez que os resultados da maioria dos modelos comerciais de pré-construção avaliados não estimam acuradamente a perda aerodinâmica apresentada pelos dados operacionais.

**Abstract:** A comparative study between wind resource assessment theoretical models adopting post-construction measurements and operational data of a closely-spaced lateral wind farm configuration was conducted to investigate the impact on energy production and wind speed at turbine hub-height induced by the interaction with the atmospheric flow. The study revealed a diminish of mean energy production in the first row (considering the prevailing wind direction) compared to the post-construction estimated result. A more refined wind farm-atmosphere interaction model remains a market demand, since the results of most commercial pre-construction models evaluated do not accurately estimate the aerodynamic loss presented by operating data.

**Palavras-chave:** Geração Eólica, Efeito Bloqueio, Efeito Esteira, Interação Atmosférica.



## INTRODUÇÃO

A ausência de uma padronização (via norma) para estimar a geração de energia de uma usina eólica possibilita que múltiplos métodos sejam adotados, desenvolvidos e evoluídos pelo setor de energia eólica. As empresas desenvolvedoras e comercializadoras de projetos eólicos, assim como consultorias independentes aplicam esforços para reduzir incertezas associadas à estimativa de produção a um custo computacional viável. Com a redução progressiva desse custo, observada com o advento de plataformas de computação baseada em nuvem e com a própria evolução do *hardware*, os métodos de cálculo de produção anual de energia tendem a substituir as simplificações de cálculo (geralmente empregadas na indústria) por uma simulação mais complexa e com maior densidade de dados de entrada, sobretudo em modelos meteorológicos e simulações de escoamento atmosférico de maior fidelidade.

Os métodos de estimativa de perdas por interação aerodinâmica entre aerogeradores, fluxo atmosférico e relevo que, em geral, compõem a estimativa de geração eólica avançam na mesma evolução mencionada. Anteriormente, a maioria dos modelos estimavam apenas a perda aerodinâmica de turbinas a jusante de outras máquinas operantes. Ou seja, os modelos de déficit aerodinâmico consideravam apenas a componente de esteira. Esteira é o fenômeno de vento menos energético (menor velocidade na direção predominante do vento livre) jusante ao rotor devido à extração da energia cinética do fluxo atmosférico. Esse efeito é expandido em formato aproximadamente de tronco de cone e dissipado conforme o escoamento se distancia axialmente do aerogerador, ocorrendo a recuperação da configuração de vento livre.

De fato, a componente da interação atmosférica de efeito esteira pode ser responsável por uma perda considerável em parques com várias fileiras dispostas na direção do vento, podendo variar entre 5% e 15% em usinas *onshore* podendo ir para uma variação média de 10% a 20% em usinas *offshore* (BARTHELMIE et al., 2009) em parques com mais de uma fileira. Essa quantificação justificava anteriormente a não contabilização de diversos outros efeitos componentes da interação atmosférica na usina eólica como efeito bloqueio, efeito solo, rugosidade do solo, desalinhamentos do vento com a seção do rotor (vertical e horizontal: *yaw/tilt loss* advindo da mudanças repentinas e sazonais de direção de vento, inclinação do solo, mudança da estabilidade térmica) e sub-performance do aerogerador (geralmente associadas às operações de ligamentos e desligamentos programados das turbinas).

Atualmente vários modelos consideram outros efeitos presentes na física do escoamento pelo aerogerador, sobretudo o efeito de bloqueio e de desalinhamento do fluxo eólico.

O efeito bloqueio (também chamado de indução) é responsável por gerar desaceleração do escoamento a montante da seção do rotor assim como aceleração entre rotores de uma fileira simplesmente devido ao desvio do escoamento causado pelos componentes do aerogerador (torres, pás, nacele, entre outros). Alguns estudos quantificam a perda de primeira fileira na ordem de 1%-5% (BLEEG et al., 2018) Tornando o efeito bloqueio indispensável na contabilização de perdas de geração tanto quanto o efeito esteira e perdas por desalinhamento de escoamento em terrenos mais complexos.



**Figura 1 - Fotografia da usina *offshore* de Horns-Rev, Dinamarca. Créditos ao fotógrafo Henrik Krogh.**

A fotografia (Figura 1) de um parque eólico *offshore* de Horns-Rev, Dinamarca se beneficia da presença de névoa acima da superfície do mar para a visualização de diversos efeitos aerodinâmicos como o cone de turbilhonamento (névoa dissipada) a jusante dos aerogeradores (efeito esteira) e o adensamento da névoa a montante de aerogeradores (efeito bloqueio) que é mais proeminente na primeira fileira (conforme observado à direita da Figura 1).

Portanto, entende-se que o bloqueio do escoamento ocasionado por um único aerogerador já é levado em conta na aferição de performance presente na curva de potência fornecida pelo fabricante, mas a superposição de bloqueios de uma fileira de aerogeradores já amplifica esse impacto sobretudo em configurações estreitamente espaçadas na mesma fileira, menor que 3 diâmetros de rotor.

Diferente do efeito esteira, atualmente adotados em modelos bem desenvolvidos e aceitos no setor, a indústria ainda não estabeleceu um método com ampla aceitação para o efeito bloqueio acoplado ao de esteira, apesar de vários esforços nesse sentido conforme será descrito na seção seguinte sobre metodologia.

Uma comparação de resultados de modelos pré-construção de usinas com dados operacionais e medições pós-construção foi conduzida para entender a validade dos modelos de engenharia no escopo de um projeto específico visando quantificar os déficits de energia e de velocidade com relação aos efeitos aerodinâmicos e efeitos desacoplados simplesmente em efeito bloqueio e efeito esteira.

## MÉTODOS

### Visão geral dos casos estudados e usina eólica adotada

O estudo comparativo tem como ponto focal a primeira fileira de 7 aerogeradores (destacados em preto na Figura 2) do parque eólico em operação situado na Bahia que teve a construção com aerogeradores Vestas.

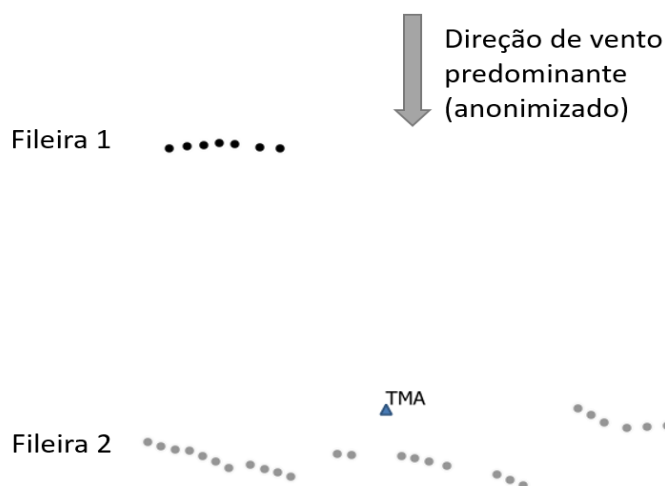


Figura 2 - Disposição rotacionada anonimizada de usina eólica estudada.

O estudo compreende uma metodologia variada para cada caso a ser comparado devido a diversidade de dados de entrada tendo em vista padronizar a base de comparação. No total são 47 casos confrontados, dos quais: 42 são provenientes de combinações de modelos disponíveis na biblioteca *Python PyWake 2.2.0* (PEDERSEN et al., 2019), 2 são modelos de softwares comerciais bem estabelecidos na indústria: Software A e Software B (anonimizados), outros 2 são provenientes de resultados pós-tratados de certificações contratadas de consultorias independentes: anonimizados como Consultoria A e Consultoria C e, finalmente, o caso base da comparação



composto pelo cálculo de geração não afetada por efeitos aerodinâmicos processado no software B e pela medição de dados operacionais via SCADA (Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados), anemometria de nacela e torres de medição AMA (Acompanhamento de Medição Anemométrica) da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Para todos os casos confrontados, foram calculados os déficits de velocidade e de produção devido aos efeitos aerodinâmicos apenas na Fileira 1 da usina com baixo espaçamento lateral (média de 1,6 diâmetros de rotor). Essa fileira opera há mais de um ano sem parques vizinhos a montante da direção de vento predominante (apontado na Figura 2 como norte-sul). Isso viabiliza uma avaliação desacoplada de interação entre efeitos aerodinâmicos e aerogeradores sem efeito proeminente de sazonalidade anual do recurso eólico. Além disso, a distância entre as fileiras 1 e 2 é de cerca de 5 km. Isso justifica a hipótese de que a Fileira 2 não contribui com o efeito de bloqueio sofrido na fileira 1 de forma significativa.

O cálculo de efeitos aerodinâmicos foi feito através da diferença entre séries temporais de velocidade na altura do cubo e de geração entre o escoamento livre e escoamento afetado pela interação usina eólica-atmosfera. O desacoplamento pode ser estimado neste caso via aplicação de filtro de direção de vento. Portanto, foi considerado o vento predominante uma margem de 15 graus para mais e para menos, totalizando um arco de 30 graus centrado na direção de vento predominante conforme aferido na usina pela TMA (torre de medição anemométrica) com posição indicada na Figura 2 e período de medição considerado sendo o mesmo do período operacional em análise, de junho/2020 a maio/2021 (1 ano).

### **Método do caso operacional (base de comparação)**

O caso dito operacional utilizou como método de estimativa de série temporal da geração bruta (sem perdas aerodinâmicas) e da velocidade livre das turbinas da Fileira 1 baseado no cálculo de séries temporais a partir da extrapolação horizontal de dados aferidos por torres no período descrito com reconstrução de dados faltantes ou inválidos via método MTS (*Matrix Time Series*), ajuste de dados de mesoescala fornecidos pela Consultoria B (WRB: *Wind Resource Binary*), e finalmente a análise do recurso calculado temporalmente considerando camada de elevação e rugosidade de terreno de alta resolução obtido por aerolevantamento (FERRER et al., 2020). Considerando o parque instalado, foram adotados os dados de geração do sistema SCADA, dados de velocidade e direção de vento a partir do equipamento de anemometria instalada na nacela e dados de umidade, temperatura e pressão da estação meteorológica instalada na torre de medição anemométrica do sistema AMA mais próxima.



O cálculo do déficit de produção por efeito bloqueio é feito por pela equação:

$$\Delta P_{\text{anual}_{\text{déficit}_{\text{bloqueio}}}} = \sum_{i=1}^7 \left( \sum_{j=1}^{n_{TSf}} P_{\text{horária}_{\text{livre}}} \right)_{wtg\ i} - \sum_{i=1}^7 \left( \sum_{j=1}^{n_{TSf}} P_{\text{horária}_{\text{operacional}}} \right)_{wtg\ i},$$

tal que  $n_{TSf} \leq 8760$  é a contagem de passos de tempo (em granularidade horária de ano não bissexto) em que a direção de vento está dentro do arco que define a margem da direção de vento predominante de forma concomitante em todos os 7 aerogeradores da Fileira 1 e  $wtg\ i$  é a identificação de cada um dos aerogeradores da Fileira 1 tal que varia de 1 a 7.

É assumida a hipótese simplificativa de que as perdas aerodinâmicas são compostas apenas de perdas por efeito bloqueio e perdas por efeito esteira interna. Essa simplificação pode ser realizada pois a série temporal aferida pelo sistema SCADA teve os passos de tempo com status diferentes de “completamente operacional” reconstruídos via MTS a partir da correlação com a TMA, há pouca variação de elevação de terreno entre aerogeradores (desvio padrão de 13 m), a inclinação do escoamento é praticamente zero ocasionando um ganho marginal de 0,05% em energia que pode ser desprezado nesse estudo.

Assim, o déficit por esteira é calculado pela diferença entre déficit aerodinâmico e déficit por efeito bloqueio:

$$\Delta P_{\text{anual}_{\text{déficit}_{\text{aerodinâmico}}}} = \sum_{i=1}^7 \left( \sum_{j=1}^{8760} P_{\text{horária}_{\text{livre}}} \right)_{wtg\ i} - \sum_{i=1}^7 \left( \sum_{j=1}^{8760} P_{\text{horária}_{\text{operacional}}} \right)_{wtg\ i}$$

$$\Delta P_{\text{anual}_{\text{déficit}_{\text{esteira}}}} = \Delta P_{\text{anual}_{\text{déficit}_{\text{aerodinâmico}}}} - \Delta P_{\text{anual}_{\text{déficit}_{\text{bloqueio}}}}$$

O déficit de velocidade, nesse trabalho, foi avaliado apenas na direção de vento predominante. Assim a média temporal de velocidade é calculada por:

$$\Delta v_{\text{anual}_{\text{déficit}_{\text{bloqueio}}}} = \frac{\sum_{i=1}^7 \left( \frac{\sum_{j=1}^{n_{TSf}} v_{\text{horária}_{\text{livre}}}}{n_{TSf}} \right)_{wtg\ i} - \sum_{i=1}^7 \left( \frac{\sum_{j=1}^{n_{TSf}} v_{\text{horária}_{\text{operacional}}}}{n_{TSf}} \right)_{wtg\ i}}{7}$$



Note que ao inserir um modelo teórico para representar o vento livre baseado em medições pré e pós-construtivas e assumir um método simplificativo de desacoplamento das componentes de efeito esteira e efeito bloqueio, também é admitido um viés de modelos teóricos à base de comparação.

### **Método do Software A**

A partir da série temporal da TMA (medida e reconstruída no período estudado), o software A consegue calcular a série de velocidade na altura do cubo. Após isso, o recurso eólico da área da usina é modelado com base na distribuição de frequência adotando o método WASP (MORTENSEN, 2005). Em seguida, os déficits por esteira e bloqueio são calculados adotando a correção para fileiras com pequeno espaçamento lateral (menor que 3 diâmetros de rotor), sendo a Consultoria A pioneira no emprego de um modelo de bloqueio em software comercial. Além disso, adota-se o método de esteira *Eddy-Viscosity* (AINSLIE, 1988). O modelo de interação atmosférica permite tratar grandes usinas eólicas ativando uma correção que utiliza a rugosidade efetiva. Apesar de essa correção ser destinada a parques com mais de 5 fileiras (comum em usinas *offshore*), também foi testada essa opção para a configuração de estudo. Os resultados em termos de déficit de velocidade e déficits de produção por efeito de bloqueio e esteira foram coincidentes independente da aplicação desta correção. Portanto, apenas 1 caso relacionado ao Software A foi representado na comparação.

### **Método do Software B**

Análogo ao método adotado no caso operacional, o modelo adotado no software B utilizou o mesmo processo de análise de recurso eólico não afetado pela interação atmosférica obtendo as séries temporais de geração e velocidade livres. Para o escoamento levando em conta os déficits aerodinâmicos, foi adotado apenas o modelo de esteira DAWM (*Deep Array Wake Model*) *Eddy-Viscosity* (BROWER; ROBINSON, 2012), que considera a rugosidade efetiva da área da usina eólica com maior impacto em configuração de usina de alta densidade de aerogeradores. Nesse método, não apenas a esteira distante (maior que 5 diâmetros de rotor) é considerada mas também a esteira de curta distância. Isso habilita a contabilização da esteira interna na fileira estreitamente espaçada estudada.

### **Métodos de consultorias independentes**

Consultorias independentes calculam as estimativas de produção das usinas por métodos próprios, utilizando medições locais, modelos satelitais, métodos de CFD, microescala e/ou



mesoescala com modelos de meteorologia. Os dados de entrada advindo de certificações foram séries temporais de produção e velocidade livres e afetadas pelos efeitos aerodinâmicos.

A consultoria A adota modelo proveniente do software comercial e proprietário Software A utilizou o efeito de esteira turbulenta *Eddy-Viscosity* juntamente com efeito de bloqueio (modelo de desenvolvimento fechado), estimado preliminarmente baseado na configuração da usina em estudo, incluindo a presença de usinas vizinhas que foram instaladas e que serão instaladas a posteriori. As correções de interação atmosférica para grandes usinas e para fileiras com pequeno espaçamento lateral também foram aplicadas segundo relatório fornecido.

Segundo o relatório enviado juntamente com os dados, a empresa consultoria C informa que adotou apenas o modelo de efeito esteira N.O. Jensen (JENSEN, 1983) como modelo de déficit aerodinâmico. Utilizou ainda o método computacional WASP como modelo de escoamento eólico.

### **Métodos da biblioteca PyWake**

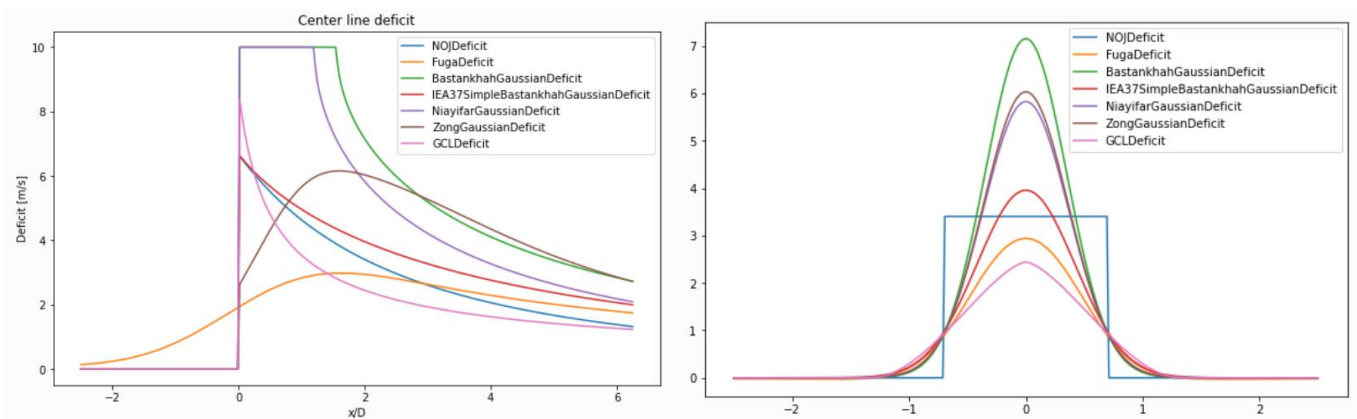
A biblioteca python com código aberto PyWake é capaz de modelar e analisar escoamento em usinas eólicas e estimar geração anual dispendo de diversos modelos de engenharia para simular a física envolvida no escoamento através da usina. Há ainda disponibilidade de modelo CFD-RANS (Dinâmica dos fluidos computacional usando as equações de Navier-Stokes da média de Reynolds) via expansão comercial.

A biblioteca permite uso de séries temporais de velocidade, direção e intensidade turbulenta do vento. Além de uma combinação de 6 modelos de efeito esteira e 7 modelos de efeito bloqueio, adotou-se em comum o modelo de superposição por somas quadráticas “SquaredSum” para computar a velocidade efetiva de vento a partir do vento livre e déficit aplicado, o modelo “JimenezWakeDeflection” de deflexão de esteira de aerogerador em desalinhamento horizontal com vento (MIGOYA, 2010), modelo de discretização do disco do rotor “CGIRotorAvg\_21” (integração circular de Gauss com 21 pontos) (ABRAMOWITZ; STEGUN, 1970) e modelo de turbulência em esteira “STF2017TurbulenceModel” implementado de acordo com a norma IEC61400-1, 2017, e ponderada (FRANSEN, 2007). Os 42 modelos de déficit aerodinâmico são combinação de:

1. Modelos de esteira:
  - 1.1. NOJDeficit: simples modelo de esteira em formato de tronco de cone, apenas válido para esteira distante (JENSEN, 1983).
  - 1.2. BastankhahGaussianDeficit: válido apenas para esteira distante (BASTANKHAH.; PORTÉ-AGEL, 2014).

- 1.3. IEA37SimpleBastankhahGaussian: simplificação do modelo “BastankhahGaussianDeficit”, portanto válido apenas para esteira distante (IAE TASK 37, 2018).
- 1.4. GCLDeficit: baseia-se na solução analítica advinda da aproximação de fina camada de cisalhamento das equações de Navier-Stokes. Assumindo o escoamento uniforme no rotor e esteira com simetria rotacional, o efeito de expansão da esteira é devido em grande parte a aplicação de condição de contorno dependente do empuxo a jusante do rotor e a intensidade turbulenta do ambiente (LARSEN, 2009).
- 1.5. NiayifarGaussianDeficit: taxa de expansão da esteira varia linearmente com a intensidade turbulenta. Os coeficientes da equação padrão  $k = aTI + b$  foram baseados em simulações LES (simulação de grandes turbilhões) (NIAYIFAR; PORTÉ-AGEL, 2016).
- 1.6. ZongGaussianDeficit: extensão do “NiayifarGaussianDeficit” com outra largura de esteira e estima de comprimento de esteira próxima (ZONG; PORTÉ-AGEL, 2020).

A documentação da biblioteca fornece uma comparação do déficit de velocidade dos modelos de esteira disponíveis na Figura 3 (PEDERSEN et al., 2019).



(a) Déficit ao longo da linha de simetria

(b) Déficit seção transversal (jusante)

**Figura 3 - Comparação de déficit de velocidade de modelos de esteira (PEDERSEN et al, 2019).**

## 2. Modelos de bloqueio:

- 2.1. SelfSimilarityDeficit: modelo de indução simples (TROLDBORG; FORTSING, 2017)
- 2.2. SelfSimilarityDeficit2020: versão atualizada do modelo “SelfSimilarityDeficit”, com modificações nas funções radiais para evitar grandes extensões laterais de indução,

pois não são físicas, além de modificações nas funções axiais para ampliar a validade de maior gama de coeficientes de empuxo.

- 2.3. FugaDeficit: funciona em modelos de esteira próxima e distante. E introduz déficit por bloqueio com base em um conjunto de tabelas de consulta calculadas por modelagem RANS linearizada (OTT; NIELSEN, 2014). Em nota, a documentação do PyWake relata que a tabela de consulta implementada por padrão pode introduzir distorções não físicas no modelo de déficit de bloqueio e aceleração visto que é específica para cada tipo de turbina, apesar disso a tabela de consulta já implementada foi a adotada no estudo comparativo.
- 2.4. VortexCylinder: Como o nome sugere, o modelo funciona com velocidade induzida a partir de um cilindro semi-infinito de vorticidade tangencial ao longo do eixo z. O modelo implementado na biblioteca é, na verdade, uma versão adaptada (BRANLARD; GAUNAA, 2014).
- 2.5. VortexDipole: O modelo trata a vorticidade originada do aerogerador como uma linha dipolo de vórtice. A indução de velocidade é estimada de maneira semelhante, ao “VortexCylinder”, porém de maneira simplificada e com menor custo computacional para bloqueio de campo distante ( $x/R < -6$ ) tal que  $x$  é a coordenada ao longo da linha de simetria cilíndrica e  $R$  o raio do rotor da turbina conforme ilustração da Figura 4 (BRANLARD; FORSTING, 2020; BRANLARD et al., 2020).

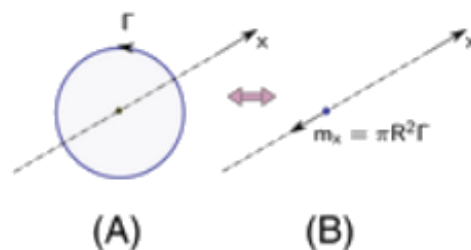
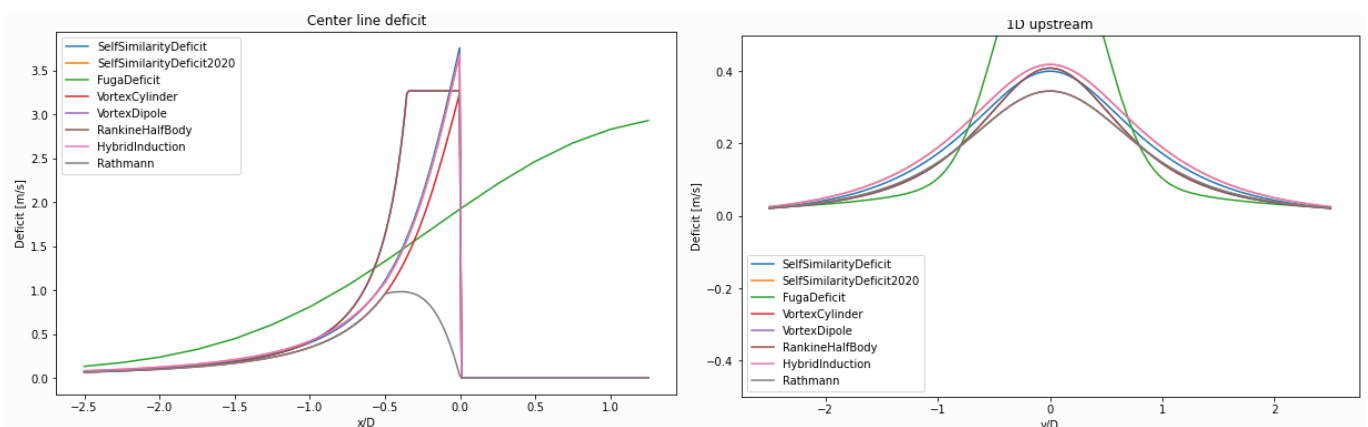


Figura 4 - Ilustração da linha dipolo de vorticidade cilíndrica (BRANLARD; FORSTING, 2020).

- 2.6. RankineHalfBody: modelo de indução simples utilizando o semi corpo de Rankine como fonte de superposição de escoamento uniforme ao longo da linha de simetria para representar a velocidade induzida pelo rotor. A intensidade da fonte é determinada assumindo equilíbrio do balanço de momento linear do disco do rotor (GRIBBEN; HAWKES, 2019).

2.7. HybridInduction: O modelo combina aproximações de bloqueio próximo do rotor com o de campo distante via método rápido de autossimilaridade em campo próximo combinado com a aproximação de vórtice dipolo em campo distante, mas desconsidera a aceleração entorno da esteira  $x/R = 0$ . Essa configuração permite capturar a redistribuição de energia ocasionado pelo bloqueio (TROLDBORG; FORTSING, 2017; BRANLARD; FORSTING, 2020; BRANLARD et al., 2020).

Da mesma forma, a documentação da biblioteca fornece uma comparação do déficit de velocidade dos modelos de bloqueio disponíveis na Figura 5 (PEDERSEN et al., 2019).



(a) Déficit ao longo da linha de simetria

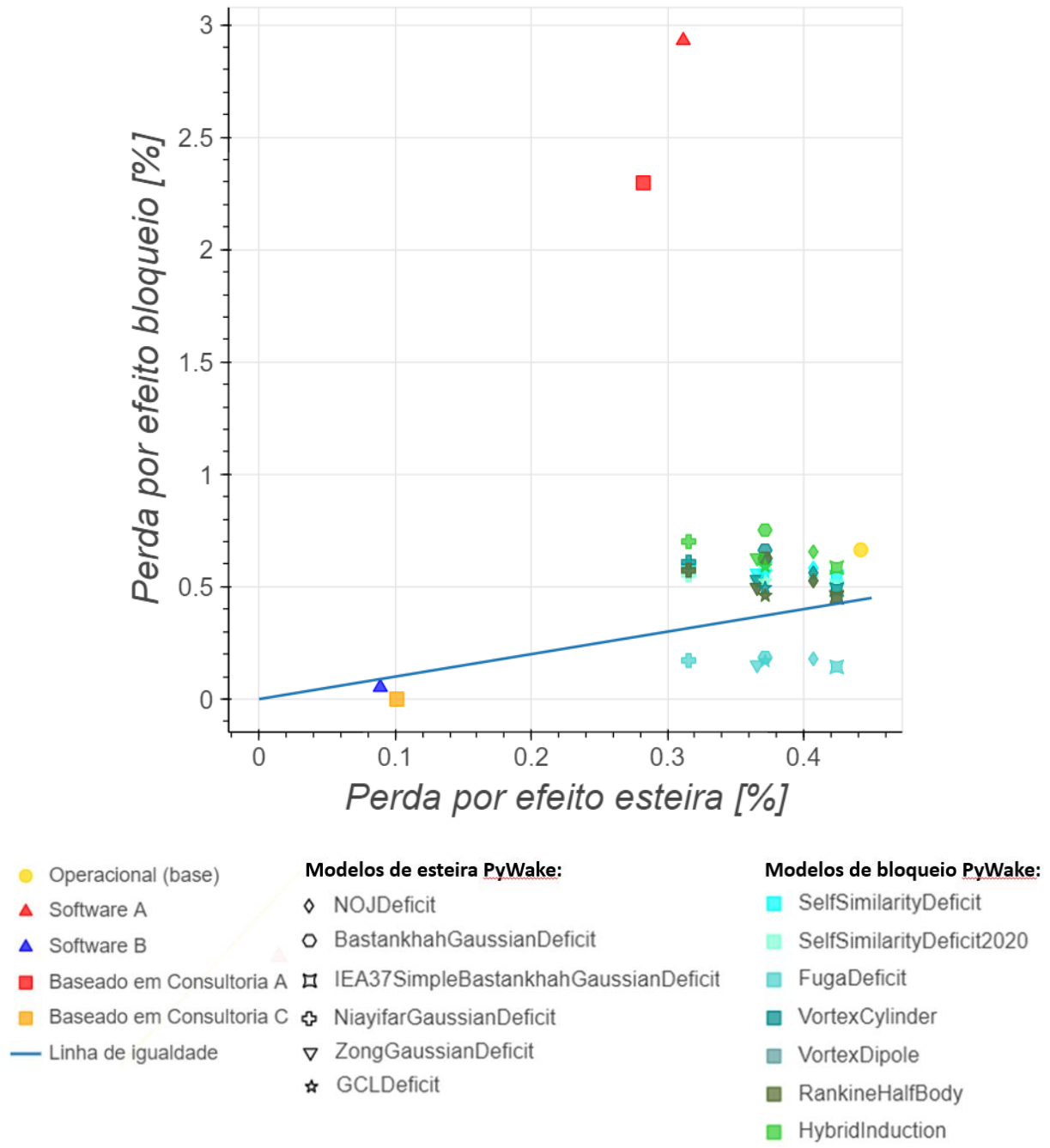
(b) Déficit seção transversal (montante)

**Figura 5 - Comparação de déficit de velocidade de modelos de bloqueio (PEDERSEN et al., 2019).**

## RESULTADOS

A comparação entre os 47 modelos de atmosférico foi conduzida através da produção de 2 gráficos de espalhamento bidimensional tendo como base de comparação o ponto operacional (círculo dourado nas Figura 6 e 7).

A Figura 1 confrontou os valores relativos das duas componentes do déficit aerodinâmico consideradas neste estudo (esteira e bloqueio). A combinação de modelos com finalidades variadas acarretou um grande espalhamento da proporção entre o percentual de déficit energético por esteira interna e déficit por bloqueio. Observa-se que, para o caso estudado da Fileira 1 da usina eólica em operação, a maioria dos modelos confrontados (42 dos 47) indica que o efeito de bloqueio é mais pronunciado que o efeito esteira no caso estudado.



**Figura 6 - Comparação entre perdas por efeitos aerodinâmicos desacoplados: esteira e bloqueio**

Assim, pode-se inferir impacto energético considerável por efeito bloqueio em usinas eólicas extensas com configuração de fileira única e sem usinas vizinhas a montante da direção principal do vento (comum em relevo de perfil escarpado de grande extensão), sobretudo aquelas com pequeno espaçamento lateral. Os 5 casos que têm o déficit por bloqueio menor que o déficit por esteira são, como previsto: o software B e o caso advindo dos dados de certificação fornecidos pela Consultoria C (ambos não aplicam efeito bloqueio), além disso o modelo de bloqueio “FugaDeficit” da biblioteca PyWake parece subestimar e efeito bloqueio conforme previsto pela nota da



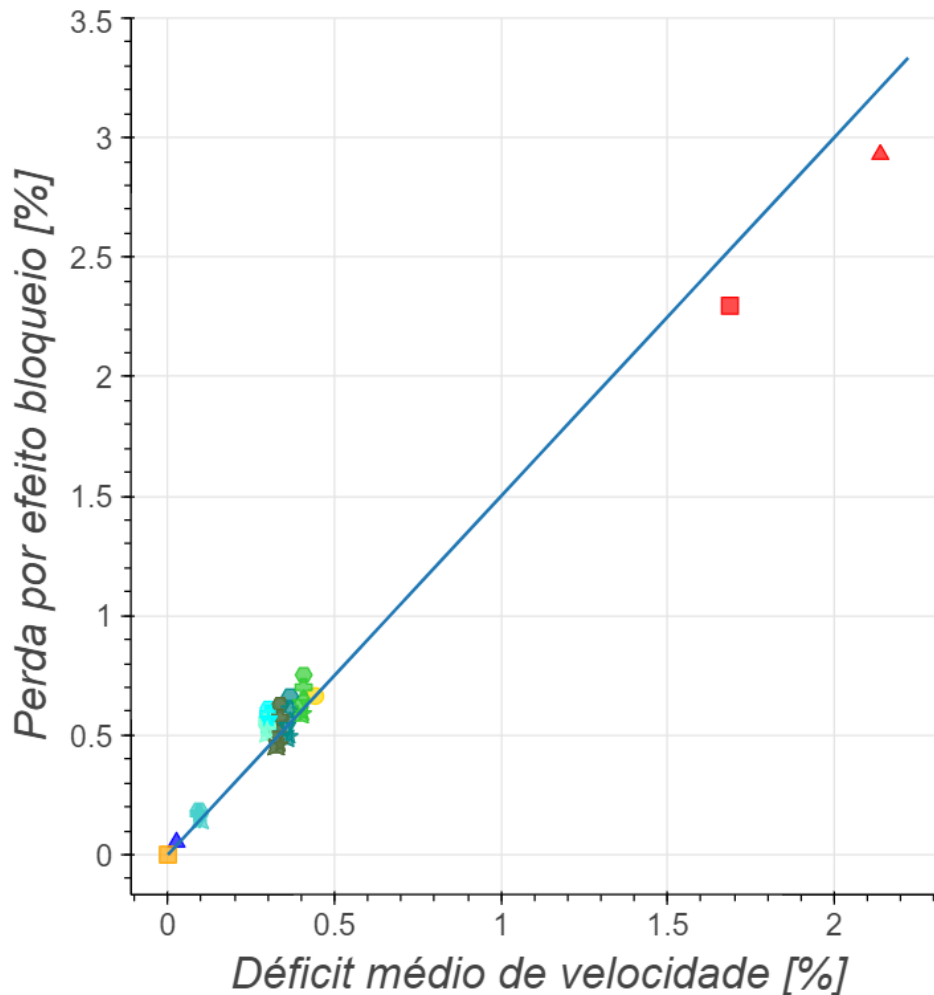
documentação (PEDERSEN et al, 2019) visto que não foi feito o ajuste da tabela de consulta apropriado para as características da turbina empregado na usina eólica em estudo.

Além disso, observa-se uma acentuação de perda por efeito bloqueio nos modelos propostos pelo Consultoria A quando comparado aos demais casos em análise, incluindo o caso base de comparação. Supõe-se uma distorção no incremento do bloqueio devido à inclusão em análise da presença de usinas vizinhas que planejavam ser construídas, mas ainda não o foram no período estudado. É possível também a superestimação do efeito ocasionado pelo método próprio. Visto que, apesar de o cálculo ser “específico do projeto” (conforme relatório fornecido pela Consultoria A): baseado no recurso eólico, configuração, tamanho e rugosidade efetiva do parque, esses dados provavelmente são entradas para tabelas de consultas originadas de ajustes de vários casos estudados pela consultoria. Essas tabelas podem não retratar bem as especificidades do parque eólico em estudo como depreende-se da não concordância desses resultados ao resultado operacional (conforme Figura 6).

Dentre os modelos que tiveram maior aproximação ao caso base (operacional), o modelo que combinou “NOJDeficit” e “HybridInduction” apresentou menor RMSE (raiz quadrática média dos erros) mesmo sendo ambos originados de modelos simplificados. Apenas em termos de efeito esteira, o resultado da simplificação “IEA37SimpleBastankhahGaussian” teve melhor concordância mesmo sendo um modelo adequado para esteira de campo distante. Já o efeito esteira foi melhor estimado pelo modelo simplificado do “HybridInduction”.

Todos os modelos confrontantes subestimaram a esteira interna observada pelo caso base da comparação. Portanto, apesar do viés inserido por modelo teórico no modelo operacional, é razoável assumir que os modelos são melhor ajustados para capturar efeitos de esteira de campo distante que de fato são os maiores responsáveis pelas perdas aerodinâmicas em configuração multi-fileira, sobretudo de usinas *offshore*, mas tendem a subestimar o campo próximo como observado no estudo.





- |  |  |   |
|--|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>● Operacional (base)</li> <li>▲ Software A</li> <li>▲ Software B</li> <li>■ Baseado em Consultoria A</li> <li>■ Baseado em Consultoria C</li> <li>— Curva de sensibilidade (operacional)</li> </ul> | <p><b>Modelos de esteira PyWake:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◇ NOJDeficit</li> <li>○ BastankhahGaussianDeficit</li> <li>⊠ IEA37SimpleBastankhahGaussianDeficit</li> <li>⊕ NiayifarGaussianDeficit</li> <li>▽ ZongGaussianDeficit</li> <li>☆ GCLDeficit</li> </ul> | <p><b>Modelos de bloqueio PyWake:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ SelfSimilarityDeficit</li> <li>■ SelfSimilarityDeficit2020</li> <li>■ FugaDeficit</li> <li>■ VortexCylinder</li> <li>■ VortexDipole</li> <li>■ RankineHalfBody</li> <li>■ HybridInduction</li> </ul> |
|--|--|---|

**Figura 7 - Comparação entre déficits de velocidade e geração por efeito aerodinâmico acoplado**

Já o gráfico da Figura 7 analisa o espalhamento do déficit energético por bloqueio com relação ao déficit de velocidade de vento na direção predominante (filtro aplicado com arco de 30 graus de margem em torno da direção predominante média). Observa-se uma aderência de todos os resultados em torno da curva de sensibilidade assumida como reta via linearização obtida em pequenas perturbações de velocidade.

Assim, tem-se:

$$\Delta P_{\text{anual}_{\text{déficit}_{\text{bloqueio}}}} = S \Delta v_{\text{anual}_{\text{déficit}_{\text{bloqueio}}}}$$

tal que a razão de sensibilidade adotada para comparação foi a do caso operacional:  $S = 1,47$ . Esse coeficiente mostra-se coerente com o de outros parques instalados em configurações semelhantes (em geral em torno de 1,3 para pequenas perturbações de velocidade em torno da velocidade média anual considerando todos os setores de vento) visto que depende principalmente da configuração do parque, distribuição do vento e da curva de potência da turbina (GEER, 2016).

Observa-se ainda que as combinações modelos da biblioteca PyWake têm geralmente boa concordância com o caso base. Ocorre, entretanto, distanciamento (diagonal) dos casos que subestimam ou superestimam o efeito de bloqueio com relação ao caso base (operacional).

## CONCLUSÃO

A evolução dos modelos de interação parque eólico-atmosfera é notória no setor de energia eólica nos últimos 10 anos com a complexificação dos métodos: aumentando a fidelidade da física envolvida e tratando dados de menor granularidade. Isso tem permitido estimativas de geração com menor incerteza associada ao modelo. O desenvolvimento do efeito bloqueio acoplado ao efeito de esteira é mais recente, assim como a introdução de módulos de cálculo do déficit de bloqueio em softwares comerciais adotados pela indústria.

A comparação conduzida com base na Fileira 1 da usina estudada permitiu identificar que modelos recentes de bloqueio, mesmo que simplificados, são capazes de estimar com baixo RMSE os déficits por bloqueio observados no caso operacional (base de comparação). Em contrapartida, alguns modelos comerciais (consultorias e softwares) podem superestimar essas perdas em modelos mais conservadores ou mesmo não calcular essas perdas em modelos menos mais simples, porém bem estabelecidos no setor.

Assim, um modelo de interação parque eólico-atmosfera mais refinado continua sendo uma demanda do mercado tendo em vista a maior exigência em redução de incertezas de modelo.



## REFERÊNCIAS

- ABRAMOWITZ, M.; STEGUN, A. handbook of mathematical functions. **Dover**. New York, 1970.
- AINSLIE, J. Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, vol. 27, n. 1-3, p. 213–224, jan. 1988.
- BARTHELMIE, R. J.; HANSEN, K.; FRANDBSEN, S. T.; RATHMANN, O.; SCHEPERS, J. G.; SCHLEZ, W.; PHILLIPS, J.; RADOS, K.; ZERVOS, A.; POLITIS, E. S.; CHAVIAROPOULOS, P. K. Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore. **Wind Energy**, Wiley, v. 12, n. 5, p. 431–444, jul. 2009.
- BASTANKHAH, M.; PORTÉ-AGEL, F. A new analytical model for wind-turbine wakes. **Renewable Energy**, v. 70, p. 116-123, out. 2014.
- BLEEG, J.; PURCELL, M.; RUISI, R.; TRAIGER, E. Wind farm blockage and the consequences of neglecting its impact on energy production. **Energies**, MDPI AG, v. 11, n. 6, p. 1609, jun. 2018.
- BRANLARD, E.; FORSTING, A. R. M. Assessing the blockage effect of wind turbines and wind farms using an analytical vortex model. **Wind Energy**, Wiley, v. 23, n. 11, p.2068–2086, jul. 2020.
- BRANLARD, E.; GAUNAA, M. Cylindrical vortex wake model: right cylinder. **WindEnergy**, Wiley, v. 18, n. 11, p. 1973–1987, ago. 2014.
- BRANLARD, E.; QUON, E.; FORSTING, A. R. M.; KING, J.; MORIARTY, P. Wind farm blockage effects: comparison of different engineering models. **Journal of Physics: Conference Series**, IOP Publishing, v. 1618, p. 062036, set. 2020.
- BROWER, M. C.; ROBINSON, N. M. The openwind deep-array wake model: development and validation. **AWS Truepower LLC.**, fev. 2012. Disponível em: <https://aws-dewi.ul.com/assets/The-openWind-Deep-Array-Wake-Model-Development-and-Validation1.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2021.
- FERRER, V.; CALDAS, J.; DELMIRO, T. Cálculo de séries temporais de energia para projetos eólicos. **Brazil WindPower Papers**, São Paulo, p. 82-96, out. 2020.
- FRANDBSEN, S. T. **Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters**. 2007. 130 p. Tese (Doutorado) - Universidade Técnica da Dinamarca (DTU), Forskningscenter Risoe. Risoe-R, n. 1188(EN), Roskilde, Dinamarca, 2007. Disponível em: [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/12674798/ris\\_r\\_1188.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/12674798/ris_r_1188.pdf). Acesso em: 28 jul. 2021.
- GEER, T. An advanced understanding of the impact of deviations in turbine performance, **Workshop AWEA**, Energy, jun. 2016. Disponível em: <http://www.ewea.org/events/workshops/wp-content/uploads/2015/06/Geer-Taylor-Impact-of-turbine-performance.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2021.
- GRIBBEN, B.; HAWKES, G. A potential flow model for wind turbine induction and wind farm blockage - Technical Paper, **Frazer-Nash Consultancy**, 2019.
- IAE TASK 37. Wake model description for optimization only case study. **IEA Task 37 on System Engineering in Wind Energy**, 2018. Disponível em: <https://github.com/byuflowlab/iea37-wflow-casestudies/blob/master/cs1-2/iea37-wakemodel.pdf>. cesso em: 28 jul. 2021.



LARSEN, G. C. **A simple stationary semi-analytical wake model**. Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Universidade Técnica da Dinamarca (DTU), Dinamarca, 2009.

MIGOYA, E. Application of a LES technique to characterize the wake deflection of a wind turbine in yaw. **Wind Energy**, vol. 13, p. 559-572, 2010.

MORTENSEN, N.G., HEATHFIELD D.N., MYLLERUP L., LANDBERG L. AND RATHMANN O. **Wind atlas analysis and application program: WAsP 8 help facility**. Risø National Laboratory, Roskilde, Dinamarca, 2005.

NIAYIFAR, A.; PORTÉ-AGEL, P. Analytical Modeling of Wind Farms: A New Approach for Power Prediction. **Energies**, vol. 9, n. 741, set. 2016.

OTT, S.; NIELSEN, M. Developments of the offshore wind turbine wake model Fuga. **Wind Energy**, n. 0046, 2014

PEDERSEN, M. M.; LAAN, P. van der; FRIIS-MØLLER, M.; RINKER, J.; RÉTHORÉ, P.-E. DTUwindenergy/PyWake: pyWake. **Zenodo**, fev. 2019.

JENSEN, N. O. **A note on wind generator interaction**. Risø National Laboratory. Risø-M, n. 2411, nov. 1983. Disponível em: [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/55857682/ris\\_m\\_2411.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/55857682/ris_m_2411.pdf). Acesso em: 28 jul. 2021.

TROLDORF, N.; FORTSING, A. R. M. A simple model of the wind turbine induction zone derived from numerical simulations. **Wind Energy**, Wiley, vol. 20, n. 12, p. 2011-2020, ago. 2017.

ZONG, H.; PORTÉ-AGEL, F. A momentum-conserving wake superposition method for wind farm power prediction. **Journal of Fluid Mechanics**, vol. 889, n. A9, 2020.

## BIOGRAFIA

**Thales Delmiro** – Natural de Mossoró/RN e nascido em 23 de março de 1991, formou-se com dupla diplomação em Engenharia Aeronáutica (BSc) pelo ITA (2019) e em Engenharia Aeroespacial (MSc) com especialização em dinâmica dos fluidos, aerodinâmica externa e concepção de aeronaves pelo ISAE-SUPAERO (Toulouse, 2019). Trabalhou durante 5 meses com otimização multidisciplinar de aeronaves no instituto de pesquisa *IRT Saint-Exupéry* em Toulouse, França. Atualmente trabalha em modelagem por dinâmica dos fluidos computacional (CFD) e por previsão numérica do tempo (NWP) e atua em prospecção *greenfield* de recursos eólicos na Casa dos Ventos.



## **Complementariedade entre a Geração Eólica e Solar do Interior do Nordeste e seus Impactos nos Estudos Elétricos**

**Alessandra Maciel<sup>1</sup>, Roseane Nunes<sup>2</sup>, Fábio Medeiros<sup>2</sup>, Alexandre Dantas<sup>2</sup>, Paulo Vitor Dias<sup>2</sup>, Laércio Guedes<sup>2</sup>, Vitor Duarte<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> Gerência de Metodologias e Modelos Energéticos, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro-RJ, Brasil

<sup>2</sup> Gerência de Planejamento Elétrico do Norte e Nordeste, Operador Nacional do Sistema Elétrico, Recife-PE, Brasil

[alessandram@ons.org.br](mailto:alessandram@ons.org.br), [roseane@ons.org.br](mailto:roseane@ons.org.br), [fmedeiros@ons.org.br](mailto:fmedeiros@ons.org.br), [adantas@ons.org.br](mailto:adantas@ons.org.br),  
[paulo.vitor@ons.org.br](mailto:paulo.vitor@ons.org.br), [vitor.duarte@ons.org.br](mailto:vitor.duarte@ons.org.br)

### **RESUMO**

O Sistema Interligado Nacional - SIN é um sistema hidro-termo-eólico de dimensões continentais, com capacidade instalada de mais de 167 GW, sendo 83% da geração oriunda de fontes renováveis. Em 2020, a capacidade instalada de geração eólica no Brasil representava 10,1% de sua matriz de energia elétrica. Em 2025, a previsão é que esse montante atingirá mais de 25 GW, ou seja, um incremento de 8.546 MW, cerca de 85% da capacidade de geração eólica encontra-se na Região Nordeste do Brasil. A crescente participação da geração renovável, com natureza intermitente, tem apresentado novos desafios para o planejamento e operação do SIN. Ao longo dos anos, a consideração de sua representação nos estudos elétricos vem sendo aprimorada, possibilitando ganhos na alocação destas fontes de geração. Neste sentido, a composição dos cenários para análises elétricas no horizonte de 1 mês até 5 anos à frente mostra que a consideração de despachos representativos de geração proporciona um melhor aproveitamento da rede, diminuindo períodos longos de subaproveitamento do sistema de transmissão e contribuindo para a modicidade tarifária. Com a entrada em operação das usinas fotovoltaicas, o ONS iniciou o levantamento histórico de produção dessa geração, possibilitando a adoção nos estudos elétricos de uma representação mais aproximada em composição com as demais fontes, sobretudo a complementariedade identificada ao longo do dia em relação a fonte eólica, que geograficamente concorre pela mesma rede de transmissão. O artigo proposto tem o objetivo de apresentar a experiência do ONS no que se refere a caracterização da complementariedade da produção da geração eólica e solar com localização no interior do Nordeste e sua representação nos estudos elétricos de médio prazo, destacando a importância da adoção de critérios de diversidade da geração eólica e solar nesta região, de acordo com sua localização geográfica, sazonalidade e o período do dia. Com uma abordagem que adota o despacho pleno e coincidente das fontes renováveis intermitentes localizadas no interior da Bahia, ou seja, adotando um fator de capacidade de 100% para ambas as fontes na carga média, período que temos maior participação de geração solar, o sistema apresenta elevados carregamentos em linhas de transmissão da região. No entanto, não foram identificadas violações dos limites de tensão ou carregamento em equipamentos da Rede Básica em condição normal de operação. Porém, em contingências simples de elementos de rede foram verificadas sobrecargas em linhas de transmissão no eixo entre a SE Barreira e a SE Rio das Éguas, com consequente necessidade de restrição de geração na região. Por outro lado, a adoção de uma representação do fator de capacidade das fontes baseada no histórico, ou seja, considerando uma geração correspondente a um fator de capacidade de 75% para as



usinas eólicas e de 90% para a geração solar fotovoltaica, no período da carga média, evidencia-se a redução dos gargalos da transmissão em função do escoamento simultâneo menor e mais próximo ao que ocorre em tempo real. Dessa forma, a metodologia utilizada proporcionou um ganho de alocação com um aumento da ordem de 20% na capacidade instalada na Bahia, que representou um ganho aproximado de 2.000 MW no estudo realizado. O estudo mostra que a complementariedade entre as fontes possibilita o melhor aproveitamento da rede de transmissão, evidenciando que em determinadas situações as restrições podem não ocorrer mesmo com a rede submetida a perdas de elementos N-1 e ainda atender a todos os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede de avaliação do desempenho do sistema de Transmissão da Rede Básica.

**Palavras chaves:** Sistema Interligado Nacional, estudos elétricos, fator de capacidade



## INTRODUÇÃO

A crescente participação da geração renovável, com natureza intermitente, tem apresentado novos desafios e complexidades ao Operador Nacional do Sistema Elétrico na operação do Sistema Interligado Nacional. A crescente expansão da capacidade instalada de usinas eólicas, superando o índice de outras fontes especificamente nas regiões Nordeste do Brasil impõe a necessidade de aperfeiçoamento das premissas utilizadas nos estudos elétricos que subsidiam a operação e expansão do Sistema. As limitações impostas por restrições no sistema de transmissão podem impossibilitar a alocação de todo esse montante de geração decorrente da ampla oferta de energia eólica e solar.

Ao longo dos anos, a consideração da representação das fontes eólica e solar foi aprimorada, possibilitando ganhos na alocação destas fontes de geração. Neste sentido, a composição dos cenários para análises elétricas no horizonte de 1 mês até 5 anos à frente mostra que a consideração de despachos representativos de geração proporciona um melhor aproveitamento da rede, diminuindo períodos longos de subaproveitamento do sistema de transmissão e contribuindo para a modicidade tarifária. Nesse sentido, o ONS busca continuamente melhorar a representação das situações críticas, levando em consideração as características das fontes e sua sazonalidade.

Com a entrada em operação das usinas fotovoltaicas, o ONS iniciou o levantamento histórico de produção dessa geração, possibilitando a adoção nos estudos elétricos de uma representação mais aproximada em composição com as demais fontes, sobretudo a complementariedade identificada ao longo do dia em relação a fonte eólica, que geograficamente concorre pela mesma rede de transmissão. Neste sentido, o artigo proposto tem o objetivo de apresentar a experiência do ONS no que se refere a caracterização da complementariedade da produção da geração eólica e solar com localização no interior do Nordeste e sua representação nos estudos elétricos de médio prazo, destacando a importância da adoção de critérios de diversidade da geração eólica e solar nesta região, de acordo com sua localização geográfica, sazonalidade e o período do dia correspondente a condição de carga.

## EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA E PARTICIPAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS

O Sistema Interligado Nacional - SIN é um sistema hidro-termo-eólico de dimensões continentais, com capacidade instalada de mais de 167 GW (julho/2021), sendo 83% da geração oriunda de fontes renováveis (hidroelétrica + eólica + solar), dos quais cerca de 73% são usinas hidráulicas, o

que torna o Brasil uma referência mundial em energia renovável. A matriz de energia elétrica do SIN com a indicação da capacidade instalada em dezembro/2020 e perspectiva de crescimento até dezembro/2025 está apresentada na Tabela 1.

**Tabela 1 – Matriz de Energia Elétrica do SIN – 2020 e 2025**

| Fonte        | Tipo          | 2020           |               | 2025           |               |
|--------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
|              |               | MW             | %             | MW             | %             |
| Hidráulica   | Hidráulica    | 108.538        | 65,5%         | 109.476        | 58,8%         |
| Nuclear      | Nuclear       | 1.990          | 1,2%          | 1.990          | 1,1%          |
| Térmica      | Gás / GNL     | 13.861         | 8,4%          | 18.670         | 10,0%         |
|              | Carvão        | 3.017          | 1,8%          | 3.017          | 1,6%          |
|              | Óleo / Diesel | 4.273          | 2,6%          | 4.561          | 2,5%          |
|              | Biomassa      | 13.814         | 8,3%          | 15.230         | 8,2%          |
|              | Outras (1)    | 590            | 0,4%          | 695            | 0,4%          |
| Eólica       | Eólica        | 16.675         | 10,1%         | 25.221         | 13,6%         |
| Solar        | Solar         | 3.063          | 1,8%          | 7.188          | 3,9%          |
| <b>Total</b> |               | <b>165.822</b> | <b>100,0%</b> | <b>186.049</b> | <b>100,0%</b> |

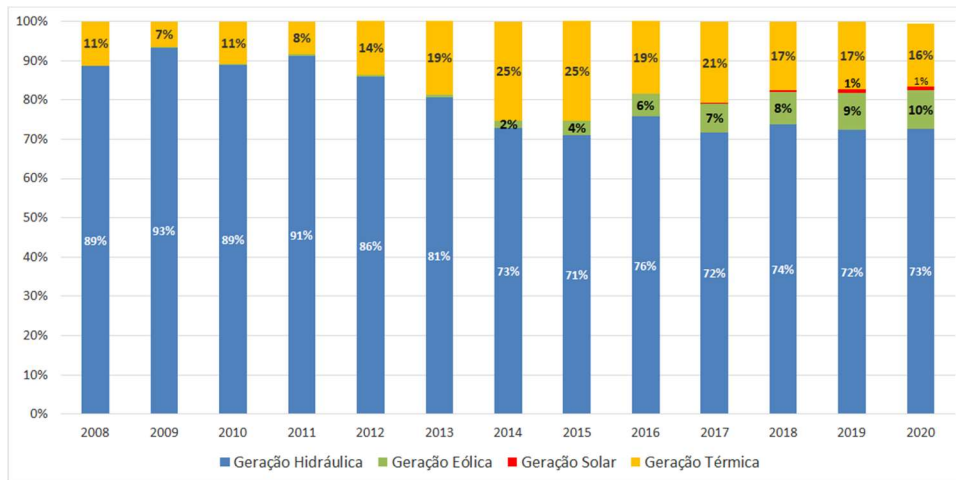
<sup>1</sup>Usinas Biomassa com CVU

Fonte: ONS, 2019

Em 2020, a capacidade instalada de geração eólica no Brasil representava 10,1% de sua matriz de energia elétrica. Em 2025, a previsão é que esse montante atingirá mais de 25 GW, ou seja, um incremento de 8.546 MW. A geração solar também vem crescendo e sua participação aumentará para 3,9% com um incremento de 4.125 MW, representando um crescimento percentual de 134%, conforme apresentado na Tabela 1.

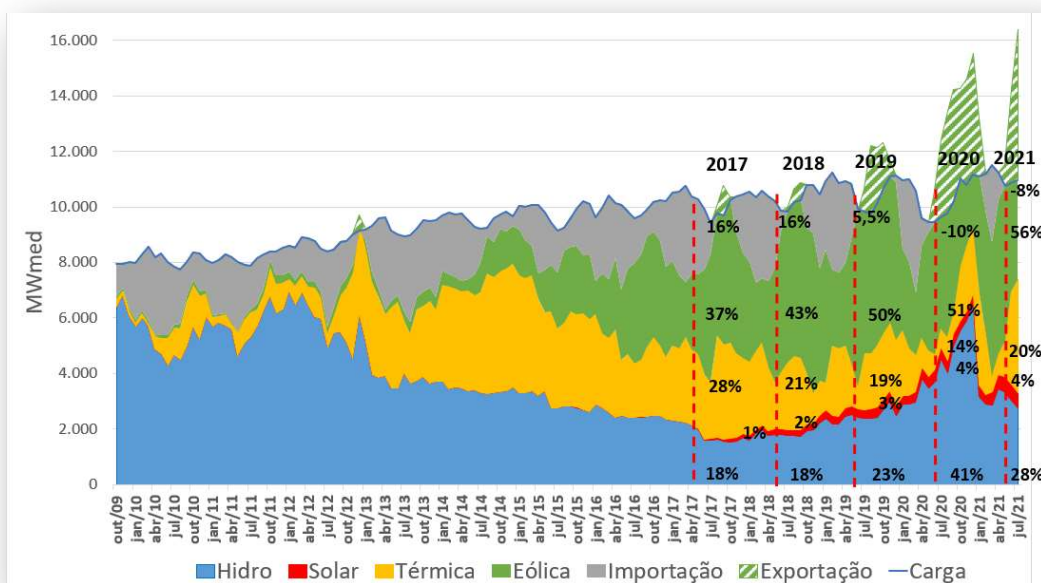
A Figura 1 mostra a evolução da participação de cada fonte na geração total do SIN no período de 2008 a 2020. Devido ao incremento da capacidade instalada de geração eólica, desde 2014, a sua participação vem crescendo ao longo dos anos. Em 2020, a geração eólica + solar atendeu 10,7% da carga do SIN, a geração hidráulica atendeu 72,6% e a geração térmica atendeu 16,2%. O Brasil possui uma matriz verde com 83,3% de sua geração oriunda de fontes renováveis.





**Figura 1– Participação de cada fonte na geração total do SIN – 2008 a 2020**

Cerca de 85% da capacidade de geração eólica instalada no Brasil encontra-se na Região Nordeste do Brasil. A Figura 2 apresenta o balanço energético do Nordeste para o período de 2009 a julho/2021. Como pode ser observado, desde 2016 a geração eólica vem atendendo ao maior percentual da carga do Nordeste, ocorrendo em 2020 o seu ápice, com um atendimento de 51% da carga deste Subsistema. Apesar da crise hídrica. O Subsistema Nordeste que no passado era tipicamente importador de energia passou a ser exportador de energia. Destaca-se ainda o crescimento da participação da fonte solar nos últimos 4 anos, que atendeu 4% da demanda do Nordeste em 2020.



**Figura 2 – Balanço Energético do Nordeste (outubro/2009 a julho/2021)**



## METODOLOGIA

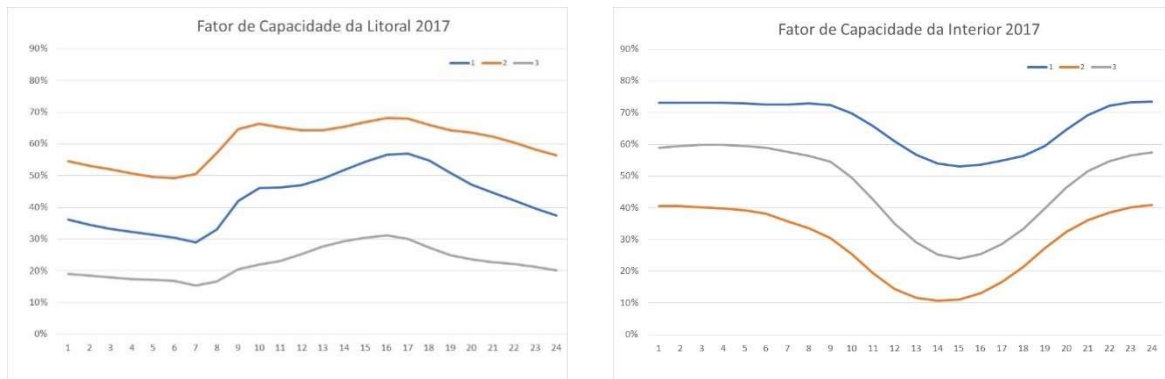
### a) Dados utilizados

Os dados de geração eólica utilizados foram obtidos da Base de Dados Técnica do ONS, que é alimentada das seguintes fontes: 1. Histórico do Sistema de Supervisão e Controle (SSC) do ONS e 2. Sistema de Medição para Faturamento (SMF) da Câmara de Comercialização de Energia (CCEE). Originalmente, os dados de geração por usina ou conjunto de usinas são obtidos do histórico do SSC, agregados em base horária e armazenados na BDT para análise. Após o final de cada mês, os dados oriundos do sistema de supervisão são analisados e os períodos com falha são substituídos pelos dados recebidos da CCEE, resultando no melhor histórico possível de geração verificada. Para obtenção do fator de capacidade por patamar de carga, foi calculada a média da geração eólica diária para as mesmas condições de carga adotadas nos estudos elétricos, quais sejam: i) carga leve – 1ª a 8ª hora (0 às 8h); ii) carga média – 9ª a 17ª hora (8 às 17h); e iii) carga pesada – 19ª a 22ª hora (18 às 22h). Neste estudo, foram utilizados os dados integralizados no intervalo de 1 hora.

### b) Caracterização da área de estudo

De acordo com a análise do comportamento da geração eólica apresentada por Colaço et. al. (2019) foram identificados dois perfis distintos que, conforme a sua localização geográfica, foram classificados em Litoral e Interior. As centrais eólicas identificadas como Litoral estão instaladas no continente em um raio de até 30 km do litoral e em elevações não superiores a 100 metros do nível do mar. As demais são consideradas localizadas no Interior. Dessa forma, todas as usinas da Bahia, Piauí e Pernambuco foram classificadas como do Interior, bem como as usinas localizadas na Serra de Santana (interior do Rio Grande do Norte) e na Serra de Ibiapina (interior do Ceará).

As eólicas localizadas nos estados do Piauí, Bahia e Pernambuco apresentam geração mais elevada na madrugada e noite (carga leve e pesada), enquanto as eólicas localizadas no litoral dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte apresentam um perfil de geração mais elevada no período diurno e noturno (carga média e pesada). Essa classificação já vem sendo utilizada nos estudos elétricos realizados pelo ONS desde 2013. A Figura 3 apresenta os *clusters* com indicação dos diferentes perfis do fator de capacidade das usinas eólicas do litoral e interior do Nordeste.

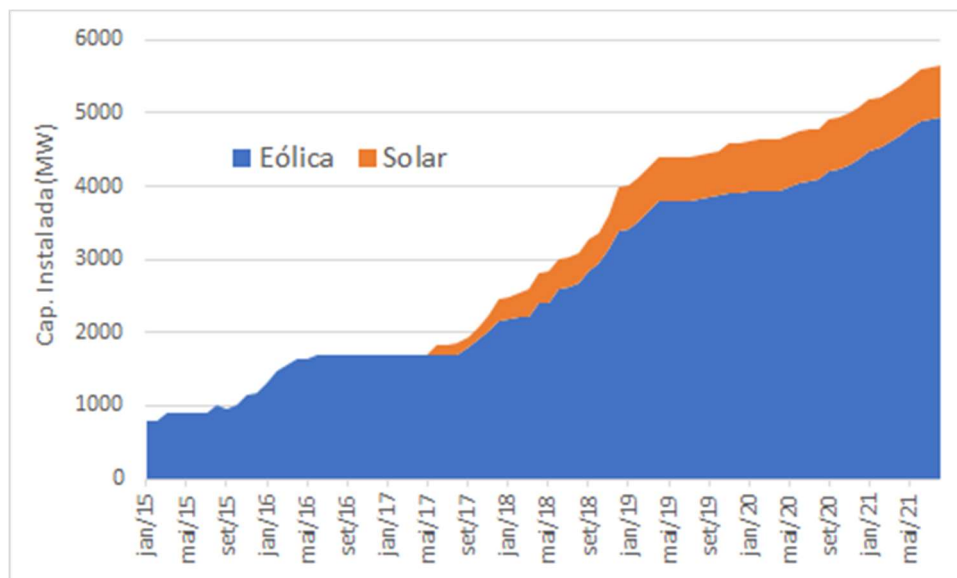


**Figura 3 – Clusters do fator de capacidade da geração eólica do litoral e interior**

Fonte: Colaço et. al., 2019

Em agosto/2021, a capacidade instalada de usinas eólica supervisionadas no Nordeste era de 15.103 MW, sendo 8.927 MW de usinas localizadas no Interior e 6.140 MW de usinas localizadas no Litoral. Em relação a fonte solar, a capacidade instalada do interior também é superior e apresenta um montante de 2.606 MW contra apenas 333 MW de capacidade instalada no litoral. O Estado da Bahia, objeto de análise deste estudo, apresenta uma capacidade instalada de geração eólica de 4.941 MW e uma capacidade instalada solar de 702 MW.

A Figura 4 mostra a evolução da capacidade instalada da geração eólica e solar no estado da Bahia desde janeiro/2015 até agosto/2021.



**Figura 4 – Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas e solares na Bahia**

### c) Análise do impacto nos estudos elétricos

Para apresentar o diagnóstico sobre a complementariedade entre as fontes eólica e solar, as análises apresentadas se concentram no sistema elétrico do interior da Bahia, no qual há uma grande quantidade de usinas eólicas e solares existentes e previstas para entrar em operação até 2026. Neste trabalho, será verificado o atendimento da rede local aos critérios N e N-1, em 2026, evidenciando os ganhos para o sistema devido a complementariedade entre as fontes eólica e solar.

As simulações consideram a base de dados do PARPEL 2022/2026, com o Nordeste exportador de energia, priorizando a geração eólica e solar, ano 2026. Nesse cenário o despacho nas hidrelétricas da região é de 22%, considerando uma vazão de 800 m<sup>3</sup>/s nas usinas da cascata do Rio São Francisco, e as usinas termelétricas são despachadas por ordem de mérito até 82%, o que corresponde ao limite de disponibilidade do parque térmico, já contemplando o valor de inflexibilidade ou o valor de despacho por razões elétricas, se este for superior ao da inflexibilidade. A potência instalada de geração renovável intermitente prevista no interior da Bahia até 2026 corresponde a 8.557 MW de geração eólica e 3.770 MW de geração solar. A Figura 5 apresenta um mapa eletroenergético da Bahia.



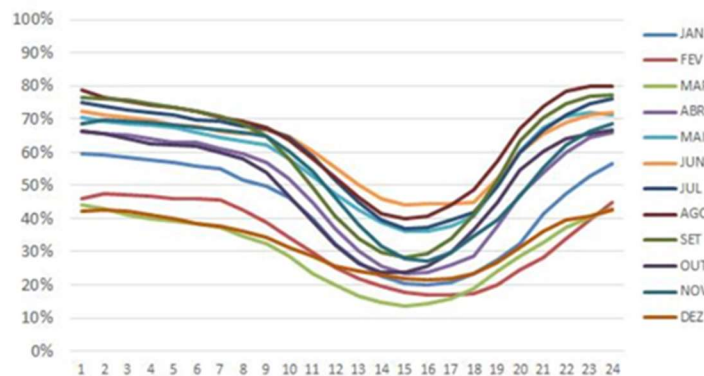
Figura 5 – Mapa eletroenergético da Bahia

## RESULTADOS E DISCUSSÃO

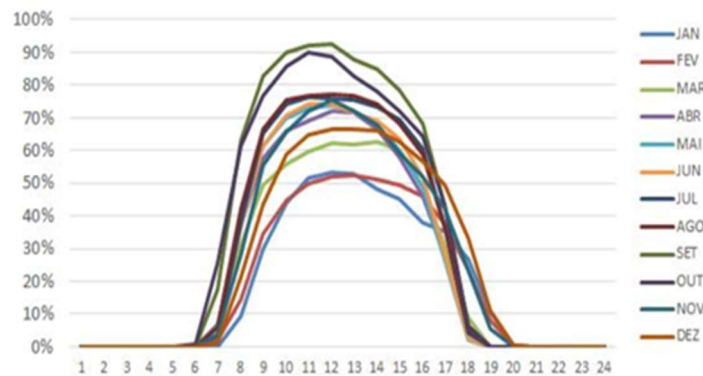
Apresenta-se a seguir a análise da complementariedade da geração eólica e solar no interior da Bahia, bem como o impacto de sua representação nos estudos elétricos.

### a) Análise da complementariedade da geração eólica e solar da Bahia

A Figura 6 apresenta o fator de capacidade médio horário da geração eólica da Bahia em para cada mês em 2018 e a Figura 7 apresenta o fator de capacidade da geração solar da Bahia para o mesmo ano.

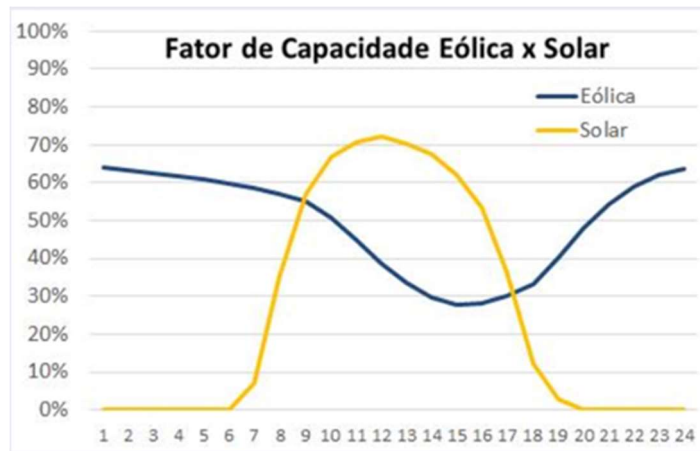


**Figura 6 – Fator de capacidade médio horário da geração eólica da Bahia, em 2018**



**Figura 7 – Fator de capacidade médio horário da geração solar da Bahia, em 2018**

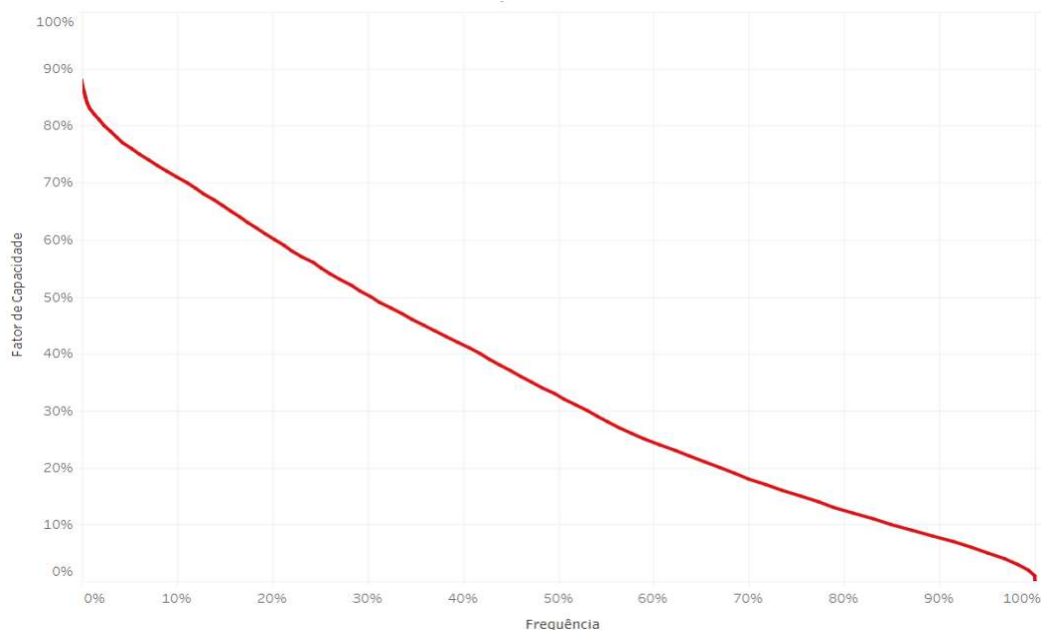
Conforme apresentado nas Figura 6, a geração eólica da Bahia tem uma predominância noturna, ou seja, apresenta valores mais elevados à noite e na madrugada, evidenciando uma boa complementariedade entre este recurso e o recurso solar que apresenta maior geração ao longo do dia (Figura 7). A Figura 8 apresenta o fator de capacidade médio horário da geração eólica e solar da Bahia em 2018.



**Figura 8 – Fator de capacidade médio horário da geração eólica e solar da Bahia, em 2018**

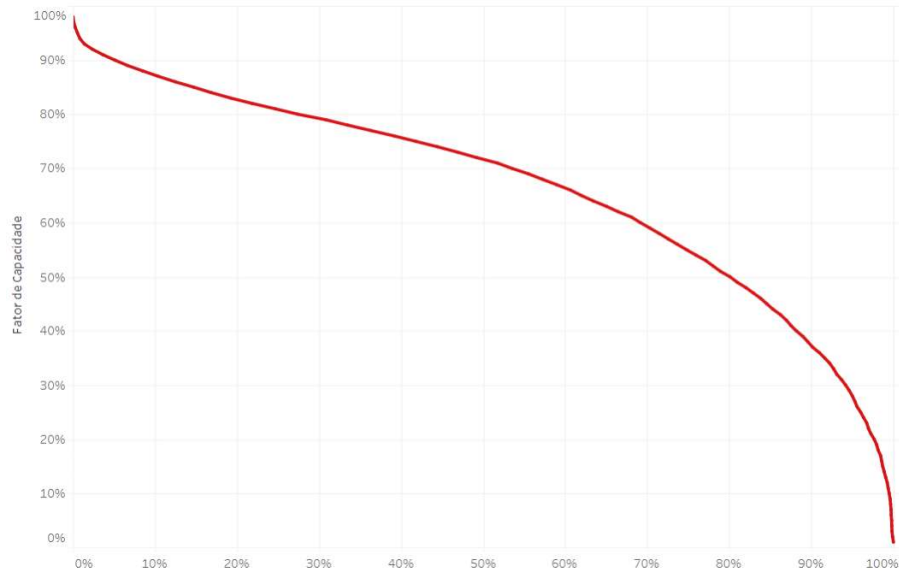
A Figura 8 mostra claramente a complementariedade existente ao longo do dia entre a geração eólica e solar no interior da Bahia, ou seja, o período de geração eólica mais elevada coincide com a geração solar mais baixa. Por outro lado, o período de geração solar elevada coincide com a geração eólica mais baixa, as maiores diferenças entre os fatores de capacidade da geração eólica e solar na carga média são observadas no período de 10 às 16h.

A Figura 9 ilustra a curva de permanência da geração eólica das eólicas do interior no período de carga média. De acordo com o gráfico, observa-se que em relação a geração eólica apenas 5% dos dados apresenta um fator de capacidade acima de 75% neste período.



**Figura 9 – Curva de permanência do fator de capacidade da geração eólica das usinas localizadas no interior do Nordeste na carga média**

Em relação a geração solar, apenas 5% dos dados apresenta um fator de capacidade superior a 90%. A Figura 10 a curva de permanência da geração solar das usinas do interior do Nordeste.



**Figura 10 – Curva de permanência do fator de capacidade da geração solar das usinas localizadas no interior do Nordeste na carga média**

Nos estudos elétricos é considerado um fator de capacidade que corresponde a um risco de não atendimento de 5%, ou seja, para geração eólica do interior considera-se um fator de capacidade de 75% e de 90% para a geração solar fotovoltaica, no período da carga média.

#### **b) Impacto da complementariedade nos estudos elétricos**

Com uma abordagem que adota o despacho pleno e coincidente das fontes renováveis intermitentes localizadas no interior da Bahia, ou seja, adotando um fator de capacidade de 100% para ambas as fontes na carga média, período que temos maior participação de geração solar, o sistema apresenta elevados carregamentos em linhas de transmissão da região. No entanto, não foram identificadas violações dos limites de tensão ou carregamento em equipamentos da Rede Básica em condição normal de operação. Porém, em contingências simples de elementos de rede foram verificadas sobrecargas em linhas de transmissão no eixo entre a SE Barreira e a SE Rio das Éguas, com conseqüente necessidade de restrição de geração na região.

Por outro lado, com a adoção de uma representação que segue a curva do fator de capacidade das fontes, ou seja, considerando uma geração correspondente a um fator de capacidade de 75% para as usinas eólicas e de 90% para a geração solar fotovoltaica, no período da carga média, período onde existe



a complementariedade entre a geração eólica e solar, evidencia-se a redução dos gargalos da transmissão em função do escoamento simultâneo menor e mais próximo ao que ocorre em tempo real. Dessa forma, a metodologia utilizada proporcionou um ganho de alocação com um aumento de 20% da capacidade instalada, que representou um ganho aproximado de 2.000 MW no estudo realizado.

O estudo mostra que a complementariedade entre as fontes possibilita o melhor aproveitamento da rede de transmissão, evidenciando que em determinadas situações as restrições podem não ocorrer mesmo com a rede submetida a perdas de elementos N-1 e ainda atender a todos os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede de avaliação do desempenho do sistema de Transmissão da Rede Básica.

## CONCLUSÕES

O constante e elevado crescimento da participação das fontes de geração eólica e solar na matriz elétrica brasileira vem possibilitando a alocação de recursos de geração tão necessários ao atendimento energético do País, porém com impactos significativos na Rede Básica e desafios a operação do SIN, principalmente, na Região Nordeste que concentra 85% da capacidade de geração eólica instalada no Brasil. Dessa forma, torna-se imperativo reproduzir nos estudos elétricos as características dessas fontes considerando a complementariedade entre elas com o objetivo de otimizar o aproveitamento dos recursos e dimensionar adequadamente a necessidade de expansão da rede de transmissão.

O estudo realizado mostra a complementariedade entre as fontes solar e eólica da Bahia e que a utilização dos fatores de capacidade diferenciados para cada fonte proporcionou um aumento da ordem de 20% na capacidade instalada na Bahia, que representou um ganho aproximado de 2.000 MW no estudo realizado.

Como sugestões de realização de trabalhos futuros, pode-se investigar a diversidade do comportamento da geração solar fotovoltaica do litoral x interior, pois as centrais localizadas na região litorânea estão mais próximas do oceano e conseqüentemente em áreas com maior incidência de nuvens. Adicionalmente, deve-se investigar a utilização de valores que melhor representem a combinação da simultaneidade de despachos de geração eólica e fotovoltaica, com base no histórico combinado das duas fontes.





## REFERÊNCIAS

BARROS, A. M. L.; KÜSEL, B. F.; MADEIRA, F.; JÚNIOR, O. F. R.; JESUS, L. S. Geração Eólica e Solar do Sistema Interligado Nacional - Análise, Divulgação e Utilização dos Dados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Brazil Wind Power 2020.

COLAÇO, E T. M.; BARROS, A. M.L; ANJOS, A. D. F.; ANDRADE, A. S; KÜSEL, B. F.; MEDEIROS, F. C.; MADEIRA, F.; FEITOSA, N. S.; GUEDES, L. F. M.; NUNES, R.S. **Avaliação do Comportamento da Geração Eólica e sua Representação nos Estudos Elétricos de Médio Prazo.** In: XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Belo Horizonte – MG, 2019.

CAMPOS, R. A. Análise da complementaridade de geração entre usinas solar e eólica e o papel do armazenamento de energia para usinas híbridas. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/216398>

EPE. Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas. Proposta metodológica e estudos de caso. EPE-DEE-NT-025/2017-R0. Abril de 2017. 32p.

EPE. Leilões de Energia: Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos. Série Recursos Energéticos. EPE-DEE-RE-057/2016 – r1. Dezembro de 2016.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2019 – Termo de Referência do PEN 2019.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2020). *Plano de Operação Energética 2020-2024 – PEN 2020 - Sumário Executivo*, Rio de Janeiro, Julho/2020.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS (2021). Boletim Mensal de Geração Eólica – julho/2021. Disponível em:  
[http://www.ons.org.br/resultados\\_operacao/boletim\\_mensal\\_geracao\\_eolica/index.aspx](http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx)

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2020). *Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN Ciclo 2021-2025 – PARPEL 2020* - Rio de Janeiro, 2020.

SPSS – Statistical Package for Social Sciences.

<https://sintgre.ons.org.br/sites/2/53/Paginas/produtos-dinamicos/dados-gera%C3%A7%C3%A3o-eolica-e-solar-verificada.aspx>

<https://sintgre.ons.org.br/Paginas/noticias/Pode-chegar,-SINtegre-conosco!.aspx>  
<https://sintgre.ons.org.br/Paginas/noticias/Bem-Vindo-ao-SINtegre.aspx>

# The complementarity of wind and solar power with hydroelectricity in the state of Bahia

Pieter de Jong <sup>a,\*</sup>; José A. F. de A. Santos <sup>a</sup>; Felipe B. F. Cunha <sup>a</sup>; Asher Kiperstok <sup>a</sup>; Ednildo A. Torres <sup>a</sup>

<sup>a</sup>Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica / LEN, Rua Aristides Novis, 2, Federação, CEP 40.210-630, Salvador-BA, Brazil.

\*Corresponding author. Tel.: +55 071 3283 9808; Cell: +55 71 988554476. E-mail address: [pieterj@ufba.br](mailto:pieterj@ufba.br) (Pieter de Jong). Other authors: [alex\\_caeel@yahoo.com.br](mailto:alex_caeel@yahoo.com.br) (SANTOS, J. A. F. A.), [fbarroco@bmeg.com.br](mailto:fbarroco@bmeg.com.br) (CUNHA, F.B.C.), [asher@ufba.br](mailto:asher@ufba.br) (KIPERSTOK, A.); [ednildo@ufba.br](mailto:ednildo@ufba.br) (TORRES, E.A.).

## ABSTRACT

By 2026 the state of Bahia in Brazil will have a total installed wind power capacity of almost 9,600 MW and 4,400 MW of installed solar PV capacity. Given the scale of these variable renewable energy projects to be located in the state of Bahia, the objective of this research is to analyse the impacts and advantages of integrating these renewable resources into the state's electricity grid. The technical viability of this large percentage of wind and solar energy penetrations (without energy storage systems) shall be examined. Various renewable integration scenarios will be evaluated, simulated and balanced in terms of their capability to optimally supply the hourly electricity demand in Bahia with minimum energy curtailment. Different proportions of variable renewable penetration combined with existing hydroelectricity and biogas generation are also examined. Results showed that wind and solar resources could supply up to 60% of the electricity in the state without the need to export electricity to other states. In addition, a penetration of up to 70% may be technically feasible with the addition of concentrated solar thermal power, sufficient transmission infrastructure, demand-side management, interstate balancing area cooperation, accurate weather forecasting and sub-hourly scheduling from hydroelectric and gas power ancillary services. The case study presented demonstrates a methodology that can be used to aid in power system planning to identify surplus energy from variable renewables sources.

**Keywords:** Renewable Energy; Solar Power; Wind Power; Complementarity; Electricity grid; Hydroelectricity.

## 1. INTRODUCTION

The cost of renewable energy technologies such as solar and especially wind power continue to decline in Brazil relative to electricity generation from fossil fuels such as coal, gas and petroleum. The penetration of solar power and particularly wind power is growing significantly in the Northeast (NE) region of Brazil, and especially in the state of Bahia. The wind power potential in the state considering hub heights of 100m above ground level is approximately 70,000 MW according to the Wind Atlas of Bahia (CAMARGO-SCHUBERT, 2013). Combined with energy storage technologies, this potential could theoretically supply the total electricity demand of the entire Northeast and North regions. Solar potential in Bahia is even greater than the wind potential so there is no shortage of these resources. Nevertheless, both solar and wind energy generate variable amounts of power (that is, without storage or curtailment, electricity production cannot be controlled to match demand). Therefore, the main challenge is to integrate this variable generation into the electricity grid. There are various existing and new technologies being developed that will aid in the integration of

intermittent distributed generation including demand-side management, extended transmission lines to enable larger balancing areas, smart grids, energy storage systems, forecasting, ancillary services from hydroelectric and gas power plants to fill gaps in generation.

Typically, there is more wind power generation at night in Bahia, due to a recurring nocturnal low level jet. There are several recurring nocturnal low level jets in various locations around the world (including, the Great Plains of North America, India, Southeast Asia, Australia, Ethiopia, Namibia, Iran and Venezuela etc.) which typically are strongest during summer (RIFE et al., 2010). Therefore, solar energy could compliment wind energy at such locations.

Wind and solar energy contributed 51% and 4%, respectively, to the NE region's electricity production in 2020 (ONS, 2021). It is estimated that in Bahia, wind and solar will generate approximately 83% of the state's electricity demand by 2022. Therefore, the real-world challenges of large scale wind and solar power integration, transmission and storage requires more research. It will be shown that in order to better balance supply with demand, solar energy generation in Bahia could be doubled, while at certain times wind energy will need to be exported to other states and regions of Brazil.

### **1.1. Objectives**

The principal objective of this research is to estimate the total installed capacities of wind and solar power that can be feasibly and smoothly balanced with the electricity demand in Bahia with minimum losses. Various combinations of variable renewable energy sources will be simulated in order to determine the maximum renewable penetration while minimizing requirements to export electricity to other states.

Average hourly solar and wind power generation (without dedicated energy storage) will be modelled considering different overall penetration scenarios of these variable renewable technologies combined with existing hydroelectricity and gas power plants including scenarios with and without surplus energy. The objective of this research is to estimate the optimum ratio between solar power and wind power generation which would maximise the penetration of these technologies in Bahia with minimal surplus generation and, at the same time, reliably meet the hourly load. Additionally the maximum feasible penetrations of wind and PV integration combined with biogas or alternatively concentrated solar thermal (CST) power with energy storage will be estimated. In this scenario, more water from existing hydroelectric reservoirs would be saved and expensive generation from unsustainable fossil fuels could be reduced. Finally, in the 2022 installed scenario, the penetrations and amount of surplus energy will be estimated considering the actual wind and solar power installed capacity scheduled to be operational by 2022.

### **1.2. Justification**

67% of electricity generation in Brazil comes from hydroelectricity and considering other renewable energy plants (wind, biomass and solar), more than 80% of electricity is generated from renewable and sustainable sources (MME/EPE, 2019). However hydroelectric potential near load centres has already been exploited in most of the country. Water resources in the state of Bahia and other NE states are already over exploited and the region receives only a small percentage of the annual total national rainfall. Furthermore, the NE's large hydroelectric power stations are all located in the semiarid lower-middle Sao Francisco basin

(which is one of the driest areas in Brazil). As a result of an ongoing drought in the NE which began in 2012, in 2016 and 2017 hydropower generation from the Sao Francisco basin only supplied 25% and 18% of the NE's total electricity load, respectively (ONS, 2019). The shortfall in hydroelectric generation was mostly supplemented by wind energy and thermal power, which, supplied 39% and 28% of electricity, respectively, in 2017. This is very different to the situation during the years 2005-2007 where hydroelectricity supplied approximately 87% of the NE's total electricity demand (ONS, 2019).

Climate change mitigation requires more low or zero emissions electricity generation such as from hydroelectric generation. Nevertheless, another effect of regional climate change projected for and already observed in the São Francisco basin, is the decline in hydroelectric potential of the São Francisco River, due to rainfall reduction and water flow (DE JONG et al., 2017; DE JONG et al., 2018). This water scarcity will generate a conflict for water use between hydroelectric generation, irrigation, family farming and human consumption, as well as impact on the environment. Additionally, hydroelectricity and wind energy will be interdependent, because energy storage and flexibility provided by hydroelectric plants is ideal to integrate variable renewable sources, while wind power will be able to partially replace lost hydroelectric energy (SCORAH et al., 2012). Additionally, solar and especially wind energy potential across most of Brazil are projected to improve as a consequence of regional climate change (DE JONG et al., 2019).

Back in 2010 only 0.4% of Brazil's electricity was generated from solar and wind resources (MME/EPE, 2011). Presently there is 18,880 MW of installed wind power capacity which is equivalent to approximately 10.6% of Brazil's total generation capacity (ANEEL, 2021). In comparison there is only 3,430 MW of photovoltaic (PV) power currently connected to the national grid (ANEEL, 2021). In Bahia wind power generated approximately 50% and 57% of electricity in 2019 and 2020, respectively (ONS, 2021) and this penetration is expected to increase substantially. There is already 5,127 MW of installed wind power capacity operating in Bahia. An additional 1,972 MW of capacity is presently under construction and 2,478 MW is contracted for construction (ANEEL, 2019). Therefore, in the state of Bahia alone, the total installed wind power capacity is expected to grow to approximately 5,900 MW by 2022 and to almost 9,577 MW by 2026. Based on observed data and simulations, it was estimated that wind farms installed in the state will have an average annual capacity factor of 50.2% (DE JONG et al, 2017). Therefore, considering that Bahia's average electricity load is expected to increase to approximately 4,000 MW<sub>avg</sub> by 2022, gross wind power penetration in the state will grow to approximately 74%. Assuming that all contracted wind farms are completed on time, the gross wind power penetration will grow to more approximately 105% in relation to Bahia's average electricity load which is forecast to increase to 4,600 MW<sub>avg</sub> by 2026.

However, almost 1,700 MW of thermal power plants are already operating in the state. In the NE region there is massive potential to increase the contribution from wind and particularly solar power and this is especially true in Bahia where wind speeds and solar irradiation are among the greatest in Brazil (DE JONG et al., 2015). This would enable Bahia to export electricity to the Southeast region and also reduce the need for imported electricity and unsustainable and expensive fossil fuel power generation.

Currently there is only 783 MW of installed solar PV capacity in Bahia, while an additional 572 MW and 3,014 MW of PV capacities are under construction and contracted, respectively (ANEEL, 2021). It is assumed that by 2022 there will be approximately 1,300 MW of installed solar PV which will generate almost 9% of Bahia's electricity demand. By 2022, PV

and wind energy in Bahia will have a combined gross penetration of almost 83%, therefore, during hours of high wind power production and low demand, surplus wind energy will need to be exported to other states. It is important to calculate the amounts and times of surplus generation from variable renewable plants in order to plan transmission and storage infrastructure requirements.

### **1.3. Summary of previous literature**

System operators treat variable generation such as that from wind farms as negative load. Thus, the concept of load net load can be defined as, the hourly electricity load minus hourly wind and solar power generation (DE JONG et al., 2016; LUND et al., 2015; MAI et al., 2012; NIKOLAKAKIS & FTHENAKIS, 2011; DENHOLM & HAND, 2011). More flexible generation, such as hydropower, which can rapidly ramp supply up and down has an advantage over inflexible baseload generation, because it can to reduce wind power curtailment, while in certain locations, a proportion of solar PV energy can also complement wind energy (NIKOLAKAKIS & FTHENAKIS, 2011; DENHOLM & HAND, 2011). By modelling electricity generation in the USA, it was concluded that the integration of wind and solar generation is limited to around 30% before significant curtailment is necessary, because most existing generation in the USA is from inflexible baseload units and also because there is more wind generation at night time than during daylight hours, as well as due to seasonal wind and solar variability (NIKOLAKAKIS & FTHENAKIS, 2011; DENHOLM & HAND, 2011; EICHMAN et al., 2013).

Additionally, Elliston et al. (2012) and Mai et al. (2012) show that it is technically feasible to have generation systems with variable wind and solar PV production, supplying up to 50% of the electricity load. Furthermore, by combining wind and PV resources in California and New York State, a synergy or complementarity is realized, because in those states wind farms produce most of their electricity during the night time (EICHMAN et al., 2013; NIKOLAKAKIS & FTHENAKIS, 2011)

Various studies have shown that it is possible to include 25-35% of variable renewable generation with limited curtailment even in electricity grids which have a low percentage of hydropower and a high percentage of inflexible coal power generation (EICHMAN et al., 2013; SCORAH et al., 2012; NIKOLAKAKIS & FTHENAKIS, 2011; GE ENERGY, 2010). However, most of these studies also concluded that with increasing percentages of variable renewable generation, the overall cost of integrating these variable renewable resources into the grid also increases due to the necessities for operational reforms and additional transmission. Such reforms might include the implementation of demand-side management, sub-hourly scheduling, more accurate weather forecasting and an increase in the balancing area.

A higher penetration of wind and solar generation could be achieved in Brazil without the need for energy storage or curtailment because the amount of base-load generation from inflexible coal and nuclear power in the grid is only around 6% (MME/EPE, 2019). The dispatchability of the Brazilian generation matrix is much greater than the coal dominated electricity grids of the USA and Australia, because the majority of electricity (almost 67%) is generated from flexible hydropower (MME/EPE, 2019). The remaining 33% of electricity is generated from wind power (7.6%) and thermal power sources including fossil fuel (14%), biomass (8.5%) and nuclear (2.5%) (MME/EPE, 2019). Yet it should be economically and technically feasible to supply the remaining 33% of electricity entirely from renewable and

sustainable resources including wind, solar and biomass energy instead of depending on unsustainable fossil fuel and nuclear power in the mix.

A recent study concluded that decarbonisation strategies using wind and solar energy are more effective at reducing human health impacts, pollution and contributing to the UN's Sustainable Development Goals than low-carbon technologies such as nuclear and carbon capture and storage (LUDERER et al., 2019). Furthermore, a study by Schmidt et al. (2016) concluded that considering future demand growth, a combination of wind and PV could supply almost 50% of the Brazilian electricity load, while the remaining 50% could be supplied by existing hydroelectric plants, however, the large hourly variations of PV generation were not considered in the model which only considered daily dispatches.

Nevertheless, in the coming decades as solar and wind energy penetration in Brazil increases, various smart grid technologies including demand-side management, extended transmission, and energy storage may need to be implemented in order to more effectively integrate variable renewable energy. Demand-side management can be implemented to utilise surplus wind energy during low demand periods, as well as reduce demand during peak demand periods (LUND et al., 2015). For example, Bjelić et al. (2013) found that load flexibility via demand-side response, using controllable electric hot-water systems, could lower excess electricity production. There is huge potential for this technology to replace inefficient electric hot-water showerheads which consume 24% of residential electricity across Brazil specifically during peak demand periods (ELETROBRAS, 2007). Furthermore, a time of day based tariff, could encourage consumers to shift electricity consumption from peak demand hours to periods when surplus wind energy is likely to occur.

Alternatively, extra-long transmission systems could be built to interconnect widely dispersed variable generation with distant load centres and better utilise surplus wind energy. Delucchi and Jacobson (2011) make various cost estimates of extra-long transmission systems or "super-grids" to connect geographically dispersed power plants with distant load centres. A review of European and North American studies on the costs of long high-voltage direct current (HVDC) transmission systems of 600-800 kV with capacity of 3,000 MW or more (including substations, power conditioners, direct current (DC) inverters and the transmission lines themselves), cost \$200-500/MW·km and incurred power losses of 2.8-4.1% per 1,000 km. However, interconnecting transmission lines are also limited by the flexibility of neighbouring power systems.

Another solution is to store the excess supply of wind energy with the aid of pumped hydro storage (PHS). For grid scale energy storage, PHS is by far the dominant technology, though other technologies such as batteries and compressed air storage are becoming competitive. PHS has an overall system efficiency of 80–90%, while the global installed capacity of the technology is estimated to be more than 150 GW (REN21, 2017; IRENA, 2015) and capacity is projected to grow to 325 GW by 2030 (IRENA, 2015). China and Japan already have 21.5 GW and 26 GW of installed pumped storage, respectively. Other countries, such as Spain, Indonesia, Australia and Iran also use PHS technology.

There have been studies in Denmark, Germany, Norway and Greece on combining PHS with wind power to provide ancillary services, regulation and spinning reserve (ENDEGNANEW et al., 2013; RAHIMI et al., 2013). Specifically, PHS can increase the system load and consume surplus wind energy during low demand periods by pumping water into upper reservoirs. Therefore, wind farms are able to avoid curtailment and increase penetration, profit

and operational capacity factors. During periods of peak load, when electricity prices are generally high, stored water in upper reservoirs can be used to generate electricity which is an added value for PHS operators (RAHIMI et al., 2013).

Given the existing quantity hydroelectric infrastructure already existing in Brazil this type of energy storage could be a cost effective way to utilise surplus wind and solar power provided existing dams could be retrofitted. Hunt et al. (2016) proposed a new seasonal PHS plant to be built in Muquém close to the São Francisco River which could potentially reduce evaporation from the Sobradinho reservoir and store surplus energy from the various wind farms and solar plants in the surrounding area. Further research in this area needs to be undertaken in order to fully assess the feasibility and weigh the benefits of installing a new pump hydro facility of this type in Bahia or alternatively retro-fitting suitable existing hydroelectric dams.

A study simulating wind power generation in the Brazilian NE demonstrated that the number of extreme ramps and also periods of very low wind power generation during wind lulls, decreased with a greater geographical spread of wind farms (EPE, 2016). A recent study by the EPE (2017) examined the curtailed solar energy from different case studies of solar / wind hybrid power plants in the NE region. The main limitation of this study is that it examines each case separately based on a fixed substation capacity, rather than considering the hybrid plants aggregated together in the electricity grid with other generator plants. Furthermore only 5 locations were simulated across the entire NE region.

Similar to wind power in California and New York State, Camargo-Schubert (2013) showed that the wind power potential in the interior of Bahia is higher at night-time than during the day and therefore, does not correlate well with the load curve. In the interior of Bahia higher wind speeds occur at night due to the existence of a nocturnal low level jet over the inland plateaus of the NE (DE JONG et al, 2017). On the other hand, the diurnal wind power profile of the coastal wind farms of Ceará and Rio Grande do Norte correlates very well with the NE load curve (DE JONG et al, 2016).

## **2. METHOD AND MATERIALS**

Following the methodology of de Jong et al. (2017) and Nikolakakis & Fthenakis (2011), the maximum penetration of wind power in Bahia will be estimated. The Weather Research and Forecasting (WRF) Model is used to simulate hourly wind speeds (for all of 2014) at various locations (where wind farms are or will be built) based on the 235 wind farms which are expected to be operational in Bahia by 2022. In turn, the hourly wind power is calculated using a power curve for typical wind turbines used in the state. Similarly, solar radiation data (NREL, 2016) for Bom Jesus da Lapa (which is a semi-arid municipality in Bahia) was used to estimate the hourly, daily and monthly electricity production from solar technologies.

Detailed hourly load curve data for Bahia from all of 2013 was provided by Bahia State Electricity Company – COELBA. This electricity load data was scaled up in line with growth in demand in order to have a data set that is representative of the state's predicted load curve for 2022. Using the aggregate hourly wind power data derived from the WRF model and solar generation data derived from NREL, the hourly net load and surplus energy are estimated in Bahia based on the optimized wind and solar PV penetrations and expected load for 2022. The hourly net load and surplus energy are also calculated for the actual 2022 installed scenario which considers all wind farms and solar PV plants expected to be operational by 2022.

The current generation matrix in Bahia consists of 43% hydroelectric plants, 12.6% thermal power plants which are mostly gas and oil turbines, 38.5% wind power and approximately 5.9% solar PV (ANEEL, 2021). There are no nuclear or coal fire power stations operating in Bahia and any surplus energy from mandatory minimum hydroelectric generation can be exported to other states in the NE region. Therefore given the matrix (not including solar and wind power) predominantly consists of despatchable hydroelectric and gas (and oil) turbines, it is assumed that the matrix has 100% flexibility to account for variations in the net load curve (that is, the electricity load minus variable renewable energy). A number of other states in the NE region do not have sufficient generation capacity to supply their individual loads. Therefore, electricity generation in Bahia (such as wind power) during certain periods of the year is exported to some of these states and in addition power (mostly hydroelectricity) is imported from the North and Southeast region.

## **2.1. WRF model and setting**

The Weather Research and Forecasting (WRF) Model is a numerical mesoscale weather forecasting tool used for atmospheric and operational research developed by NCAR (the USA National Center for Atmospheric Research). The WRF model can generate atmospheric predictions, including wind speed, temperature and rainfall simulations, using historical observed data and analyses or alternatively idealized conditions (WRF, 2016). This study used the Advanced Research WRF core model. The WRF model was forced at the boundaries by 2014 NCEP (National Centres for Environmental Prediction) re-analysis data.<sup>1</sup> The NCEP global model assimilates data from historical weather observations into a gridded product. The boundary conditions of the WRF model were defined using 2 domains: The 1<sup>st</sup> domain had a horizontal resolution of 30km and was 130 x 130 grid cells x 30 vertical levels. The 2<sup>nd</sup> nested domain, encompassing the state of Bahia and the rest of the Brazilian NE, had a horizontal resolution of 10km and was 166 x 181 grid cells x 30 vertical levels. Hourly wind speed data at wind farm locations in Bahia and at specific heights above the ground were extracted from the netCDF output files using NCL (NCAR Command Language) scripts.

## **2.2. Wind farm locations and cluster locations analysed using the WRF model**

The installed capacity and location of all wind farms already operational and under construction in Bahia and other states in the Brazilian NE were taken from National Agency of Electric Energy – ANEEL (2021). While it is expected that approximately 235 wind farms will be installed in Bahia by 2022, in order to simplify calculations, all the wind farm locations were grouped into 8 clusters each consisting of neighbouring windfarms. All these clusters had a radius of less than 30 km. Figure 1 and table 1 show the locations of the wind farm clusters. Figure 1 also shows the location of wind farms clusters located in other NE states including Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí, Pernambuco, Paraíba and Sergipe. Differing amounts of installed wind power capacity have been contracted in each cluster (see table 1). For example the Caetitê cluster will have 1,635 MW of nominal wind power capacity, while the Brumado cluster will only have 90 MW of installed wind power by 2022. Table 1 also shows the elevation above sea level of each cluster. Additionally it can be observed that all clusters in Bahia are located at least 280 km inland from the coast.

---

<sup>1</sup> The NCEP re-analysis data used in the WRF model had a 6 hourly temporal resolution.



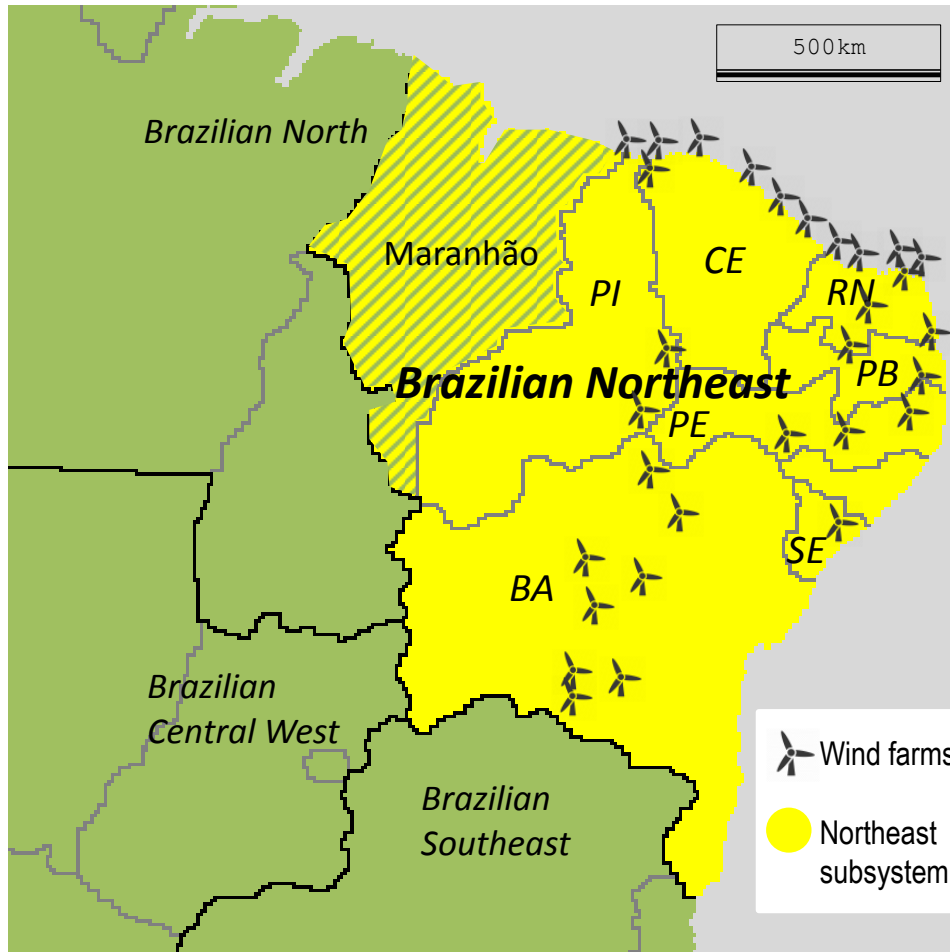


Figure 1: Location of the wind farm clusters in the Northeast subsystem of Brazil. Key: BA – Bahia; CE – Ceará; PB – Paraíba; PE – Pernambuco; PI – Piauí; RN – Rio Grande do Norte; SE – Sergipe. (Note: The state of Maranhão is not included in the Brazilian Northeast subsystem.)

If the majority of wind farms in the same municipality were installed before July 2014, a hub height of 50 m for the wind turbines was assumed, unless the hub height was already known. If wind farms were installed after July 2014 or if wind farms were under construction, a hub height of 80m was assumed. For planned wind farms where construction had not commenced by 2017, it is assumed that the hub height would be 100 m.

Table 1: List of wind farm clusters in Bahia including their location, installed capacity by 2022 and elevation above mean sea level (AMSL).

| State | Latitude° | Longitude° | Cluster Name       | Wind Power capacity (MW) | Elevation AMSL (m) | Inland or Coastal |
|-------|-----------|------------|--------------------|--------------------------|--------------------|-------------------|
| BA    | -12.2809  | -42.3553   | Brotas de Macaúbas | 95                       | 1092               | Inland            |
| BA    | -13.8780  | -41.7681   | Brumado            | 90                       | 1102               | Inland            |
| BA    | -13.9918  | -42.6386   | Caetité            | 1635                     | 1070               | Inland            |
| BA    | -11.7515  | -41.3822   | Cafarnaum          | 1234                     | 1080               | Inland            |
| BA    | -10.5725  | -40.6306   | Campo Formoso      | 565                      | 920                | Inland            |
| BA    | -11.4001  | -42.5400   | Gentio do Ouro     | 804                      | 1224               | Inland            |
| BA    | -14.6613  | -42.5234   | Pindaí             | 360                      | 772                | Inland            |
| BA    | -9.7493   | -41.1074   | Sento Sé           | 1150                     | 450                | Inland            |

The WRF Model is used to simulate wind speeds (for each hour of the entire year 2014) at each of the 8 wind farm cluster locations where wind farms are or will be built in Bahia by 2022. Furthermore, hourly wind speeds were simulated at heights of 50 m, 80 m and 100 m at each cluster location in Bahia. In turn, the respective hourly wind power was calculated using a normalised power curve for typical wind turbines used in the state (see figure 2). The power curve shown in figure 2 is based on data from Alstom Eco turbines with rotor diameters of 74-86 m and rated power outputs of 1.67-2.0 MW. The Alstom Eco turbines have cut-in, rated and cut-out wind speeds of 3 m/s, 12-13 m/s and 25 m/s, respectively (WIND-TURBINE-MODELS, 2013 and Alstom, 2010).

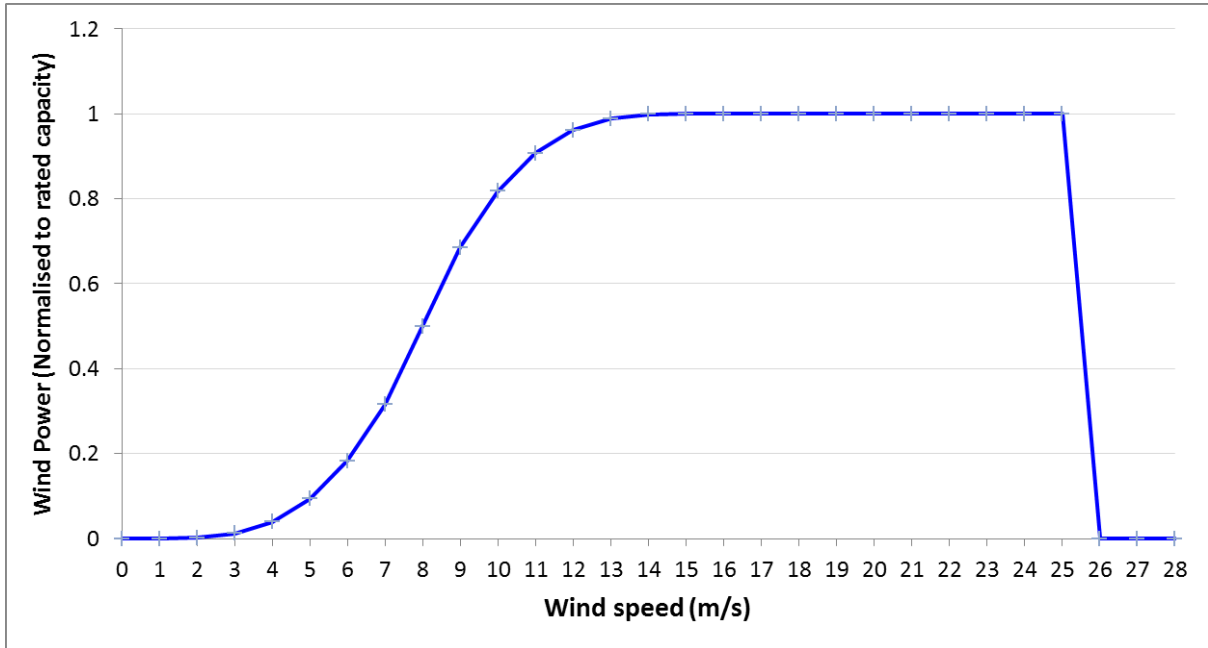


Figure 2: Power curve for a typical wind turbine in the NE.

The normalized hourly wind power for an entire year at each cluster location (at hub heights of 50 m, 80 m and 100 m) is then multiplied by the respective nominal capacity of wind power planned at each cluster with the corresponding hub heights. Finally, by summing the results of wind power at each cluster, a simulation of the aggregate hourly wind power in Bahia is obtained based on the existing and planned wind farms expected to be operational by 2022.

### 2.3. Model validation

The simulated wind power data is compared to observed wind power generation data at specific wind farms located in Bahia. The results of the WRF simulation compared to the observed data were similar and both confirmed the prevalence of more wind power generation at night from wind farms in the interior of Bahia (see figure 3). It can be observed in figure 3, that if utility scale solar photovoltaic (PV) were deployed in Bahia, it would partially complement the daily drop in wind generation that usually occurs between 11:00h and 17:00h.

Moreover, it was found that the observed wind power generation data and WRF model data, considering the average hourly capacity factor at the Novo Horizonte wind farm in Bahia, had correlation of 0.98 from August to October (see figure 3). While the simulated and observed *average* hourly (diurnal) capacity factors had an excellent correlation, the simulated and

observed data of the *actual* hourly capacity factors only had a correlation of 0.76 for the Novo Horizonte wind farm. The correlation between the WRF model data and observed data for the average monthly capacity factors for all of 2014 was 0.93 for the same wind farm in Bahia. Such high correlations for both the diurnal cycle and season variation of wind power validate that the WRF data is a reliable tool for simulating wind power in Bahia. At other wind farms in the interior of Bahia the WRF simulations and the observed wind power data also had high correlations.

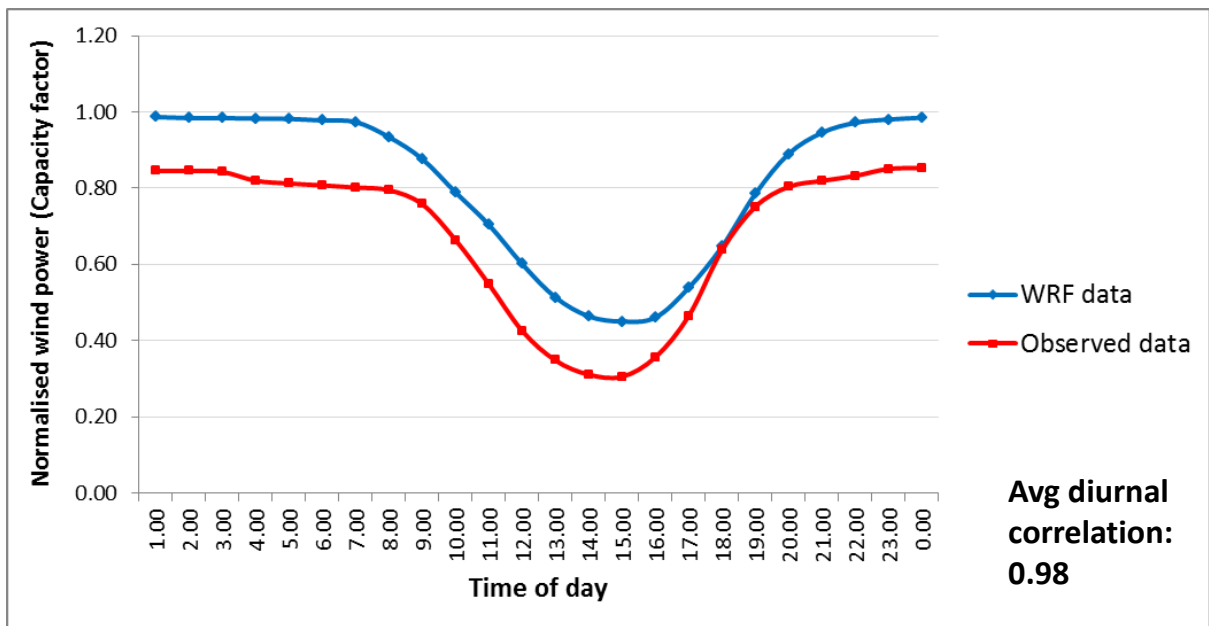


Figure 3: Average diurnal capacity factor for the Novo Horizonte wind farm in Bahia with hub heights of 80m (Aug-Oct 2014).

However, it was found that the normalised wind power simulations calculated from the WRF data were higher than observed wind power generation at wind farms in the state (see figure 3). Therefore, the wind power results calculated from the WRF data were adjusted to match observed data. That is, the hourly WRF capacity factor data was multiplied by a constant derating factor, which was calculated by comparing WRF derived and observed average aggregate wind power capacity factors in Bahia during all of 2014. The overall observed capacity factors for installed wind farms in Bahia for all of 2014 was taken from the Operador Nacional do Sistema Elétrico / Brazilian National Electricity System Operator (2014), while the WRF simulated capacity factors were calculated based on WRF data for the same installed wind farm locations. The derating factor used in the simulation for Bahia was 0.823.

A spreadsheet optimisation tool which uses at least 40 iterative trails is used to find the ideal installation capacity of wind farms in Bahia considering the expected hourly load curve for the state by 2022. In this case the maximum installed capacity of wind farms is constrained in order to ensure that the total curtailed or exported generation does not exceed 0.5%. The same tool is used to find the optimal feasible penetration of variable renewable energy resources (wind and PV) in Bahia allowing for up to 1% of curtailed or exported generation.

### 3. RESULTS

#### 3.1. Ideal penetration of variable renewable energy (wind and PV) for Bahia

Initially, the integration of wind energy with the addition of solar PV is investigated with the objective to estimate the maximum penetration of each technology before electricity would need to be curtailed or exported. Under this condition, the maximum wind power penetration

in Bahia was estimated to be 48%. Above this penetration wind energy would need to be exported to other states or curtailed because wind power in Bahia is typically greater at night than during daylight hours. Therefore, the impact of adding solar PV will be analysed and the viable maximum proportion estimated.

In figure 4 the average hourly data for plane of array (considering single axis tracking) and direct normal solar irradiance (DNI) are shown for August in Bom Jesus da Lapa in Bahia. Given that solar radiation in the semi-arid region of Bahia is amongst the highest in the country (Pereira et al., 2017), the municipality of Bom Jesus da Lapa and the nearby municipality of Tabocas do Brejo Velho already have almost 490MWp of solar PV installed and the municipalities of Oliveira dos Brejinhos and Barreiras (in the same vicinity) have 482MWp contracted for construction (ANEEL, 2019). The solar resources across the semi-arid western half and extreme northern part of Bahia are quite homogeneous (AWS Truepower and CAMARGO-SCHUBERT, 2018) therefore, in this study it is assumed that the solar irradiance data for Bom Jesus da Lapa is representative of Bahia’s semi-arid region.

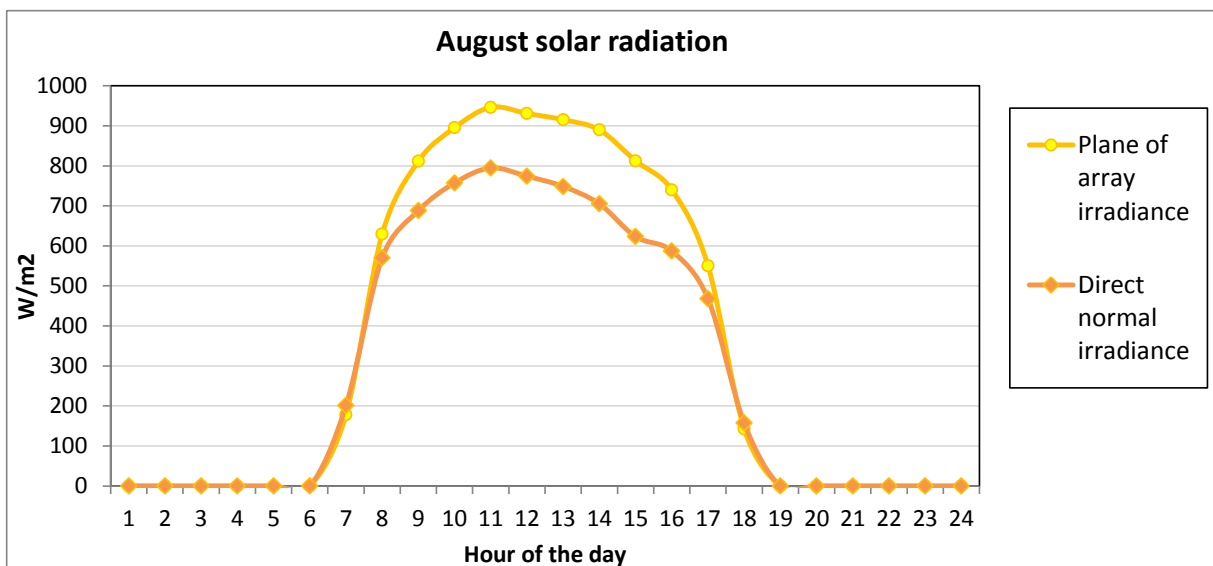


Figure 4: Average hourly plane of array solar radiation and direct normal solar radiation in Bom Jesus da Lapa, Bahia for August. Source: NREL, 2016.

Average hourly plane of array Solar Radiation statistics (in W/m<sup>2</sup>) and NREL's PVWatts Calculator are used to estimate the annual and hourly solar PV electricity generation with increasing installed capacities until electricity would need to be exported or curtailed. Therefore the feasible penetration limit of variable renewable generation (wind and PV) without storage can be estimated.

To obtain the maximum penetration of variable renewables and avoid significant curtailed energy, wind penetration remained at 48% and this allowed for up to 12% of solar PV penetration. Therefore it is estimated that the maximum feasible penetration of variable renewable energy generation (wind and PV) in Bahia without curtailment, exports or energy storage is 60%. That is, the optimum penetration of PV generation in Bahia would only be approximately 25% of the wind energy penetration in the state. However, in terms of nominal capacity, this means that in Bahia a maximum of 1,800 MWp of solar PV and 3,800 MW of wind power capacity could be installed by 2022 before significant curtailment. Therefore, the optimum total installed PV capacity would be 47% of the total installed wind power capacity in Bahia.

### 3.2. The addition of concentrated solar thermal power with thermal storage to optimize the renewable mixture

Above the wind and PV penetration limit of 60%, the viability of also implementing CST power with thermal energy storage is analysed. Average hourly direct normal solar radiation statistics (in W/m<sup>2</sup>) are used to estimate the annual and hourly CST power. It is assumed that CST power plants will comprise at least 8 hours of storage per day available for use (in single block) at any chosen time of the day or night, similar to the methodology used by Elliston et al.(2012). Using an iterative approach, the maximum annual combined penetration of wind, PV and CST is calculated considering the hourly electricity demand profile of Bahia.

CST power with sufficient thermal energy storage enables solar generation to be dispatched to the electricity grid with more flexibility. If the generation of CST power is delayed by approximately 8 hours via inherent thermal storage, then the peak in CST generation would occur around 19:00h and would coincide exactly with the peak in net load. Therefore, this configuration would allow for up to a 10% penetration of CST power to be integrated into the Bahia electricity grid in addition to wind and PV penetrations of 48% and 12%, respectively. Thus, the optimum annual penetration of these combined renewables (wind, PV and CST power) would total 70% and it was calculated that less than 1% of this renewable energy would need to be exported to other states. Alternatively, instead of generating electricity from CST power during peak demand hours, electricity could be generated from biogas or waste biomass power provided it could be flexibly dispatched during peak hours.

To achieve these high penetrations would require accurate weather forecasting and sufficient transmission expansion in order to minimise surplus energy. Considering that the month of August has highest wind energy capacity factor in a typical year, penetrations of wind, PV and CST specifically for the month of August would be 65%, 13.5% and 12%, respectively, however, approximately 2% of this generation would need to be exported to other states. Therefore, during the month of August on average only 12% of demand would need to be supplied by hydropower in order to balance the load. This configuration of renewable energy generation (considering the electricity load in Bahia predicted for 2022) is shown in figure 5.

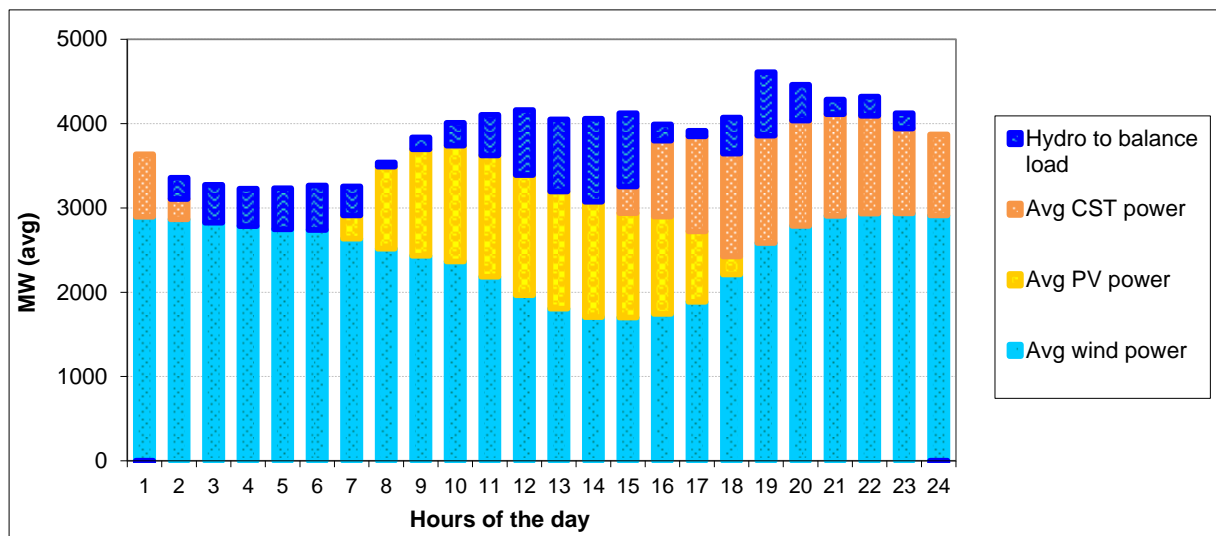


Figure 5: Diurnal contribution from wind, PV, CST power and hydroelectricity to the hourly load curve in Bahia during the month of August.

### 3.3. Actual penetration of variable renewable energy in Bahia by 2022

As stated in the introduction, the maximum gross penetration of wind and solar power in the state of Bahia by 2022 will be 74% and 9% respectively. However, it is estimated that there will be a total of 9% surplus generation as a percentage of the average load expected in Bahia. (That is, approximately, 3,600 GWh would need to be exported to other states annually). Nevertheless, with a total net penetration almost 74%, variable renewable energy in Bahia will reduce the burden on hydroelectric and gas generation. Figure 6 shows the Bahia load curve, average solar and wind power generation and the average net load for the month of August. The month of August is chosen because it is one of the months with the highest wind power generation in Bahia. As can be observed in figure 6, most surplus wind power generation would occur between midnight and 8:00h, and the average maximum surplus energy in the month of August would be approximately 1,300 MWavg. The maximum surplus power during the entire 8,760 hours of the year is estimated to be almost 2,600 MW.

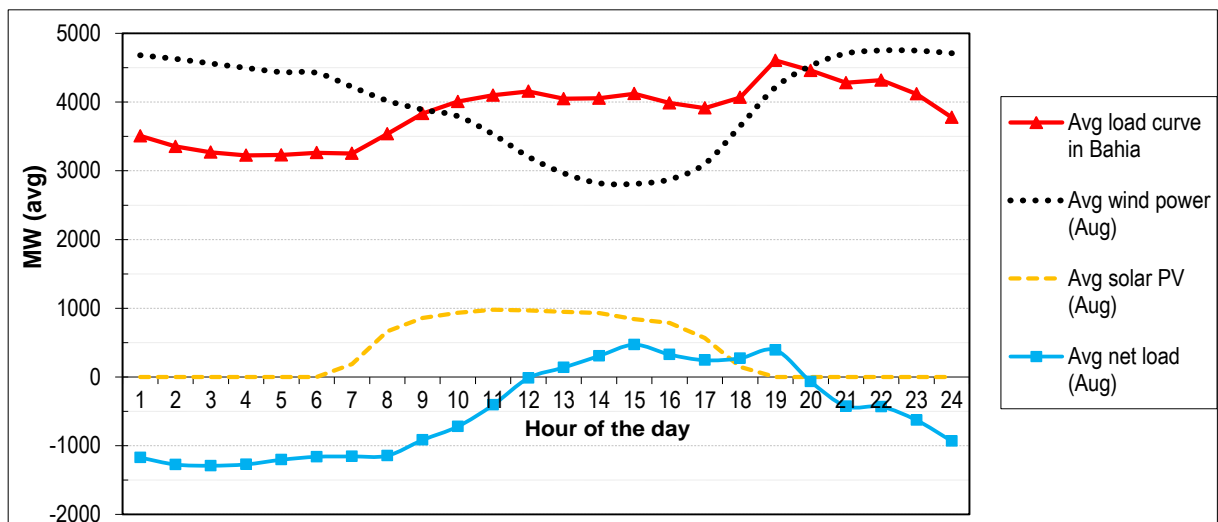


Figure 6: Load curve, average solar PV, average wind power generation and the average net load in the state of Bahia for the month of August.

The gross wind and solar penetration during the month of August considering the 2022 installed scenario in figure 6 is estimated to be 103.6% and 9.5%, respectively. However, in relation to the average August electricity demand, there would be almost 19% of surplus generation in August from these sources which would need to be exported to other states or curtailed. This indicates that, while there is a daily mismatch between variable renewable supply and the state's daily load curve, there is also a seasonal mismatch. That is, during certain months of the year wind power, which makes up the large majority of variable renewable generation, over supplies energy to the state, while during other months, wind generation is well below its annual average. In figure 7 it can be observed that from June to October the simulated wind power capacity factor for 2022 is in excess of 60%, while in the month of April it drops to below 30%.

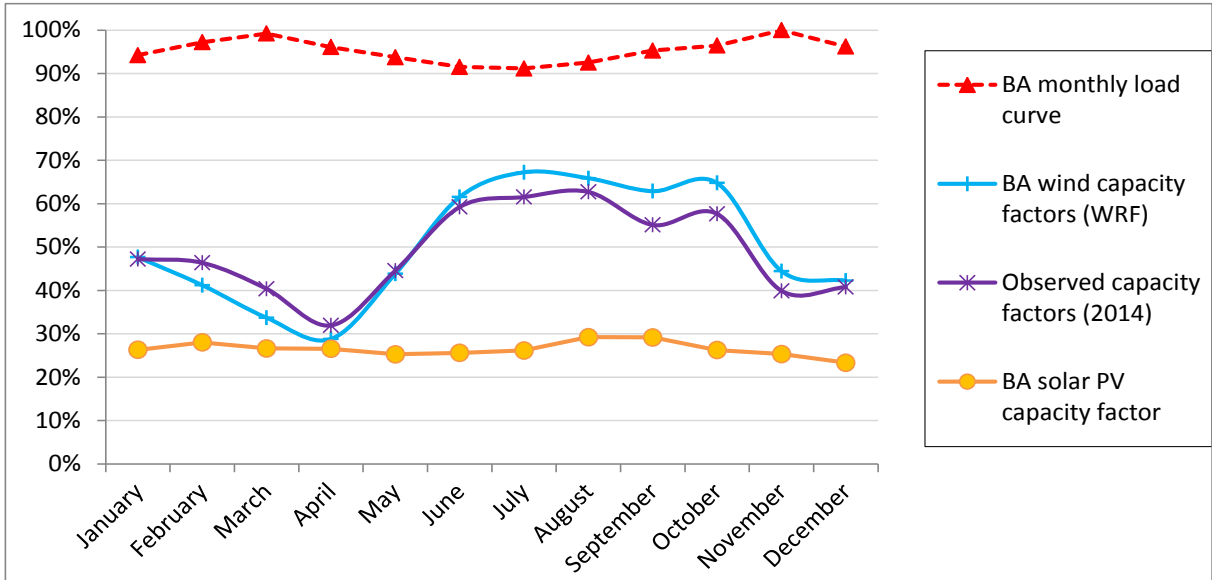


Figure 7: Average monthly capacity factors of wind power and solar PV in Bahia (BA) compared with the normalized average monthly electricity load in the state.

Therefore, the average monthly wind energy output in Bahia does not have a very strong correlation to the average monthly load curve which only drops by less than 10% in winter during a typical calendar year. While the average monthly solar PV generation does not vary substantial from one month to another, without storage the penetration of the technology is limited by the fact that generation from PV systems only occurs during a relatively narrow daily window typically between 8:00h and 17:00h (see figure 4). This has led to the development of solar-wind hybrid power plants (SANTOS et al, 2020).

#### 4. DISCUSSION

As a result of the prolonged drought in the NE region which has severely reduced the amount of stored energy in the São Francisco’s hydroelectric reservoirs, the flexibility of the region’s hydroelectric plants is no longer sufficient to provide all the ancillary services required to integrate variable generation from wind and solar power plants. Currently, much of the lost hydroelectric availability has been replaced by fossil fuel electricity generation, but this is expensive and unsustainable. Therefore, in this section, different methods including extended transmission, demand-side management and energy storage are examined which could be implemented to integrate and smooth out highs and lows of wind and solar power in Bahia.

The implementation of demand-side-management and energy efficiency measures (for example, by utilising variable speed drives in industry and solar hot-water systems) and could reduce peak demand and thus reduce the need for expensive peak-load following ancillary services. Electric hot-water showerheads, widely used in Brazil, could be mandatorily phased out and replaced with controllable efficient heat pump or electric resistance hot-water storage systems that can shift consumption from peak periods to low demand periods. Additionally, where installations are feasible, solar hot-water systems could be encouraged via government subsidies. Furthermore, demand-side-management could be implemented that would enable surplus renewable energy from wind and solar sources to be more easily absorb into the NE subsystem. For example, new regulations could be introduced offering reduced tariffs during hours when surplus wind energy is likely to occur, which is typically in winter and spring between midnight and 08:00h. In 2018 a time of day based tariff called the “tarifa branca / white tariff” will be introduced in Brazil which is designed to encourage consumers to reduce

electricity consumption during peak demand periods (between 18:00h and 22:00h). In Bahia as well as in the states of Piauí and Pernambuco, a similar type of tariff could be implemented that offers discounted electricity between the hours of midnight and 08:00h. Besides reducing the need for lengthy interregional transmission lines, another advantage of fostering the consumption of surplus energy within the NE region is that this will contribute to the overall human development of the region. Currently, average consumption of electricity per inhabitant in the NE region is approximately half that of the Southeast region (MARIZ & ATALLA, 2017).

While, surplus wind and solar energy could be reduced by implementing demand side management, the technology cannot reliably deal with unexpected trough in wind and solar generation. Another solution is to reinforce interconnecting transmission lines to neighbouring regions, which would allow for power importation when required and also enable the exportation of surplus wind and solar energy during high solar and wind generation periods. The state of Bahia, in particular, has an opportunity to export surplus wind and solar energy to load centres in the Southeast/Central-West region, such as Belo Horizonte, Brasília, Goiânia and Vitória. While there are a number of planned high-voltage alternating current (HVAC) transmission lines that will link wind farms in Bahia to the Southeast/Central-West subsystem, it is recommended that research be done on the viability of a HVDC transmission system stretching along the wind corridor from the northern border of Bahia with Piauí through the interior of Bahia and Minas Gerais to a major substation near the border with the state of São Paulo. As well as increasing the efficiency of wind energy transmission and distribution from existing and planned wind farms, this would allow for the exploitation of massive amounts of untapped wind (and solar) energy potential along this wind corridor.

A third solution is to store the excess supply of wind energy with the aid of pumped hydro storage (PHS). Traditionally, pumped storage has been used to reduce fuel consumption of base-load thermal power generation by supplying peak loads during high demand periods and pumping water back up to upper reservoirs during low load periods. However the application of PHS technology combined with wind farms is now becoming more common. Given the large quantity of conventional hydroelectric storage in Brazil, wind power (and biomass generation) are used to save water in these large hydroelectric reservoirs and thereby improve energy security (IRENA, 2015 and DE JONG et al, 2016). Traditionally, conventional hydroelectric storage in Brazil has been used on a seasonal basis to store enough water during the wet season, to maintain hydroelectric generation during the dry season and droughts. However, given the projected growth in wind and solar energy in the NE of Brazil, in the future PHS plants with daily storage may be a viable alternative for storing surplus wind and solar generation (DE JONG et al, 2016 and DE JONG et al, 2017).

Presently in Brazil there are only 4 operational PHS plants which are located in the states of São Paulo and Rio de Janeiro. The 4 relatively small plants have a total pumping capacity of less than 250 MW and much of this pumping capacity is used for urban water supplies, however, several locations in Brazil have been identified and proposed for the implementation of larger PHS systems including a proposal to retrofit the Pedra do Cavalo hydroelectric plant in Bahia (CANALES et al, 2015). Additionally, a feasibility study should be conducted on the Luiz Gonzaga (Itaparica) hydroelectric plant to determine whether it could be adapted to also operate as a PHS plant during hours when there is surplus wind generation in the NE subsystem. However, its operation in pumping mode would be limit to a few hours a day otherwise the average flow rate of the lower São Francisco River would drop below the minimum requirement. The Apolonio Sales (Moxotó) hydroelectric plant is another existing



hydroelectric dam that could also possibly be adapted to function as a PHS facility, but without reducing the minimum flow rate requirements of the São Francisco River because the Paulo Alfonso IV plant runs in parallel with it. Hunt et al. (2016) proposed a new seasonal PHS plant to be built in Muquém close to the São Francisco River in the state of Bahia. The proposed new PHS reservoir could increase the seasonal energy storage capacity of the basin, reduce evaporation from the Sobradinho reservoir and store surplus energy from the various wind farms and solar plants in the surrounding area.

## 5. CONCLUSION

Given that the diurnal (average hourly) wind power generation in Bahia is higher at night than during the mid-afternoon hours of the day, solar PV power could partially complement wind power in the state. It was shown that while 9% of electricity in Bahia will be generated by PV energy, the state could actually increase this grid penetration to approximately 12% without the necessity to export surplus electricity. However, this is assuming that wind energy in Bahia generates less than 50% of the average annual demand. On the other hand, by 2022 wind energy penetration in Bahia will reach almost 74% and this will result in surplus wind power generation particularly between midnight and 8:00h. Therefore, transmission lines interconnecting generators in Bahia with other states and the Southeast region will need to have sufficient capacity to allow up to 2,600 MW of power to be exported at certain hours during the year. Additionally, demand-side management via reduced tariffs between midnight and 8:00h could help reduce the amount of surplus generation by encouraging more consumption during these hours of low demand.

As well as the wind farms in Bahia, other wind farms in the interior of Piauí, Pernambuco and Paraíba also tend to generate less power during the daytime. Initial results suggest that the diurnal average hourly aggregate wind generation from wind farms located in the interior of these states is diminished between 7:00h and 17:00h. It was found that the further away from the coast a wind farm is located, the later in the day a lull in wind speeds and wind power output occurs. Therefore, solar PV could also compliment many of these wind farms, but more research is required.

Additionally, as the flexibility of the NE's hydroelectric ancillary services is a very important for the integration of variable renewable energy, more research could be conducted on the feasibility of reducing the mandatory minimum hydroelectric output for short durations. Specifically, it is proposed that the Sao Francisco's hydroelectric output could be reduced well below the mandatory minimum generation level only during the early hours of the morning on days when surplus wind generation is forecast to occur. In this scenario, surplus wind and hydroelectric generation would be reduced, while the overall average hydroelectric minimum generation could still be maintained on a daily basis by compensating with increased hydroelectric generation during peak demand periods.

However, as a result of future droughts projected to impact the Sao Francisco River's hydroelectric output, the flexibility of these hydroelectric plants might not be sufficient to provide ancillary services for the integration of variable renewable energy. Therefore, in addition to demand-side management, extra-long transmission lines and pumped hydro storage could be implemented to aid in the integration of wind and solar energy. While there are costs associated with the integration of wind and solar energy, there are also benefits besides reducing greenhouse gas emissions, such as contributing to the Sustainable Development Goals and reducing air and water pollution.

## 6. ACKNOWLEDGEMENTS

We would like to thank the Brazilian Federal Agency for Support and Evaluation of Higher Education / “Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior” – CAPES Brazil (grant numbers BEX 9706/2014-03 and 23038.011968/2016-13) and the Brazilian National Council for Scientific and Technological Development / “Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico” – CNPq Brazil (process number 153144/2018-1) for their financial support for this research.

## 7. REFERENCES

ALSTOM. ECO 80 Platform – ECO 80 & ECO 86 Wind Turbines. Alstom Wind Power Solutions, 2010.

ANEEL – Agência Nacional da Energia Elétrica. Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA; 2021. Available at: <https://bit.ly/2IGf4Q0>. Accessed on 20/07/2021.

AWS TRUEPOWER; CAMARGO-SCHUBERT. Atlas Solar: Bahia. Salvador: SECTI (Secretaria de Ciência, Tecnologia e Inovação do Estado da Bahia), SEINFRA (Secretaria de Infraestrutura do Estado da Bahia), SENAI/CIMATEC (Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial/Centro Integrado de Manufatura e Tecnologia), 2018. 76p. Available at: <http://www.senaicimatec.com.br/download/Atlas-Solar-Bahia-2018.pdf>. Accessed on 07/11/2019.

BJELIĆ, I.B., RAJAKOVIĆ, N., ČOSIĆ, B., DUIĆ, N.. Increasing wind power penetration into the existing Serbian energy system. *Energy*, vol. 57, pp. 30–37, 2013.

CAMARGO-SCHUBERT. Atlas Eólico: Bahia. SECTI, SEINFRA, CIMATEC/ SENAI, Salvador, 2013.

CANALES, F.A., BELUCO, A., MENDES, C.A.B.. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas / Pumped storage hydropower in Brazil and the world: application and perspectives. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental Santa Maria* 2015, vol. 19, no. 2: 1230-1249.

DE JONG, P.; BARRETO, T. B.; TANAJURA, C. A. S.; KOULOUKOU, D.; OLIVEIRA-ESQUERRE, K. P.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E. A.. Estimating the impact of climate change on wind and solar energy in Brazil using a South American regional climate model. *Renewable Energy*, vol. 141, pp. 390-401, 2019.

DE JONG P, KIPERSTOK A, TORRES E A. Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015; 52: 725–739.

DE JONG P, KIPERSTOK A, SANCHEZ A S, DARGAVILLE R, TORRES E A. Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil. *Energy* 2016; 100: 401–415.

DE JONG, P.; DARGAVILLE, R. ; SILVER, J. ; UTEMBE, S. ; KIPERSTOK, A. ; TORRES, E. A. Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid. *Applied Energy* 2017; 195: 538–555.

DE JONG P, TANAJURA C A S, SANCHEZ A S, DARGAVILLE R, KIPERSTOK A, TORRES E A. Hydroelectric production from Brazil's São Francisco River could cease due to

climate change and inter-annual variability. *Science of the Total Environment* 2018; 634: 1540-53.

DE JONG P, DARGAVILLE R, SILVER J, UTEMBE S, KIPERSTOK A, TORRES E A. Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid. *Applied Energy* 2017; 195: 538–555.

DELUCCHI, M.A., JACOBSON, M.Z.. Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies. *Energy Policy* 2011; 39: 1170–1190.

DENHOLM, P.; HAND, M.. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. *Energy Policy*, vol. 39, pp. 1817–1830, 2011.

EICHMAN, J. D.; MUELLER, F; TARROJA, B; SCHELL, L. S.; SAMUELSEN, S.. Exploration of the integration of renewable resources into California's electric system using the Holistic Grid Resource Integration and Deployment (HiGRID) tool. *Energy*, vol. 50, pp. 353–363, 2013.

ELETROBRAS – CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A., PROCEL – PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Uso – Ano Base 2005 – Classe Residencial – Relatório Brasil. Rio de Janeiro, 2007.

ELLISTON, B.; DIESENDORF, M.; MACGILL, I.. Simulations of scenarios with 100% renewable electricity in the Australian National Electricity Market. *Energy Policy*, vol. 45, pp. 606–613, 2012.

ENDEGNANEW, A. G.; FARAHMAND, H.; HUERTAS-HERNANDO, D.. Frequency Quality in the Nordic Power System: Wind Variability, Hydro Power Pump Storage and Usage of HVDC Links. *Energy Procedia*, vol. 35, pp. 62 – 68, 2013.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Estudos de planejamento da expansão da geração - Empreendimentos eólicos. Ministério de Minas e Energia, 2016. Available at: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/EPE-DEE-RE-107%202016.pdf> accessed on 18/12/2016.

EPE. Estudos de planejamento da expansão da geração - Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas. Ministério de Minas e Energia, 2017. Available at: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/EPE-DEE-RE-107%202016.pdf>. Accessed on 02/05/2017.

GÁRDOS, I.; FURST, R. D.; GOMES, P.; BIANCO, A.. Large scale integration of renewable sources in the Brazilian bulk power system. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Brazil. Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos – CIGRE, 2010.

GE ENERGY. Western Wind and Solar Integration Study. The National Renewable Energy Laboratory – NREL; 2010.

HUNT, J. D.; DE FREITAS, M. A.; JÚNIOR, A. O.. Usinas Hidrelétricas Reversíveis Sazonais no Rio São Francisco: aumentando o armazenamento energético e diminuindo a evaporação. *Sustentabilidade em Debate* – Brasília, vol. 7, n.3, pp. 18-33, 2016.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Renewables and Electricity Storage A technology roadmap for REmap 2030. Abu Dhabi, 2015. Available at:

[https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_REmap\\_Electricity\\_Storage\\_2015.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_Electricity_Storage_2015.pdf). Accessed on 16/07/2016.

LUDERER, G.; PEHL, M.; ARVESEN, A.; GIBON, T.; BODIRSKY, B. L.; DE BOER, H. S.; FRICKO, O.; HEJAZI, M.; HUMPENÖDER, F.; IYER, G.; MIMA, S.. Environmental co-benefits and adverse side-effects of alternative power sector decarbonization strategies. *Nature communications*, vol. 19; n. 10 (1), pp. 1-3, 2019.

LUND, P. D.; LINDGREN, J.; MIKKOLA, J.; SALPAKARI, J.. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 785–807, 2015.

MAI, T.; WISER, R.; SANDOR, D.; BRINKMAN, G.; HEATH, G.; DENHOLM, P.; HOSTICK, D. J.; DARGHOOUTH, N.; SCHLOSSER, A.; STRZEPEK, K. Exploration of High-Penetration Renewable Electricity Futures. Vol. 1 of Renewable Electricity Futures Study. NREL/TP-6A20-52409-1. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory; 2012.

MARIZ, C. H.; ATALLA, D. L.. Nordeste, Chesf, Desafios e Oportunidades. Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético – ILUMINA; 2017. Available at: <http://ilumina.org.br/nordeste-chesf-desafios-e-oportunidades-artigo/>. Accessed on 01/08/2017.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (BRAZIL); EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2019 – Relatório Síntese: Ano Base 2018, Rio de Janeiro, 2019.

MME; EPE. Balanço Energético Nacional – Ano Base 2010; 2011.

NCAR – NATIONAL CENTER FOR ATMOSPHERIC RESEARCH. Weather Research and Forecasting (WRF) Model webpage. NCAR, Boulder, 2016. Available at: <http://www.wrf-model.org/index.php>. Accessed on 06/02/2016.

NIKOLAKAKIS, T.; FTHENAKIS, V.. The optimum mix of electricity from wind- and solar-sources in conventional power systems: Evaluating the case for New York State. *Energy Policy*, vol. 39, pp. 6972–6980, 2011.

NREL – NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. NREL's PVWatts Calculator: Hourly PV Performance Data. NREL, Denver, 2016. Available at: <http://pvwatts.nrel.gov/index.php>. Accessed on 11/09/2016.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Históricas da Operação – Geração de Energia. ONS, Rio de Janeiro, 2021. Available at: <http://www.ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. Accessed on 16/07/2021.

ONS. Boletim Mensal de Geração Eólica – Janeiro/ Fevereiro / Março / Abril / Maio / Junho / Julho / Agosto / Setembro / Outubro / Novembro / Dezembro, 2014 / Wind Generation Monthly Bulletin – January / February / March / April / May / June / July / August / September / October / November / December. ONS, Rio de Janeiro, 2014. Available at: [http://www.ons.org.br/resultados\\_operacao/boletim\\_mensal\\_geracao\\_eolica/index.aspx](http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx). Accessed on 16/07/2015.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; DE LIMA, F. J. L.; RÜTHER, R.; DE ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; DE SOUZA, J. G. Atlas brasileiro de energia solar. 2ª. Ed., Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos, 2017. Available at:

[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas\\_Brasileiro\\_Energia\\_Solar\\_2a\\_Edicao.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf)  
Accessed on 16/09/2019.

RAHIMI, E., RABIEE, A., AGHAEI, J., MUTTAQI, K. M., NEZHAD, A. E. On the management of wind power intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 28, pp. 643–653, 2013.

REN21 – RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21<sup>st</sup> CENTURY. *Renewables 2016 Global Status Report*. REN21, Paris, 2017. Available at: <http://www.ren21.net/gsr-2017/>. Accessed on 14/09/2017.

RIFE D L; PINTO J. O.; MONAGHAN A. J.; DAVIS C. A.; HANNAN J. R.. Global Distribution and Characteristics of Diurnally Varying Low-Level Jets. *American Meteorological Society – Journal of Climate*, vol. 23, n. 19, pp. 5041–5064, 2010.

SANTOS, J A F A.; DE JONG, P; COSTA, C A; TORRES, E A. Combining wind and solar energy sources: Potential for hybrid power generation in Brazil. *Utilities Policy*, vol. 67, 101084, 2020.

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA, A. O. Jr.. An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 137-147, 2016.

SCORAH, H.; SOPINKA, A.; VAN KOOTEN, G. C.. The economics of storage, transmission and drought: integrating variable wind power into spatially separated electricity grids. *Energy Economics*, vol. 34, pp. 536–541, 2012.

WIND-TURBINE-MODELS. Alstom ECO 86 (Turbine) / Alstom Ecotènia ECO 80/2000 (Turbine) / Alstom Ecotènia ECO 74/1670 (Turbine). *Wind-Turbine-Models*, 2013. Available at: <http://en.wind-turbine-models.com/turbines?manufacturer=116> and <http://en.wind-turbine-models.com/turbines?manufacturer=53>. Accessed on 20/07/2016.



## Desenvolvimento de um Modelo de Previsão Eólica Semanal para Planejamento de Curto Prazo

Paulo Sérgio de C. Nascimento<sup>1</sup>, Lais Fonseca Araujo<sup>2</sup>, Francislene Madeira<sup>3</sup>, Lucas de Souza Khenayfis<sup>4</sup>, Rodrigo da Rosa Azambuja<sup>5</sup>

<sup>1,3,3,4</sup> Gerência de Metodologias e Modelos Energéticos – Operador Nacional do Sistema Elétrico – Rio de Janeiro, Brasil

<sup>5</sup> Gerência de Modelos e Estudos Energéticos – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – São Paulo, Brasil

[pnascimento@ons.org.br](mailto:pnascimento@ons.org.br), [lais.araujo@ons.org.br](mailto:lais.araujo@ons.org.br), [francis@ons.org.br](mailto:francis@ons.org.br),

[lkhenayfis@ons.org.br](mailto:lkhenayfis@ons.org.br), [rodrigo.azambuja@ccee.org.br](mailto:rodrigo.azambuja@ccee.org.br)

### RESUMO

A expansão da geração eólica no Brasil e sua participação significativa na matriz energética motivou o desenvolvimento de um Modelo de Previsão de Geração Eólica (WEOL) para atender à programação eletroenergética de curtíssimo prazo. A representação da geração eólica nos modelos de curto/médio prazo é determinada pela Resolução Normativa ANEEL nº. 843/2019, que estima a parcela eólica com base em gerações verificadas no histórico, dos últimos 5 anos, das usinas em operação. Visando minimizar os desvios entre previsão e geração verificada e aproximar a geração eólica do curto e curtíssimo prazo, modelos Decomp e Dessem, respectivamente. Este artigo propõe a alteração dos dados de geração eólica da primeira semana operativa do DECOMP pelas previsões do modelo WEOL, em operação no DESSEM. Os novos valores são obtidos a partir do modelo WEOL – Previsão Semanal, que é composto por três parcelas: previsão das usinas simuladas pelo WEOL, das usinas não simuladas pelo WEOL e das usinas futuras. Neste artigo, serão descritas as metodologias vigentes e proposta, bem como o desempenho das previsões.

**Palavras chaves:** *previsão eólica semanal; planejamento de curto prazo.*

### ABSTRACT

The expansion of wind generation in Brazil and its share in the energy matrix motivated the development of a Wind Generation Forecast Model (WEOL) to meet the short / very short term electro-energetic programming. The representation of wind generation in the short / medium term models is provided by ANEEL Normative Resolution nº. 843/2019, which estimates the wind share based on verified generations in the history of the plants in operation. Aiming to minimize the deviations between forecast and verified generation and to make the DECOMP's Future Cost Function (FCF) compatible with the DESSEM model, this article proposes the change of wind generation data for the first operating week of DECOMP. The new values are captured from the WEOL model - Weekly Forecast, which is composed of three parts: forecast of plants simulated by



WEOL, plants not simulated by WEOL and future plants. In this article, the performance of weekly WEOL forecasts and the impact of replacing resolution values by prediction models will also be discussed.

**Key words:** *Weekly wind forecast; short term planning.*

## INTRODUÇÃO

Com o crescimento dos parques eólicos no Brasil, a geração por fonte eólica tem se mostrado fundamental para o atendimento ao mercado de energia. Tendo em vista esse crescimento e a intermitência desta fonte, foi desenvolvido, pelo ONS, o Modelo de Previsão de Geração Eólica – WEOL, cujas previsões são insumos para os estudos elétricos e programação diária da operação eletroenergética.

Atualmente, a geração das usinas eólicas é representada nos modelos energéticos de curto e médio prazo – DECOMP e NEWAVE de forma determinística, sendo calculada com base na geração verificada no histórico recente das usinas em operação, conforme descrito na Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019 (ANEEL, 2019). Entretanto, o uso dos modelos de previsão adotados na programação diária de operação em substituição a uma previsão baseada exclusivamente nos fatores de capacidades verificados tende a minimizar os desvios de previsão, agregando qualidade à etapa do planejamento da operação energética de curto prazo.

Este artigo irá apresentar a proposta de alteração dos dados de entrada de geração eólica na primeira semana operativa do DECOMP, substituindo valores estimados pela Resolução 843/2019, por um valor previsto pelo modelo de previsão – WEOL semanal.

## METODOLOGIA PROPOSTA

### Status atual da geração eólica no planejamento de curto prazo

Atualmente, a representação das eólicas no planejamento de curto prazo e no Programa Mensal de Operação Energética – PMO é feita com base na REN 843/2019. Para as usinas existentes, são levantados os valores horários de geração verificada nos últimos cinco anos, agregados por subsistema, por mês e por patamar de carga. Cada mês do horizonte de planejamento tem o valor correspondente à média calculada do respectivo mês do histórico. No primeiro mês, o valor mensal é desagregado por patamar de carga e repetido para todas as revisões semanais do DECOMP.

Para as usinas da expansão, é calculado um fator de capacidade por mês, por fonte e por subsistema através da soma das razões entre a média da geração líquida e a média da potência dos últimos cinco anos de cada usina, dividida pelo número total de usinas. Este fator é usado para estimar a geração das usinas futuras e é considerado para cada mês do horizonte de planejamento.



## Modelo para previsões eólicas de curto prazo

Em geral, previsões caracterizadas como de curto prazo (de dias até poucas semanas à frente) são, comumente, baseadas em modelos de previsão numérica do clima NWP (*Numerical Weather Prediction*), (CATALINA, ALAÍZ e DORRONSORO, 2020). O modelo base adotado considera quatro modelos NWPs diferentes: (i) WRF (*Weather Research and Forecasting*) e (ii) BAM (*Brazilian Atmospheric Model*), do CPTEC (Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos); (iii) GFS (*Global Forecast System*), do NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*); (iv) ECMWF (*European Centre for Medium - Range Weather Forecasts*).

Usualmente é necessária a aplicação de modelos estatísticos de pós-processamento, onde a saída dos modelos NWPs é tratada usando observações, tentando encontrar alguma relação estatística e, dessa forma, corrigir o desvio, (XU, NING e LUO, 2020). O modelo utilizado utiliza algoritmos dinâmicos e inteligentes para tratamentos das previsões dos modelos NWPs.

Diversos modelos matemáticos de previsão podem ser utilizados para previsão de curto prazo, geralmente classificados como métodos físicos, estatísticos e/ou híbridos, (ALENCAR, 2018). Os modelos físicos, geralmente utilizam as características físicas das plantas, dados observados de vento, umidade, temperatura, etc. Nos modelos baseados em métodos estatísticos, há uma classe de métodos clássicos como Box-Jenkins, (YATİYANA, RAJAKARUNA e GHOSH, 2017), modelos de regressões e modelos mais sofisticados baseados em inteligência artificial, tais como: ANN (*Artificial Neural Network*) (ABDEL-NASSER e MAHMOUD, 2019), com *deep learning* (GENSLER, 2016); SVM (*Support Vector Machine*); sistemas de inferência fuzzy; GA (*Genetic Algorithm*) e outros.

Os resultados finais são destinados às aplicações que necessitam apenas de uma previsão. Portanto, é necessário desenvolver algoritmos dinâmicos de combinação de previsões, visto que são utilizados vários: (i) modelos meteorológicos (WU, 2018); e (ii) modelos matemáticos (WANG, 2017).

Diante do exposto, a metodologia proposta neste trabalho adotou-se como maior parcela da previsão eólica que entra no DECOMP o modelo WEOL, descrito com mais detalhes em (NASCIMENTO, LIMA, *et al.*, 2017). O WEOL foi desenvolvido pelo ONS em 2016 e está em operação oficial na programação da operação desde 2017. Atualmente, o modelo fornece a previsão de geração eólica para os submercados Sul, Nordeste e Norte nos curto e curtíssimo prazos, com discretização semi-horária para nove dias à frente. As previsões são desagregadas por usina e o conjunto de arquivos é disponibilizado no SINtegre para que os agentes possam reproduzir os resultados e estimar a previsão utilizada como dado de entrada do modelo DESSEM com antecedência de até 9 dias. O código fonte é aberto e está disponível no SINtegre, bem como a documentação de desenvolvimento metodológico (ONS NT 151/2018), (ONS, 2018), o relatório de validação, manual de execução e análise diária do desempenho do modelo.

O dado de entrada proposto consiste em agregar as previsões semi-horárias geradas pelo modelo WEOL, cuja média disponibilizada por patamar de carga semanal será utilizada como insumo na primeira semana operativa de cada revisão no modelo DECOMP, aproximando as etapas de programação do curto e curtíssimo prazo. Nas demais semanas, permanecem os dados de entrada atuais, de acordo REN 843/2019 da ANEEL, bem como no restante dos meses do horizonte de planejamento.



O modelo DECOMP é executado às quintas-feiras e a semana avaliada inicia-se no sábado. Dessa forma, a composição das previsões se dará pelo cálculo da média da previsão do 2º. ao 8º. dia para a primeira semana operativa do PMO e suas revisões, conforme mostra a Figura 1. Nos casos em que a data de execução do modelo for antecipada (em situações de feriados, feriados prolongados etc.), e tenhamos ausência de dias com dados de previsão (fora do horizonte de previsão), os dias faltantes serão completados com a média simples das previsões existentes para a semana.

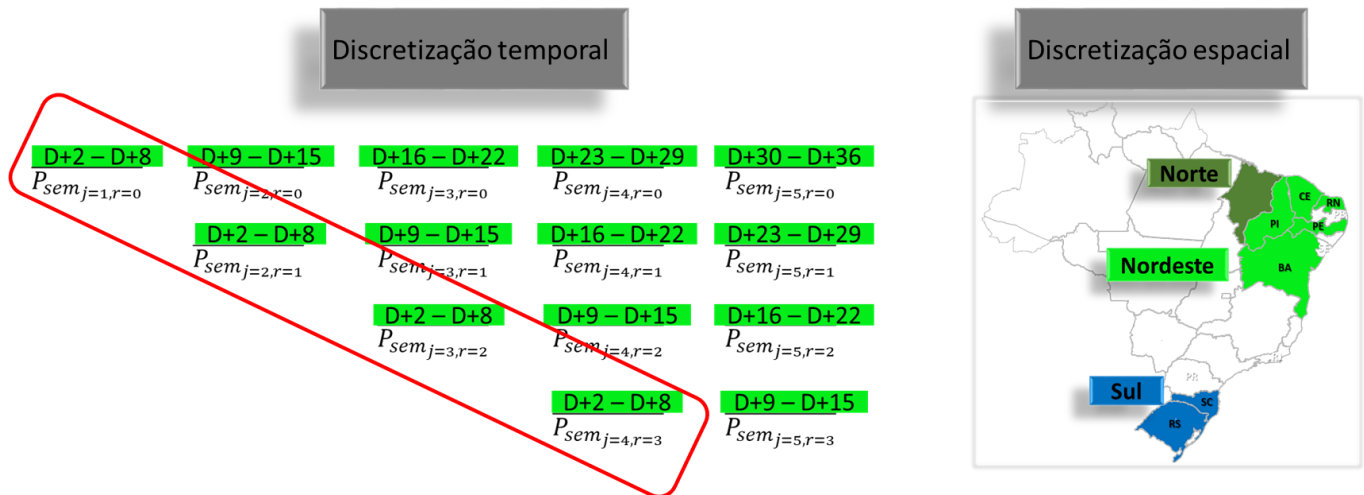


Figura 1. Discretização temporal e espacial da proposta de previsão de geração eólica semanal.

O modelo WEOL está dividido em três módulos: o Módulo 1, que faz o tratamento e preparação dos dados; o Módulo 2, que faz a previsão propriamente dita e tem o código fonte aberto, validado e reproduzível; o Módulo 3, que prepara os dados para uso interno, gera análises e relatórios de desempenho. Os Módulos 1 e 2 atendem ao planejamento de curto/curtíssimo prazo. A proposta apresentada neste artigo consiste na adição de um novo Módulo, que contemplará a composição das previsões de forma semanal para atender ao processo de planejamento de curto prazo e terá o código aberto e reproduzível, cujos dados serão disponibilizados no SINtegre. É possível observar a estrutura modular na Figura 2.

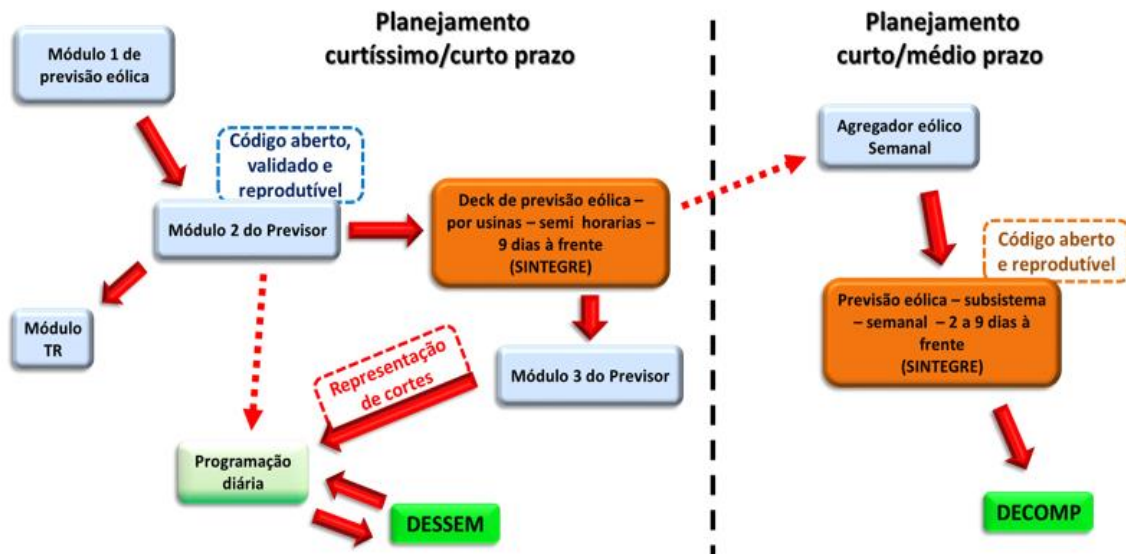


Figura 2. Estrutura do modelo WEOL em módulos.

### Representação das previsões no modelo DECOMP

O DECOMP considera a geração eólica das usinas simuladas na Programação Diária da Operação, de usinas localizadas na rede de distribuição e que não possuem relacionamento com o ONS (Tipo III: sem despacho centralizado; Submódulo 26.2, (ONS, 2019), do Procedimentos de Rede) e de usinas futuras com previsão de entrada em operação dentro do horizonte da semana operativa em questão. Sendo assim, a previsão eólica total agregada em base semanal será tratada em três parcelas: (i) Geração das usinas simuladas pelo WEOL; (ii) Geração das usinas não simuladas pelo WEOL; (iii) Geração das usinas futuras. A Figura 3 apresenta o fluxograma com todas as parcelas que vão compor a previsão semanal.

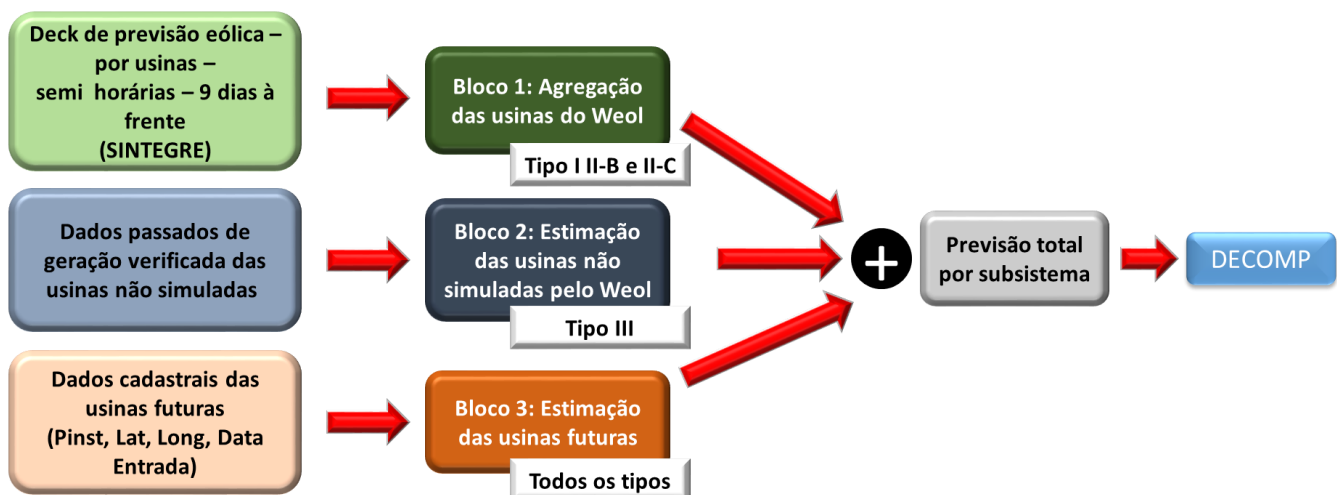


Figura 3. Fluxograma com as parcelas e etapas do modelo.



Na sequência, serão apresentadas as metodologias utilizadas pelo WEOL – Previsão Semanal, para cada etapa mencionada.

### **Etapas de agregação das previsões do WEOL**

A representação da previsão de geração eólica no planejamento de curto prazo será realizada no formato atual do modelo DECOMP, ou seja, média prevista para a semana operativa por patamar de carga, agregada por subsistema.

O modelo WEOL é executado diariamente e são geradas as previsões de geração eólica para até nove dias à frente. Nas quintas-feiras, o modelo agrega as previsões de dois a oito dias à frente por patamar de carga para compor a previsão da primeira semana operativa do DECOMP. Para isso, identifica-se os horários de cada patamar de carga e faz-se a média simples das respectivas previsões. O processo de agregação das previsões de geração eólica é feito tanto para as usinas de forma individual quanto por subsistema.

Esse trabalho foi embasado em um período de análise de desempenho e impactos do dado proposto para um período de 22 meses (95 revisões/semanas operativas), entre os meses de setembro/19 e junho/21. Para esse período, a geração das usinas simuladas pelo WEOL representou mais de 90% da geração eólica da primeira semana operativa do DECOMP.

### **Etapas de estimação da geração das usinas não simuladas pelo WEOL**

A previsão de geração para usinas não simuladas é feita através de uma regressão linear, a qual é obtida relacionando-se dados da CCEE de geração verificada para todas as usinas consideradas no DECOMP de cada subsistema e dados de geração verificada apenas das usinas simuladas pelo WEOL, conforme:

$$Ger\ CCEE_{Usi\ DECOMP} = \alpha \times Ger\ CCEE_{Usi\ WEOL} + \beta \quad (1)$$

Onde:  $Ger\ CCEE_{Usi\ DECOMP}$  é a geração estimada, considerando o montante das usinas simuladas e não simuladas do WEOL;  $\alpha$  e  $\beta$  são os coeficientes angular e linear da regressão ajustada, respectivamente; e  $Ger\ CCEE_{Usi\ WEOL}$  é o montante de geração das usinas consideradas pelo WEOL.

Na parte superior da Figura 4, é mostrado em vermelho o ajuste da regressão linear. Na segunda imagem, as curvas em amarelo e verde claro representam a geração verificada total pela CCEE e a geração apenas das usinas simuladas no WEOL, respectivamente. A regressão linear é então aplicada à geração que considera as usinas do WEOL de modo a obter um montante aproximado da geração total (curva verde escuro). Observa-se que a curva amarela e verde escuro estão sobrepostas, indicando a qualidade do ajuste proposto.

O mesmo processo é utilizado para estimar a geração das usinas eólicas não simuladas pelo WEOL, isto é, a regressão linear ajustada é aplicada à previsão do WEOL que foi agregada em base semanal por patamar de carga, resultando em uma previsão total da geração das usinas em operação consideradas no DECOMP. A parcela não simulada pode ser calculada como a diferença entre a previsão total e a parcela das usinas simuladas no WEOL.

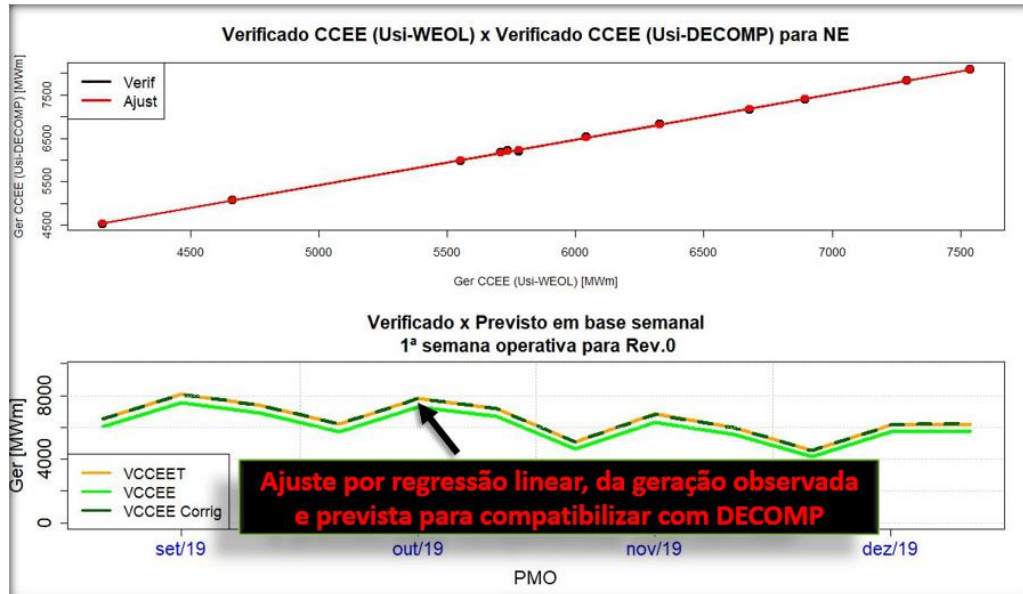


Figura 4. Geração verificada CCEE com usinas WEOL x geração verificada CCEE com usinas DECOMP – Subsistema Nordeste.

### 2.3.3 Etapa de estimação da geração das usinas futuras

A previsão de geração referente ao montante das usinas futuras é feita a partir de uma relação de similaridade com as usinas existentes mais próximas. Na metodologia proposta, as cinco usinas mais próximas são identificadas e são calculados fatores que relacionam a potência instalada da usina futura com a potência de cada uma das cinco usinas mais próximas.

As previsões semanais das usinas existentes mais próximas já são conhecidas, uma vez que são usinas simuladas no WEOL. Dessa forma, a estimativa de previsão da usina futura é obtida através da equação:

$$Prev_{usi\ fut} = \frac{1}{5} \cdot \sum_{i=1}^5 \frac{P_{usi\ i}}{P_{usi\ usi\ Prox\ i}} \cdot Prev_{usi\ i} \quad (2)$$

Onde:  $Prev_{usi\ fut}$  é a previsão semanal de geração eólica por patamar de carga para determinada usina futura;  $Prev_{usi\ i}$  é a previsão semanal de geração por patamar de carga da  $i$  – ésima usina mais próxima;  $\frac{P_{usi\ i}}{P_{usi\ usi\ Prox\ i}}$  é o fator que relaciona a potência instalada da usina futura e da  $i$  – ésima usina mais próxima.

Por fim, as previsões consideradas no modelo DECOMP consistem no somatório das parcelas previstas pelo WEOL, somadas as não simuladas no WEOL e as usinas futuras com entrada na semana operativa. Ressalta-se novamente que os valores disponibilizados para o DECOMP são as previsões semanais por patamar de carga e agregadas por subsistema.

## RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção é destinada a apresentar a análise do desempenho das previsões de geração eólica do modelo WEOL na primeira semana operativa do DECOMP, ante os valores da REN 843. As análises foram feitas para os subsistemas que utilizam a previsão do WEOL (Sul, Nordeste e Norte). No entanto, a maioria apresentada a seguir, é referente ao subsistema Nordeste, uma vez que este subsistema apresenta um número de parques significativo para a operação do SIN. O período analisado foi de setembro/2019 a junho/2021, totalizando um período de 22 meses.

A Figura 5 apresenta as previsões eólicas para o Nordeste, que foram obtidas com o WEOL e através da REN 843/2019, para a primeira semana operativa da Revisão 0 de cada mês do período analisado. É possível observar que os valores previstos pelo modelo WEOL são mais aderentes à geração verificada do que os valores calculados a partir da REN 843. Em termos gerais, tivemos expectativas superestimadas de geração eólica no Nordeste com base na REN 843 até o mês de julho de 2020 e subestimadas nos meses seguintes. Esses resultados indicam que não há um viés de valores de geração previstas pelo WEOL acima e/ou abaixo da REN 843, podendo essa interpretação ser observada quando analisamos as diferentes gerações previstas/verificadas nos meses de dezembro/janeiro/fevereiro de 2019/20 vs. 2020/21. O valor previsto pelo WEOL apresentado no gráfico é o ajustado pela regressão linear de modo a contemplar usinas não simuladas. Como esses resultados referem-se a períodos passados, não existe a parcela de usinas futuras.

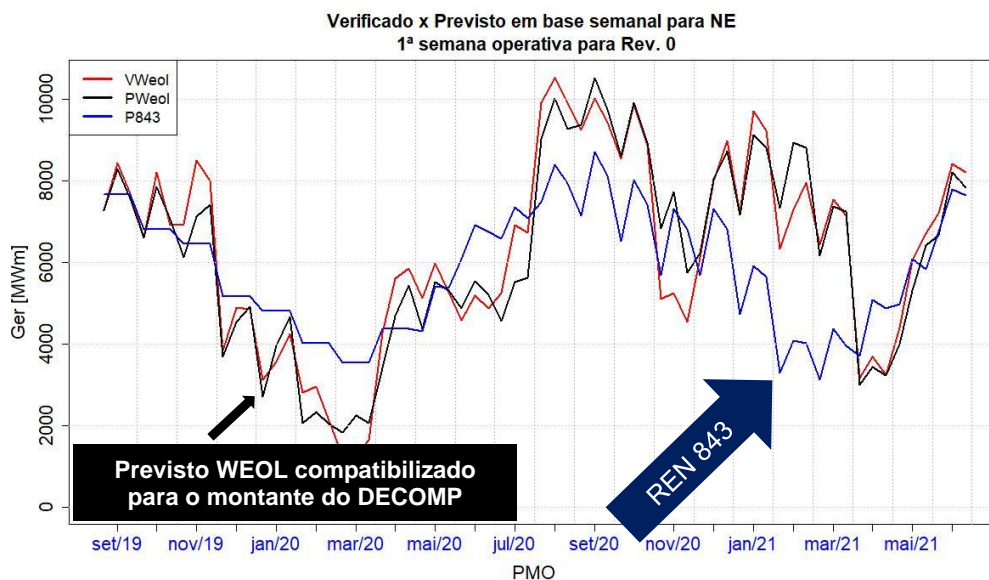


Figura 5. Comparação entre previsões eólicas (WEOL e REN 843/2019) e gerações verificadas.

A Figura 6 apresenta os valores numéricos dos desvios das previsões mostradas na Figura 5. Os desvios evidenciam a melhor previsão realizada pelo modelo WEOL, com redução expressiva em relação aos desvios verificados na REN 843/2019. As maiores reduções foram observadas sobretudo entre os meses de novembro de 2020 e maio de 2021, quando a geração estimada pela resolução foi significativamente inferior à geração verificada

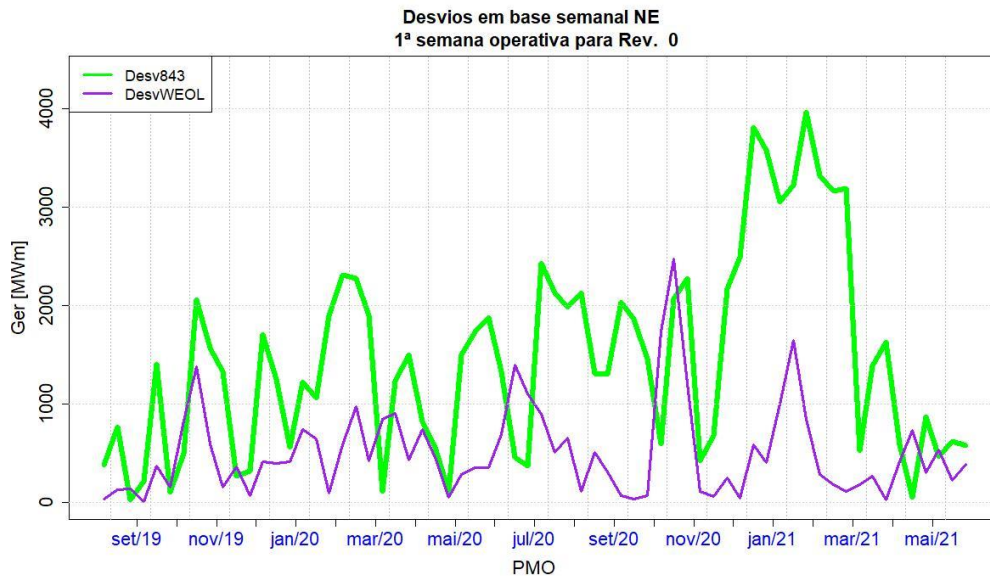


Figura 6. Comparação entre os desvios das previsões eólicas (WEOL e REN 843/2019) em relação ao verificado.

A Figura 7 apresenta a mesma análise mostrada na Figura 5, só que é referente ao Sul. Os valores também indicam uma maior aderência das previsões do WEOL com os valores de geração verificados no Sul.

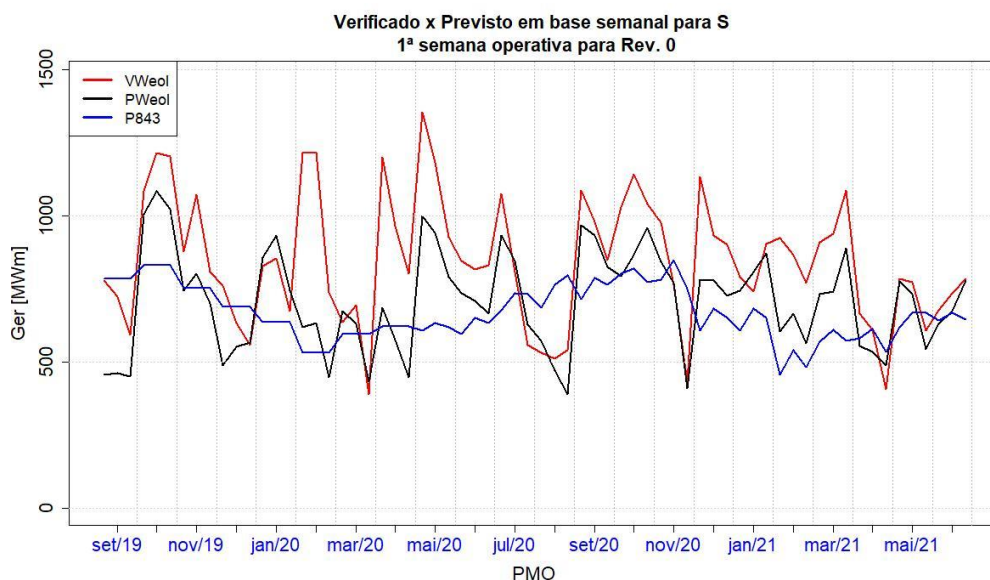


Figura 7. Comparação entre previsões eólicas (WEOL e REN 843/2019) e gerações verificadas.

A Figura 8 apresenta as previsões de geração eólica por semana operativa para o primeiro mês do DECOMP. Ressalta-se que as previsões do WEOL são apresentadas por patamar de carga. Já as previsões oriundas da REN 843/2019 passam a ser discretizadas por patamar de carga a partir do mês de maio de 2020.

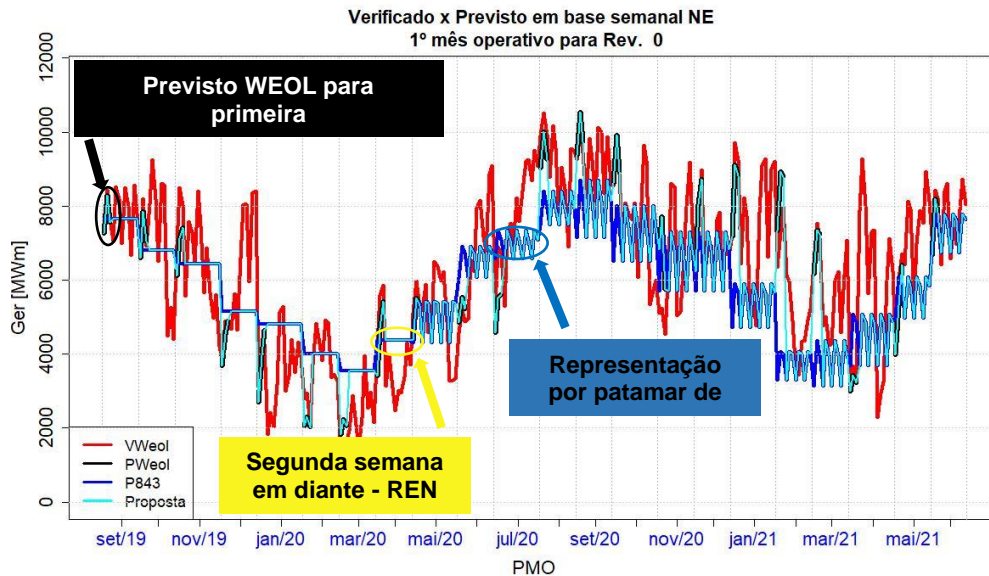


Figura 8. Comparação da geração verificada x geração prevista WEOL x previsão Resolução 843 para o 1º mês operativo – Rev. 0.

Observa-se que a visualização oferecida pela Figura 8 do dado de entrada proposto é mais ampla, o qual consiste na utilização da previsão do WEOL na primeira semana operativa de cada revisão e, nas demais semanas, na utilização das previsões obtidas com a REN 843.

Ainda no gráfico da Figura 8, nota-se que as previsões do WEOL (curva preta) possuem boa correspondência com a geração verificada (curva vermelha). A curva em azul escuro representa as previsões da REN 843 e a curva em azul claro, a proposta.

Na Figura 9, tem-se também a visualização por semana operativa, sendo que são mostradas as previsões para o primeiro mês operativo na Revisão 1. Comparando a Figura 9 com a Figura 8, observa-se que à medida que as revisões avançam, a dependência com as previsões da REN diminui, o que corrobora para redução dos desvios entre previsão e geração verificada.

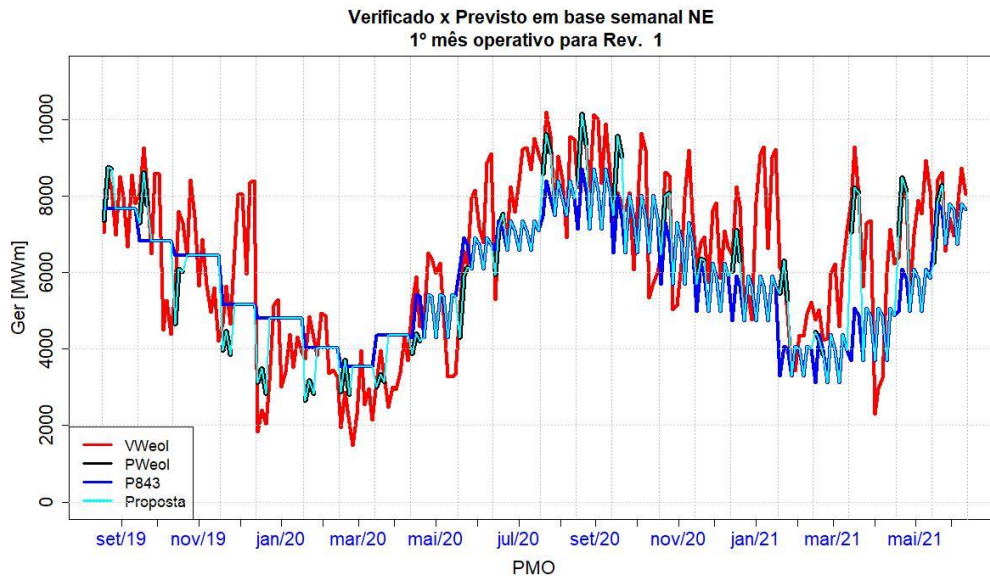


Figura 9. Comparação da geração verificada x geração prevista WEOL x previsão Resolução 843 para o 1º mês operativo – Rev. 1.

## COMPARAÇÃO E ANÁLISES DOS MODELOS

Uma métrica de erro comumente utilizada para a análise de desvio de previsão é o MAPE, entretanto, deve-se ter cuidado com seu uso, uma vez que é um somatório de frações onde o denominador é a geração verificada. O inconveniente disso é que muitas vezes a usina eólica pode apresentar geração muito baixa ou zerada, levando à superestimação do desvio. Portanto, o uso do MAPE para usinas individuais ou pequenos conjuntos não é indicado (ONS, 2018). No caso do NMAPE, que possui a normalização pela potência instalada da usina, este inconveniente não ocorre. Em (HODGE, LEW, *et al.*, 2012) podem ser encontradas comparações de previsões de alguns operadores de rede mundiais utilizando essa métrica. Considerando as análises em questão, optou-se pela utilização da métrica NMAPE, mostrada na Equação (3):

$$NMAPE (\%) = \frac{1}{N \cdot P_{inst}^{tot}} \sum_{i=1}^N |P_{verif}^i - P_{prev}^i| \cdot 100\% \quad (3)$$

A Figura 10 apresenta os desvios da previsão eólica do Nordeste e Sul para a primeira semana operativa de cada revisão considerada no modelo DECOMP. Os desvios entre a geração verificada e prevista pelo WEOL são significativamente inferiores aos desvios da previsão oriunda da REN 843.



**Previsões da primeira semana operativa D+2 a D+8**

Janeiro de 2017 a Junho de 2021

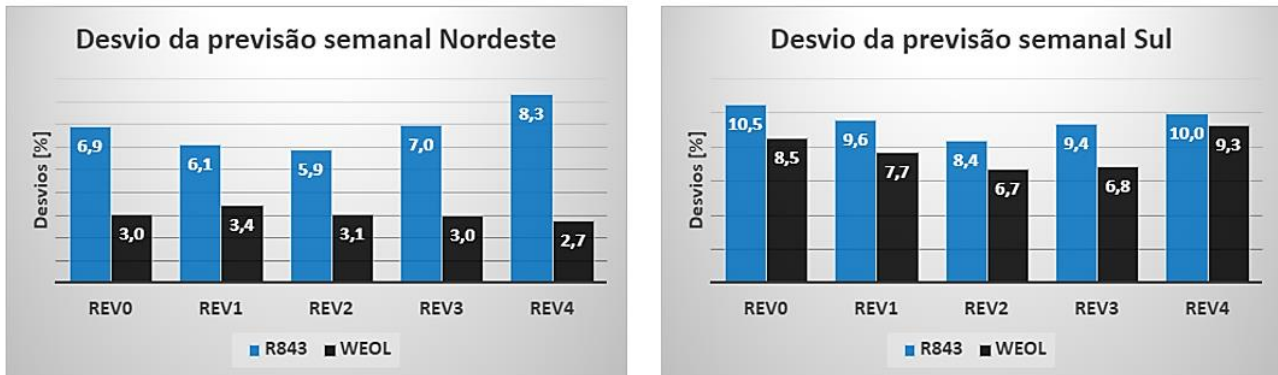


Figura 10. Comparação dos desvios entre a geração verificada x geração prevista WEOL x REN 843 para a 1ª semana operativa do DECOMP.

Essa redução nos valores dos desvios também é observada na análise envolvendo o primeiro mês do DECOMP, porém em menor escala (Figura 11). Isso se deve ao fato de que as previsões da 2ª à 5ª semana, são provenientes da resolução. Ressalta-se que os desvios da proposta possuem tendência de queda à medida que as revisões avançam, uma vez que as previsões obtidas com a resolução passam a ser utilizadas em menos semanas.

**Previsões do primeiro mês do DECOMP**

Janeiro de 2017 a Junho de 2021

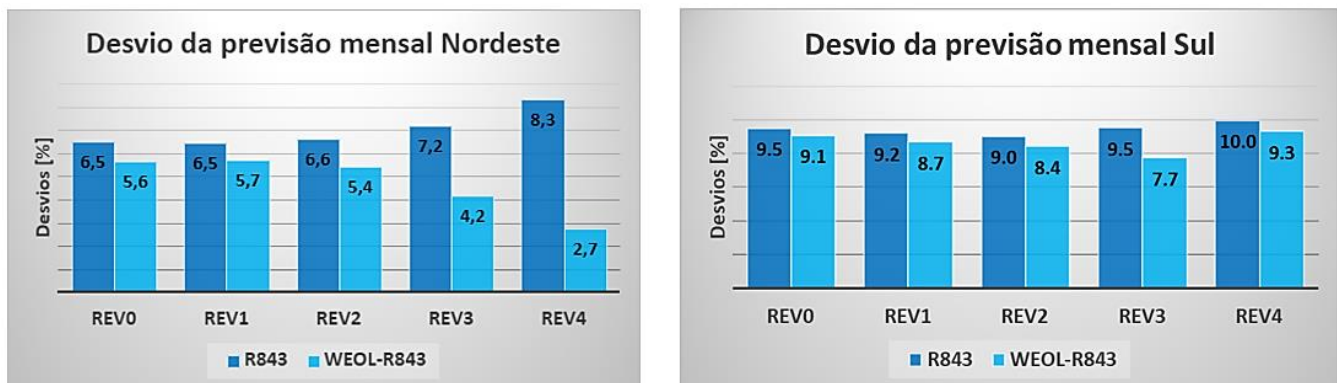


Figura 11. Comparação dos desvios entre a geração verificada x geração prevista WEOL x REN 843 para o primeiro mês do DECOMP.



## CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma proposta de alteração dos dados de geração eólica prevista para a primeira semana operativa do modelo DECOMP, substituindo a estimativa realizada, conforme estabelecido na REN 843/2019, pelos valores previstos pelo modelo WEOL semanal, considerando os ajustes para contemplar a geração eólica de usinas da distribuição e usinas futuras.

A análise de desempenho do modelo WEOL e da REN 843/2019 em relação aos valores verificados evidenciaram maior acurácia dos valores propostos. Os desvios expressivos de geração eólica projetadas pela REN 843/2019 foram mitigados pela geração proposta. Uma análise estatística do desempenho da proposta considerando o horizonte de janeiro de 2017 a junho de 2021, mostrou uma queda significativa dos desvios, principalmente para o Nordeste. Os valores de NMAPE (%) em termos médios tiveram uma melhora de desempenho, passando de 6,9% REN 843 para 3% (WEOL) no Nordeste. Para o Sul, a maior redução de desvios foi da ordem de 9,5% REN 843 para 7,7% (WEOL).

A geração eólica prevista pelo WEOL foi inferior ao valor projetado pela REN 843/2019 na maioria das revisões até o mês de julho de 2020 e, no restante do horizonte de estudo, apresentou valores superiores na maioria das revisões. Esse resultado indica que não há um viés da geração eólica prevista em relação à REN 843/2019, sendo que o modelo é capaz de prever valores acima e abaixo do valor vigente.

Estes resultados mostraram a aderência da geração eólica prevista pelo modelo WEOL semanal com os valores verificados, podendo agregar qualidade à etapa do planejamento da operação energética de curto prazo e aproximando as gerações eólicas do curto (DECOMP) e curtíssimos (DESSEM) prazos.



## REFERÊNCIAS

- ABDEL-NASSER, M.; MAHMOUD, K. Accurate photovoltaic power forecasting models using deep LSTM-RNN. **Neural Computing and Applications**, v. 31, p. 2727-2740, 2019.
- ALENCAR, D. B. E. A. Hybrid approach combining SARIMA and neural networks for multi-step ahead wind speed forecasting in Brazil. **IEEE Access**, v. 6, p. 55986-55994, 2018.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019**, 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019843.pdf>>. Acesso em: 30 Julho 2021.
- CATALINA, A.; ALAÍZ, C. M.; DORRONSORO, J. R. Combining Numerical Weather Predictions and Satellite Data for PV Energy Nowcasting. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 11, p. 1930-1937, Julho 2020.
- GENSLER, A. E. A. Deep Learning for solar power forecasting - An approach using AutoEncoder and LSTM Neural Networks. **2016 IEEE international conference on systems, man, and cybernetics (SMC)**. IEEE, p. 002858-002865, 2016.
- HODGE, B.-M. et al. Wind power forecasting error distributions: an international comparison. **National Renewable Energy Laboratory**, 2012.
- NASCIMENTO, P. S. C. et al. Desenvolvimento e Implantação no ONS de um Modelo de Previsão de Geração de Fonte Eólica com Customização Temporal. **Brazil Wind Power**, 2017.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Modelos de previsão de geração eólica**, 2018. Disponível em: <<https://sintegre.ons.org.br/sites/6/27/48>>. Acesso em: 07 Agosto 2019.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 26.2 - Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas**, 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2026%2FSubm%C3%B3dulo%2026.2%2FSubm%C3%B3dulo%2026.2%202019.08.pdf>>. Acesso em: 30 Julho 2021.
- WANG, H.-Z. E. A. Deep learning based ensemble approach for probabilistic wind power forecasting. **Applied energy**, v. 188, p. 56-70, 2017.
- WU, Y.-K. E. A. Probabilistic wind-power forecasting using weather ensemble models. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 54, p. 5609-5620, 2018.
- XU, W.; NING, L.; LUO, Y. Wind Speed Forecast Based on Post-Processing of Numerical Weather Predictions Using a Gradient Boosting Decision Tree Algorithm. **Atmosphere**, v. 11, p. 738, 2020.
- YATIIYANA, E.; RAJAKARUNA, S.; GHOSH, A. Wind speed and direction forecasting for wind power generation using ARIMA model. **2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**. IEEE, p. 1-6, 2017.



## Modelo de estimação de geração eólica a partir dedados de vento observado e curvas vento x potência

Lais Fonseca Araujo<sup>1</sup>, Paulo Sérgio C. Nascimento<sup>2</sup>, Francislene Madeira<sup>3</sup>, Alessandra Maciel L. Barros<sup>4</sup>, Rogerio Jose Menezes Alves<sup>5</sup>

<sup>1,2,3,4,5</sup> Gerência de Metodologias e Modelos Energéticos – Operador Nacional do Sistema Elétrico – Rio de Janeiro, Brasil

[lais.araujo@ons.org.br](mailto:lais.araujo@ons.org.br), [pnascimento@ons.org.br](mailto:pnascimento@ons.org.br), [francis@ons.org.br](mailto:francis@ons.org.br),

[alessandram@ons.org.br](mailto:alessandram@ons.org.br), [rogerio.alves@ons.org.br](mailto:rogerio.alves@ons.org.br)

### RESUMO

A crescente penetração da geração renovável, com natureza intermitente, tem apresentado novos desafios e complexidades ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). A grande transformação da matriz elétrica brasileira é decorrente da crescente expansão da capacidade instalada de usinas eólicas, especialmente nas regiões Nordeste e Sul do Brasil. Tal situação, impõe necessidades de aperfeiçoamento dos modelos computacionais associados à operação do sistema.

A ampla oferta de energia eólica e limitações impostas por restrições no sistema de transmissão podem impossibilitar a alocação de todo esse montante na carga. Dessa forma, têm sido frequentes solicitações de cortes na geração dessa fonte. Tais cortes demandam modelos mais sofisticados capazes de estimar a energia eólica, caso não houvesse restrição. Neste contexto, o artigo proposto tem o objetivo de apresentar metodologias de estimação de geração eólica, que são atualizadas com base em informações verificadas de velocidade de vento em tempo real. Adicionalmente, os desempenhos das metodologias serão avaliados e comparados.

**Palavras chaves:** *estimativa de geração eólica; curvas vento x potência; operação em tempo real.*

### ABSTRACT

The growing penetration of renewable generation, with an intermittent nature, has presented new challenges and complexities to the National Electric System Operator (ONS) in the operation of the National Interconnected System (SIN). The great transformation of the Brazilian electric matrix is due to the growing expansion of the installed capacity of wind power plants, especially in the Northeast and South regions of Brazil. This situation imposes the need to improve the computational models associated with the system's operation.

The wide offer of wind energy and limitations imposed by restrictions on the transmission system may make it impossible to allocate this entire amount to the load. Thus, there have been frequent requests for cuts in the generation of this source. Such cuts demand more sophisticated models



capable of estimating wind energy in case there was no restriction. In this context, the proposed article aims to present methodologies of wind generation estimation, which are updated based on verified real-time wind speed information. Additionally, the performances of the methodologies will be evaluated and compared.

**Key words:** *wind generation estimate; wind x power curves; real-time operation.*

## INTRODUÇÃO

A atual capacidade instalada de usinas eólicas no Brasil tem contribuído para que novos recordes de geração eólica sejam registrados, especialmente nos meses de agosto e setembro (“safra dos ventos”). Desta forma, esse montante significativo geração tem gerado frequentes comandos por parte do ONS para que a geração eólica seja reduzida, sendo que tais solicitações ocorrem por razões energéticas e/ou elétricas. Em razão disso, surgiu a necessidade de dispor de um modelo que estime a energia nos momentos de restrição. A importância dessa estimativa de geração em tempo real está associada a necessidade da sala de controle em saber, antes de liberar a geração eólica em um ponto de conexão que foi restringido, para qual patamar a geração irá evoluir após término da restrição.

Adicionalmente, a estimativa da energia que poderia ser gerada caso não houvesse restrição por solicitação do operador é necessária para eventuais ressarcimentos. A razão disso deve-se ao fato dessas solicitações possuírem razões externas às usinas eólicas. Dessa forma, o agente possui o direito de pedir ressarcimento da energia não gerada. Esse tema foi amplamente discutido no âmbito da Audiência Pública 034/2019 (ANEEL, 2019).

Por essas razões que é de suma importância estimar a geração que estaria sendo verificada em tempo real caso nenhuma restrição de geração estivesse ativa. Nas próximas seções do artigo, é apresentada a metodologia para estimação da geração eólica na qual é feita a previsão em tempo real. Este artigo tem como objetivo apresentar o modelo utilizado na estimação das curvas Vento x Potência (VP) e cálculo da geração eólica sem intervenções físicas, bem como o conjunto de dados utilizados.

O desenvolvimento metodológico foi dividido em etapas, conforme Figura 1. A primeira etapa consiste na caracterização do processo de montagem dos melhores históricos de dados verificados de geração e velocidade do vento. Na segunda etapa, o histórico verificado de vento e geração alimenta um modelo de criação dinâmica das curvas Vento x Potência. Essas curvas, posteriormente, são utilizadas no cálculo da estimativa da geração eólica. Finalmente, de posse da velocidade do vento verificada no momento de restrição de geração eólica decorrente de comando do Operador, a energia que teria sido gerada é calculada.

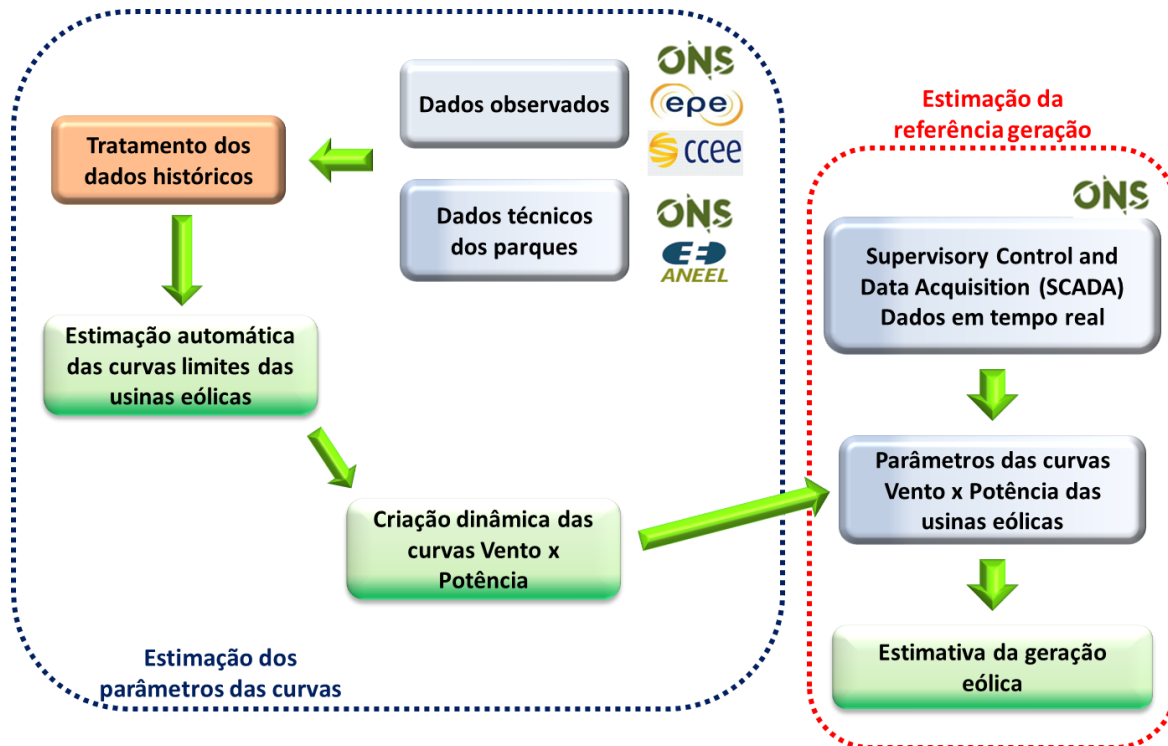


Figura 1. Etapas da metodologia de estimação de geração eólica.

## TRATAMENTO DOS DADOS UTILIZADOS

Os dados disponíveis para este trabalho são oriundos de uma base de dados real utilizada pelo ONS. Os dados de geração verificada são obtidos da base histórica de tempo real do Sistema de Supervisão e Controle do ONS (discretização de 4 em 4 segundos) e do Sistema de Medição e Faturamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (discretização em intervalos de 5 minutos e 1 hora). Os dados observados/medidos da velocidade do vento que serão tratados como vento verificado, esses dados são obtidos do Sistema de Supervisão e Controle do ONS (discretização de 4 em 4 segundos) e do Sistema de Acompanhamento das Medições Anemométricas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (discretização em intervalos 10 minutos).

Para compor os dados históricos relativos às séries temporais de velocidade do vento e de geração de fonte eólica, armazenam-se os dados relativos à informação de velocidade do vento verificada e prevista, bem como os dados de geração eólica verificada provenientes das fontes de informação citadas anteriormente. Como a discretização temporal entre as fontes de dados é diferente, todos os dados históricos foram transformados para discretização de 30 minutos, utilizando médias dos intervalos quando a discretização original é menor que 30 minutos e através de interpolação linear quando a discretização original é maior que 30 minutos.

Os dados de geração verificada, obtidos da base histórica de tempo real do ONS, possuem indicadores de qualidade das medidas coletadas e, adicionalmente, valores advindos de

estimadores de estado. Assim sendo, esses dados apresentam boa qualidade. Neste contexto, o processo de tratamento causa menor impacto nos dados de geração verificada. Entretanto, em alguns momentos, os dados do estimador e a própria medida apresentam falhas.

Os dados de vento verificado obtidos do sistema de supervisão e controle do ONS possuem, também, indicadores de qualidade das medições. No entanto, por não ser uma medida elétrica, não existem estimadores capazes de reproduzir os valores nos momentos de falha na coleta dos dados. Conseqüentemente, nesta situação, a aplicação do tratamento é bem mais atuante, uma vez que existem muitos dados comprometidos.

A Figura 2 ilustra as principais fontes que compõem a base de dados utilizada neste trabalho.

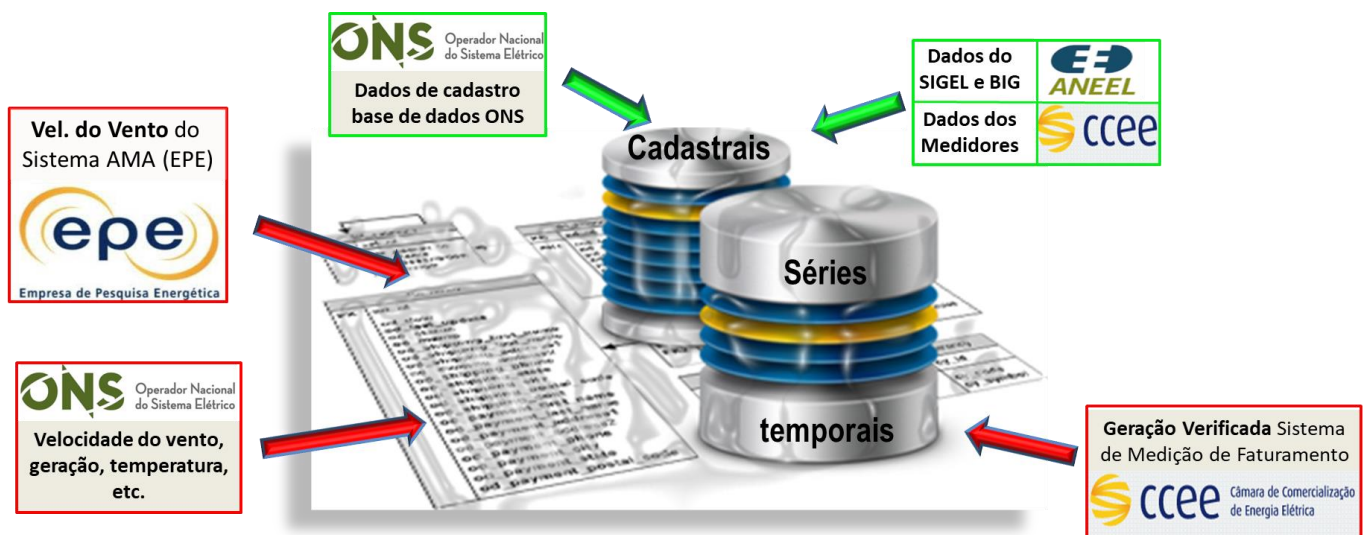


Figura 2. Base de dados utilizada.

Os dados que alimentam os modelos de estimação da geração passam por diversos tratamentos. O ONS criou um processo que realiza a identificação dos dados de geração considerados espúrios (NASCIMENTO, LIMA, *et al.*, 2017). Tal processo pode ser resumido nas seguintes etapas:

- I. Correlacionar dados de geração do ONS com dados de geração da CCEE de 1h
- II. Eliminar resultados ruins do Estimador de Estados do ONS
- III. Eliminar dados onde:  $Geração < 0 \text{ MW}$  ou  $Geração > 1.1 \cdot P_{inst} \text{ MW}$
- IV. Eliminar dados congelados (ao longo dos dias e das horas)
- V. Eliminar dados dos dias com menos de 2,5 horas válidas

O processo de seleção dos dados válidos de velocidade do vento verificada pode ser resumido da seguinte forma:

- I. Correlacionar os dados de vento verificado do PI com o vento verificado da EPE e com a geração da CCEE de 1h
- II. Eliminar dados onde:  $vel_{vento} < 0 \text{ m/s}$  ou  $vel_{vento} > 30 \text{ m/s}$



- III. Eliminar dados congelados (ao longo dos dias e das horas)
- IV. Eliminar dados dos dias com menos de 2,5 horas válidos

Maiores detalhes sobre o algoritmo de identificação de dados espúrios podem ser encontrados na Nota Técnica do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2018).

Uma vez que há redundância de informações de geração verificada do ONS e da CCEE, e de vento verificado do ONS e da EPE, é possível montar uma série histórica de geração verificada em intervalos de 30 minutos com os melhores dados possíveis. Ainda assim, nem sempre é possível obter os dados medidos para todos os intervalos de tempo a partir destas fontes. Para contornar essas situações, foram criados alguns processos de reconstrução das informações de geração verificada. Maiores detalhes poderão ser obtidos em (ONS, 2018).

## MODELO DE ESTIMAÇÃO DAS CURVAS VENTO X POTÊNCIA

Neste item, será tratado o desenvolvimento metodológico de estimativa de geração de energia eólica. Será também tratados aspectos de sua implementação computacional.

### Considerações iniciais

A partir das curvas Vento x Potência e de posse do dado de vento verificado (que deve ser obrigatoriamente disponibilizado pela usina eólica), é possível estimar qual teria sido a geração da usina se não tivesse o comando de redução da geração. Ressalta-se, que é de suma importância que os dados de geração e vento, sejam de qualidade para a elaboração de históricos e estimativas mais consistentes.

Em geral, a curva de potência física pode ser representada por dois parâmetros principais de velocidade denominados *cut-in* e *cut-out*. A velocidade *cut-in* é a velocidade mínima de vento que permite o início de geração de energia elétrica pelo aerogerador. A velocidade *cut-out* é a velocidade máxima de vento que a máquina ainda poderá operar sem ser desligada. A Figura 3 ilustra o comportamento teórico de um aerogerador.



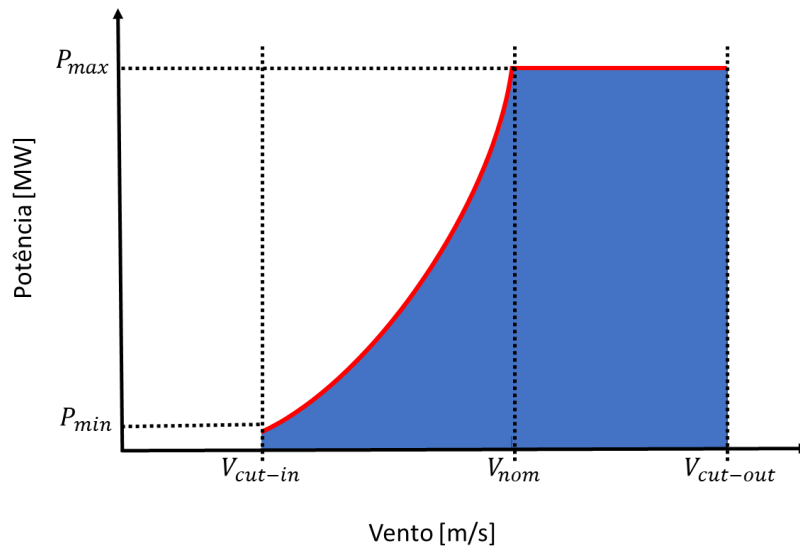


Figura 3. Curva Vento x Potência teórica.

Na próxima seção, características do modelo utilizado para estimação das curvas de potência das usinas eólicas são apresentadas.

### Processo de estimação das curvas Vento x Potência

Através dos dados históricos, a curva empírica é construída através de funções sigmóides – Equação (1), sendo os parâmetros  $P_{min}$ ,  $P_{max}$ ,  $V_{01}$ ,  $V_{max1}$ ,  $V_{02}$  e  $V_{max2}$  características próprias de cada parque eólico, conforme ilustrado na Figura 4.

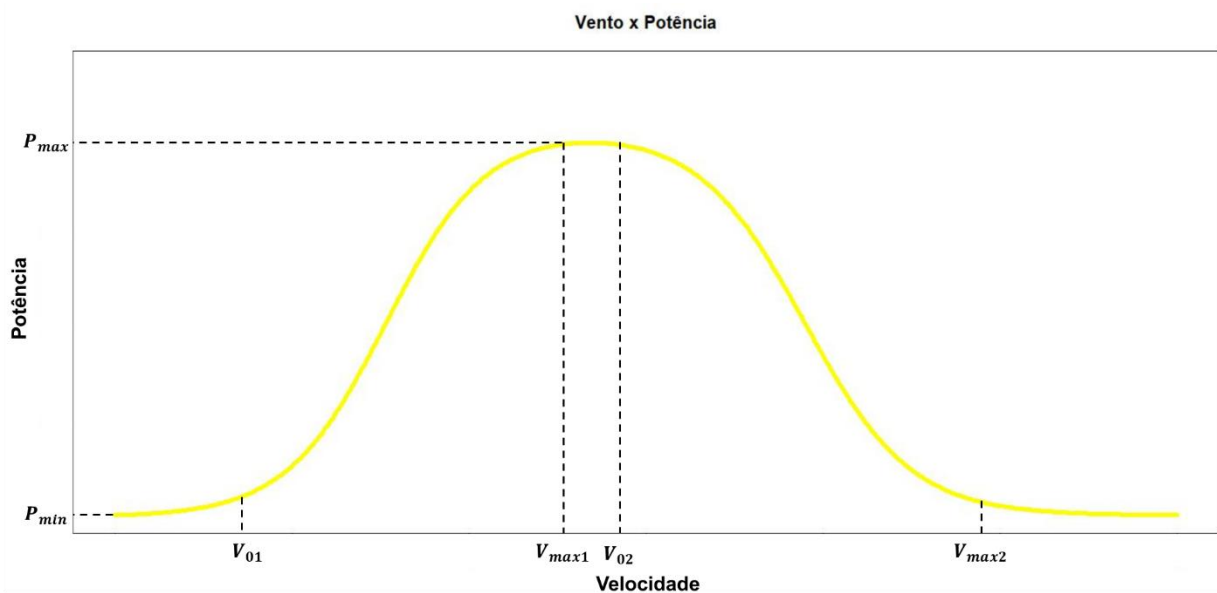


Figura 4. Curva genérica para criação de limites.

$$P(v) = P_{min} + \frac{P_{max} - P_{min}}{1 + e^{-\frac{5}{t_{s1}}(v-t_{c1})}} - \frac{P_{max}}{1 + e^{-\frac{5}{t_{s2}}(v-t_{c2})}} \quad (1)$$

Onde:

$$t_{s1} = V_{max1} - V_{01} \quad t_{s2} = V_{max2} - V_{02} \quad (2)$$

$$t_{c1} = \frac{V_{max1} + V_{01}}{2} \quad t_{c2} = \frac{V_{max2} + V_{02}}{2} \quad (3)$$

Onde:  $P_{min}$ : representa a assíntota inferior à região de potência mínima da curva Vento x Potência;  $P_{max}$ : a assíntota superior à região de potência máxima;  $V_{01}$ : a coordenada  $x$  do ponto de inflexão para a região de potência e velocidade de vento baixas;  $V_{max1}$ : a coordenada  $x$  do ponto de inflexão para a região de potência alta com derivada positiva, isto é, com velocidade do vento e potência crescentes;  $V_{02}$ : a coordenada  $x$  do ponto de inflexão para a região de potência alta com derivada negativa, isto é, com velocidade do vento crescente e potência decrescente;  $V_{max2}$ : a coordenada  $x$  do ponto de inflexão para a região de potência e velocidade de vento altas.

Conforme supracitado, cada usina eólica possui características distintas. As curvas Vento x Potência de usinas que possuem uma região de saturação bem definida para velocidades elevadas de vento podem ser modeladas através de uma função com a primeira e a segunda parcela da Equação (1). Em caso de usinas em que a geração eólica a partir de dada velocidade do vento começa a decair, é necessário utilizar também a terceira parcela da Equação (1) para modelar as respectivas curvas VP. A Figura 5 ilustra um exemplo de curvas Vento x Potência estimadas utilizando a Equação (1), cada curva com seu comportamento distinto conforme acima mencionado.

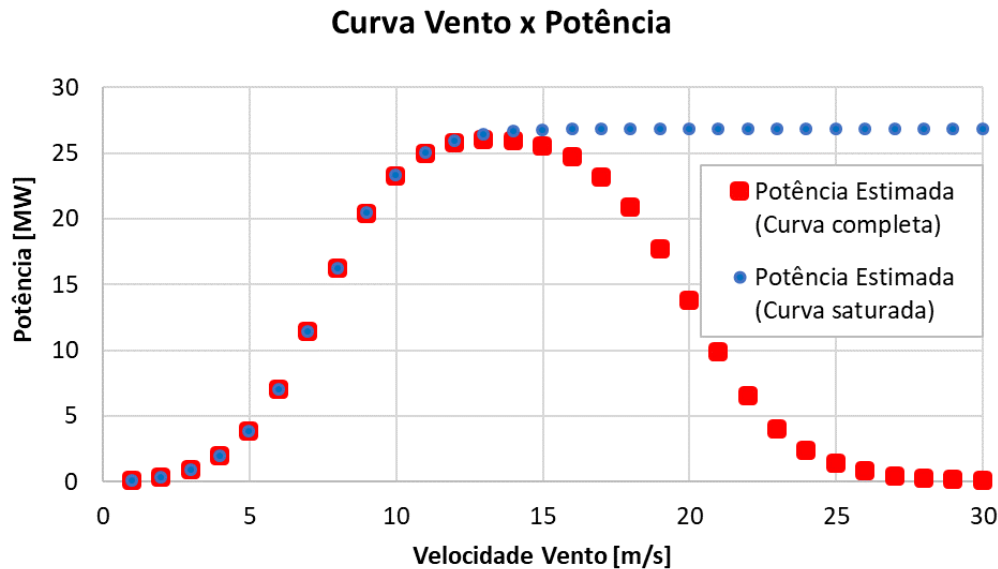


Figura 5. Dispersão VP para um parque com saturação na geração.

### Estimação de limites das dispersões Vento x Potência

Para uma boa estimação da curva Vento x Potência, inicialmente, é necessário um tratamento específico da dispersão de cada usina. O conhecimento do comportamento padrão da dispersão Vento x Potência fornece informações úteis para identificação e correção de outliers, conforme modelos descritos em (YE, LU, *et al.*, 2016) e (ZHAO, YE, *et al.*, 2018). A técnica empregada e descrita em (ROLO, 2014) visa eliminar os pontos da dispersão que não representam valores plausíveis, tentando manter o maior número de pontos corretos.

Sendo assim, cria-se uma função superior e uma inferior, de forma a considerar apenas os dados que se encontram dentro destes limites. A criação destes limites é feita com funções sigmóides – Equação (1).

De posse dos parâmetros  $P_{min}$ ,  $P_{max}$ ,  $V_{01}$ ,  $V_{max1}$ ,  $V_{02}$  e  $V_{max2}$  é possível, portanto, a criação dos limites inferiores e superiores para filtragem dos dados. Entretanto, esses parâmetros devem ser estimados tomando as próprias curvas de dispersão dos dados verificados, uma vez que os parâmetros teóricos nem sempre são compatíveis com os estimados pela curva de dispersão real. Ressalta-se que os parâmetros da sigmoide são calculados de forma automática pelo modelo que estima as curvas Vento x Potência. A ideia geral consiste em selecionar dentro do conjunto de pontos verificados aqueles pertencentes aos intervalos prováveis de cada parâmetro da equação. Assim, para cada coeficiente a ser especificado, um conjunto de pontos é selecionado e um determinado *quantil* desse vetor é calculado e atribuído como o valor do parâmetro desejado.

Na Figura 6, a região em vinho contém os pontos selecionados para a estimação dos parâmetros  $V_{01}$  das curvas limites inferior e superior, enquanto a região em amarelo filtra os pontos previamente escolhidos na região vinho para a definição do parâmetro  $V_{01inf}$ . Marcações semelhantes são realizadas para estimar os demais parâmetros das curvas.

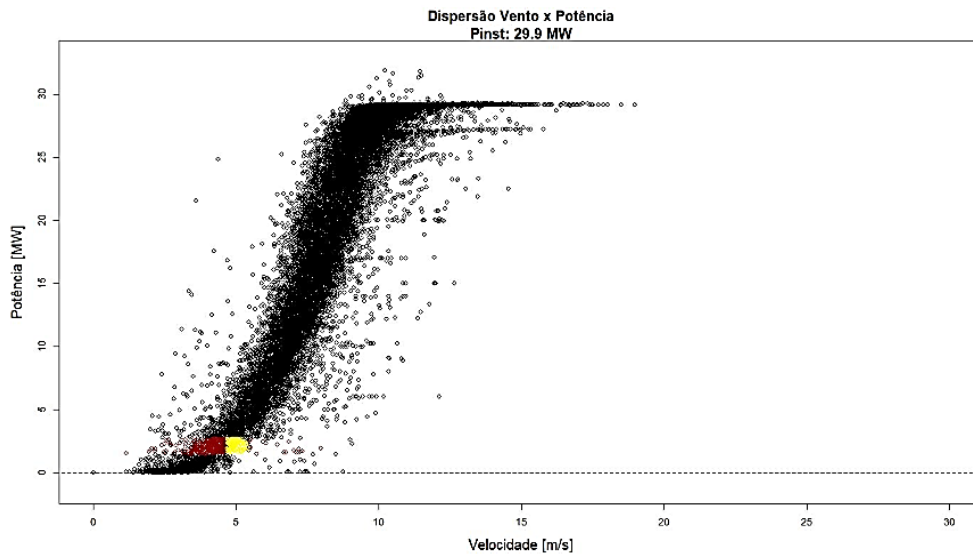


Figura 6. Dispersão VP de um parque eólico.

A Figura 7 apresenta um exemplo da criação das curvas limites e de como se torna a dispersão após a eliminação de dados incompatíveis.

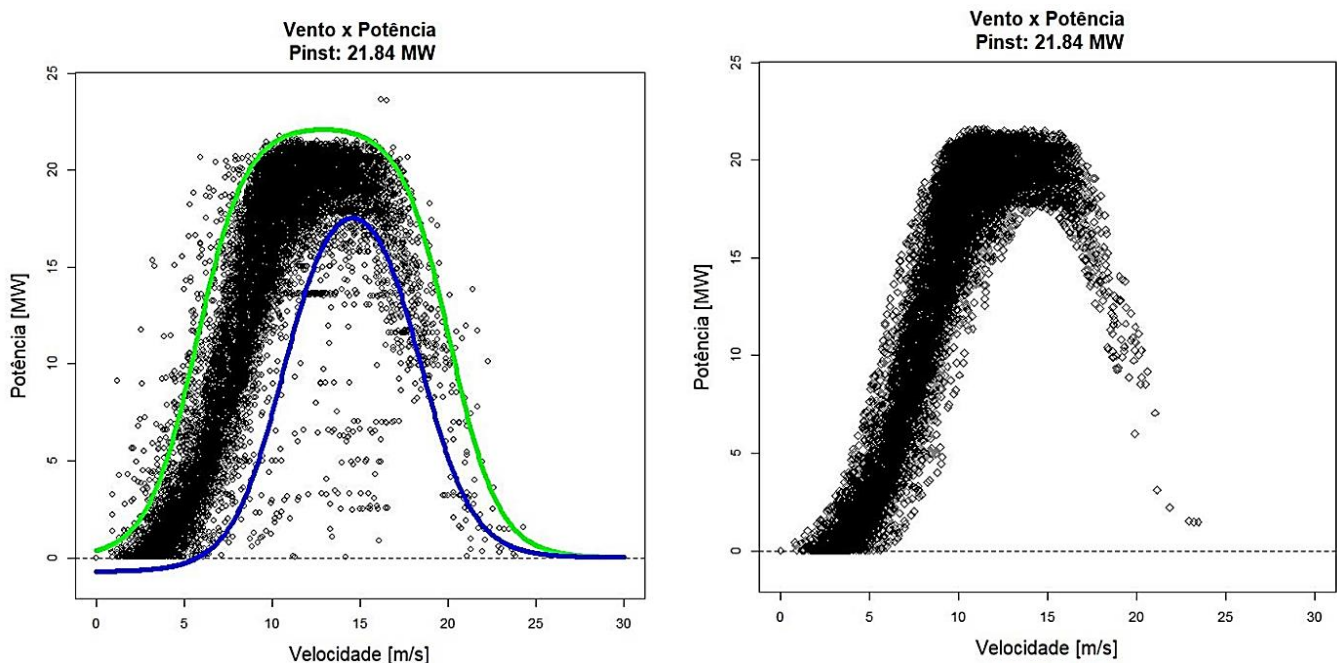


Figura 7. Aplicação das curvas limites.

Ressalta-se que os dados eliminados nem sempre representam problemas de medição. Muitos dados podem ser medições precisas e serem cortados por não estarem dentro dos limites calculados. Esses dados podem ser originais de restrições operativas diversas, tais como: máquinas em manutenção, equipamentos em falha, restrições de geração e/ou de transmissão. Estes fatores fazem com que a usina não gere a respectiva energia mesmo com a disponibilidade de recurso (vento). Dessa forma, embora os dados que estão sendo eliminados possam ser reais,

não é interessante mantê-los na calibração dos modelos, pois o que importa são os pontos em que o parque opera em condições usuais.

Em situações normais, a dispersão da curva de potência verificada é composta por pontos majoritariamente plausíveis, e neste caso as limitações impostas apenas melhoram a qualidade do ajuste, conforme pode ser observado na Figura 8.

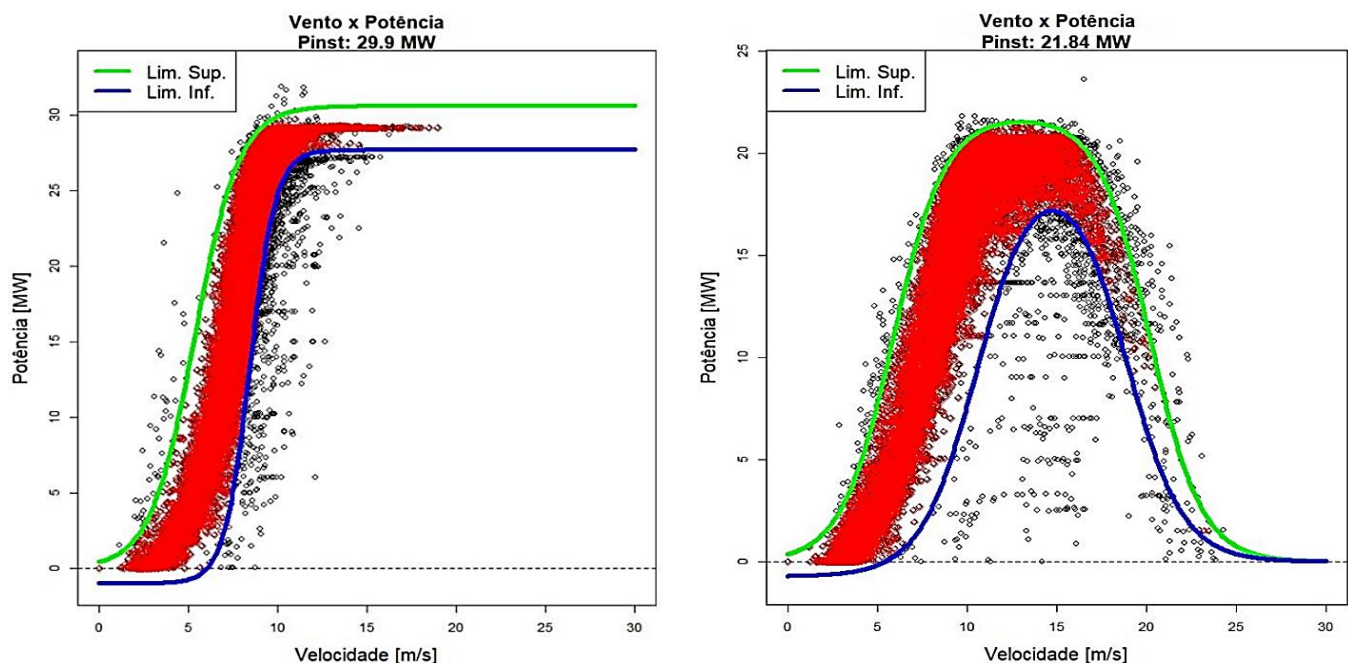


Figura 8. Curvas limites de parques eólicos com saturação e decaimento na geração.

### Estimação das curvas Vento x Potência

Após o tratamento da dispersão Vento x Potência, a equação que representa cada usina pode ser selecionada. Nesse sentido, o modelo desenvolvido estima os parâmetros da função sigmoide descrita na Equação (1). Assim, a mesma função utilizada no processo de filtragem dos dados verificados, é adotada para modelar a curva média Vento x Potência de parques eólicos.

A estimação dos parâmetros que permite melhor ajuste da curva à dispersão Vento x Potência pode ser realizada através de uma função capaz de selecionar os parâmetros de um modelo não-linear que resultem nos menores desvios quadráticos entre os dados calculados e observados. A função adotada para obter a curva de produtividade utiliza o algoritmo Gauss-Newton no processo de estimação dos parâmetros ótimos.

Em relação às informações que devem ser fornecidas como dados de entrada para seleção dos parâmetros da curva VP, pode-se listar a fórmula da sigmoide (incluindo parâmetros e variáveis) e o conjunto de dados verificados de velocidade do vento e geração filtrados pelas curvas limites estabelecidas anteriormente.

Por fim, o algoritmo Gauss-Newton utiliza uma estimativa inicial dos parâmetros da função sigmoide em seu processo de estimação. É fundamental que os parâmetros iniciais selecionados

estejam dentro de uma faixa de parâmetros em potencial, o que evita estimações sem sentido e/ou a não convergência do algoritmo. Como neste momento, os limites superior e inferior da curva Vento x Potência já são conhecidos, é possível utilizar os parâmetros médios das referidas curvas como dados iniciais para os parâmetros a serem estimados.

Além de ser influenciado pela estimativa inicial fornecida para os parâmetros da função, a convergência do algoritmo *Gauss-Newton* depende também da quantidade e qualidade dos dados fornecidos. Um artifício utilizado para evitar ocorrência de erros e estimações imprecisas é a inclusão de pontos fictícios ao conjunto de dados que é utilizado no processo de estimação. O artifício em questão foi inclusive sugerido pelos agentes durante a validação do modelo de previsão de geração eólica, sendo fundamental, especialmente nas usinas que possuem um histórico de medições reduzido e/ou que a região de saturação não é bem definida.

A Figura 9 ilustra uma usina eólica cujo histórico é insuficiente para uma previsão adequada das gerações na região de saturação. É possível observar na imagem que o número de pontos Vento x Potência verificados nessa região é escasso, o que compromete a qualidade da estimação da curva.

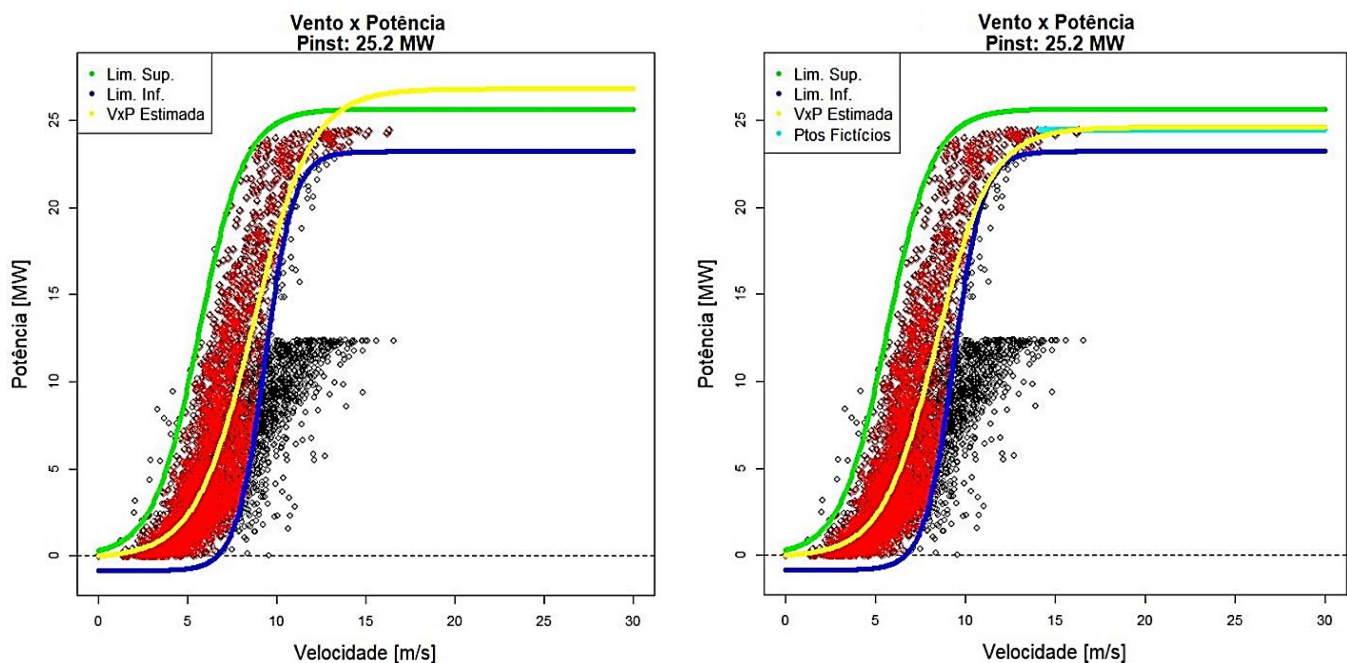


Figura 9. Comparação entre curvas VP estimadas sem e com a inserção de pontos fictícios.

No processo de inclusão de pontos fictícios, busca-se conhecer as maiores velocidades de vento verificadas bem como as gerações eólicas associadas a elas. De posse dessas informações, é possível criar um conjunto de pontos formado por uma sequência de ventos partindo de um valor, que é especificado como um *quantil* do vetor contendo os ventos registrados mais altos, até uma velocidade elevada (no modelo, foi escolhido 30 m/s). Esse vetor com velocidades de vento deve ser relacionado a um vetor de mesmo tamanho contendo as gerações correspondentes. Ressalta-se que o valor estabelecido para as gerações é constante justamente no intuito de representar de forma adequada a região de saturação. Esse valor constante é

escolhido através do cálculo de um *quantil* das gerações associadas aos ventos mais elevados, que se aproxima da geração eólica verificada em casos que a saturação é atingida.

Na imagem da direita da Figura 9, os pontos fictícios são plotados em azul e garantem um ajuste da curva VP bem mais aderente à região de saturação conforme demonstrado pela curva em amarelo. Observa-se que, na imagem da esquerda, a curva VP estimada chega a ultrapassar o limite superior de geração da usina.

A metodologia de estimação das curvas de potência de usinas eólicas descrita acima possui a vantagem de ser capaz de modelar usinas com a região de saturação bem definida assim como usinas que possuem a característica de decaimento, a qual já foi explicada anteriormente, conforme observado na Figura 10.

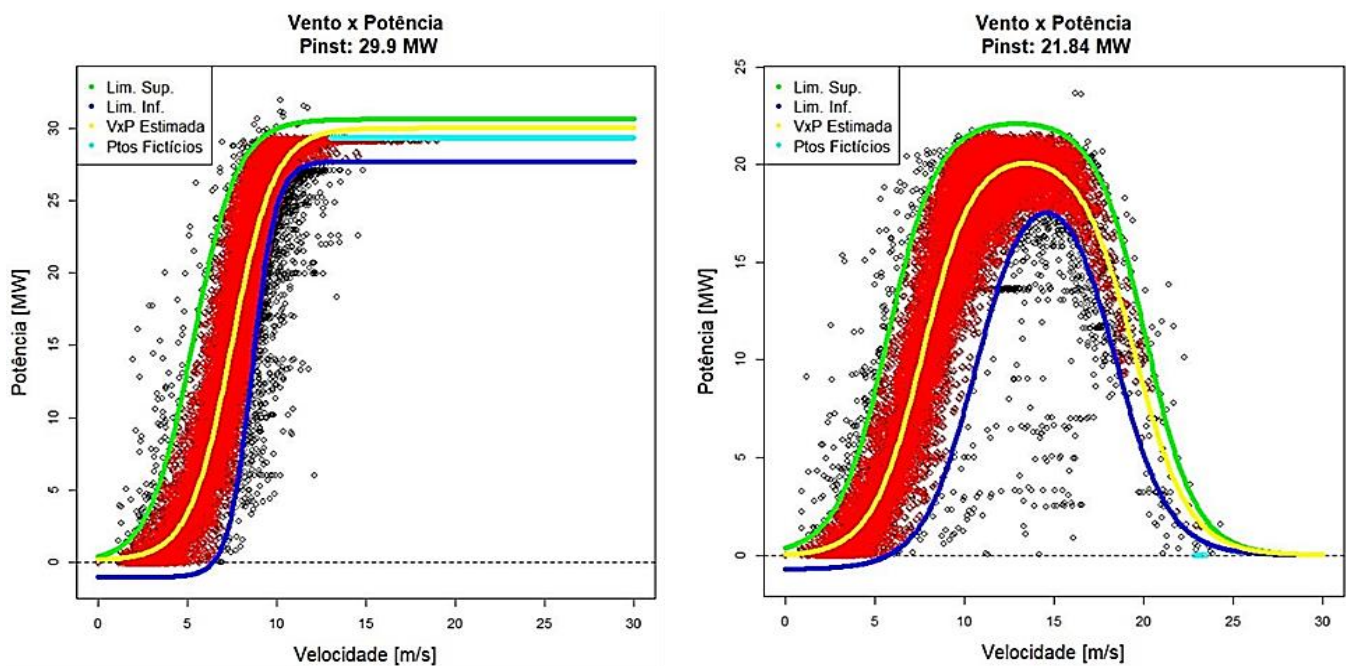


Figura 10. Curvas VP de parques eólicos com saturação e decaimento na geração.

### Comparação regressão logística *versus* sigmoide com decaimento

No modelo de previsão de geração eólica adotado pelo ONS, as curvas VP são estimadas para conjuntos de usinas, sendo que nem todas as usinas do conjunto apresentam a forma de decaimento apresentada nas seções anteriores. Porém, neste trabalho, o foco é a estimativa de geração por usinas individualizadas. Sendo assim, será apresentada uma comparação entre a regressão logística adotada no modelo de previsão, descrito em (ONS, 2018), *versus* sigmoide com decaimento.

O modelo adotado atualmente é baseado na criação de cada curva VP através da estimação de parâmetros de uma regressão logística, cuja equação é dada por:

$$P(v) = P_{min} + \frac{P_{max} - P_{min}}{(1 + 10^{b(v_{mid}-v)})^s} \quad (4)$$

Onde:  $P_{min}$  e  $P_{max}$  são parte inferior e superior das assíntotas, respectivamente; os parâmetros  $b$  e  $v_{mid}$  são a inclinação e a coordenada do vento  $v$  do ponto de inflexão, respectivamente; e  $s$  é um coeficiente a ser ajustado.

Na sequência, são apresentadas imagens que comparam os resultados obtidos através das duas metodologias comentadas até aqui. Observa-se que o ajuste das curvas das usinas com saturação bem definida obtido através de ambas as metodologias é bastante semelhante, conforme mostrado nas curvas preta e amarela da imagem à esquerda da Figura 11. Entretanto, percebe-se que no caso das usinas com decaimento apenas a metodologia de estimação dos parâmetros da sigmoide completa é capaz de representar o comportamento de redução de geração em situações que ventos mais rápidos são registrados.

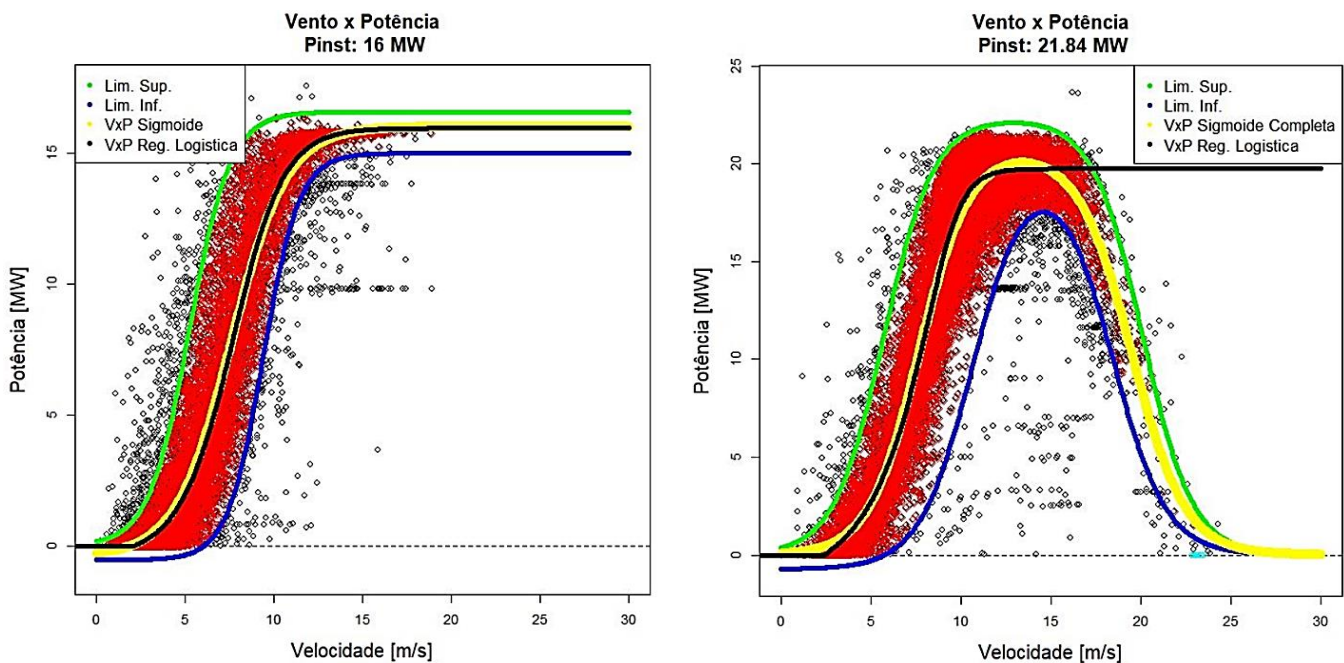


Figura 11. Comparação curvas VP estimadas pela sigmoide e pela regressão logística.

Ressalta-se que na imagem da direita, as curvas limites foram criadas considerando o decaimento da usina. A curva em amarelo que representa o ajuste obtido através da função sigmoide respeita o formato conferido pelas curvas limites. Já a curva em preto, obtida pelo ajuste da regressão logística, por construção, cria uma região de saturação que não se encaixa à dispersão real dos dados.

### Metodologias alternativas para elaboração das curvas VP

No modelo de previsão de geração eólica adotado pelo ONS, as curvas VP são obtidas através de uma regressão logística, utilizando-se os dados do melhor histórico de geração e velocidade do vento, conforme descrito no item de tratamento dos dados. Neste item, é



apresentada uma metodologia alternativa para obtenção das curvas VP através da técnica de redes neurais artificiais (RNA), bem como uma análise da redução na dispersão da curva VP com o aumento no número de pontos de medições da velocidade do vento.

A Figura 12 mostra um gráfico comparativo entre a geração verificada e estimada através da utilização de redes neurais e uma comparação do NMAPE das duas metodologias, quais sejam: regressão logística e redes neurais. De acordo com a Figura 12, observa-se uma boa previsão de geração com valores previstos bem próximos aos valores verificados. Porém, quando compara o NMAPE entre as duas metodologias não se verifica um ganho significativo. Dessa forma, a utilização de redes neurais não apresentou ganhos significativos em relação à metodologia vigente, que faz uso da regressão logística.

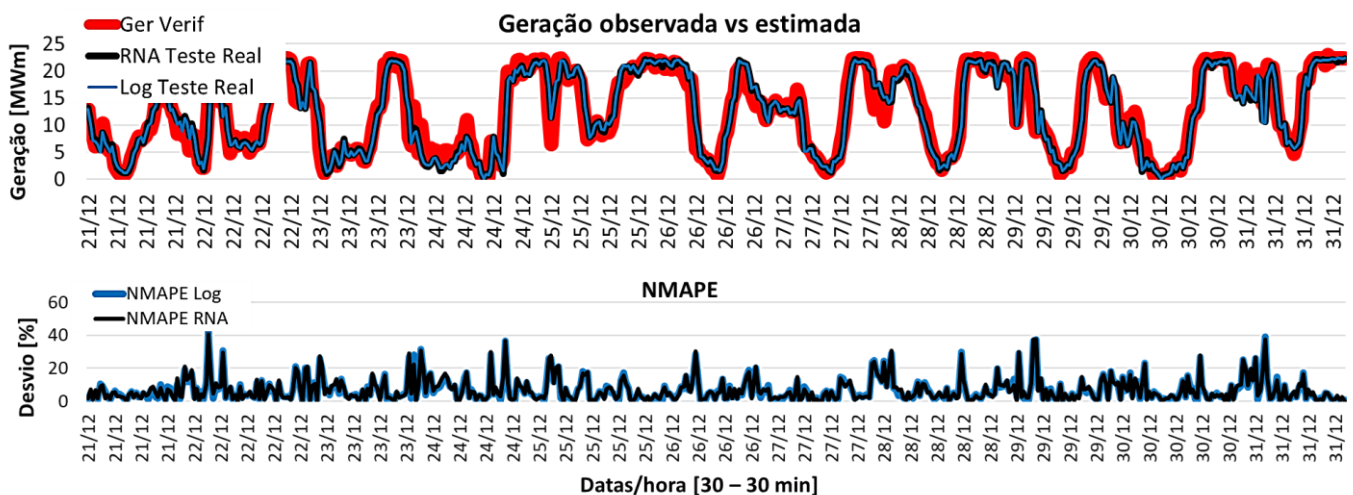


Figura 12. Comparação entre regressão logística e RNA para o ajuste com a média.

Foi utilizado redes Perceptron com múltiplas camadas MLP (*multi layer perceptron*). Nos modelos foram utilizadas: função de treinamento *traingdx* (*gradient descent with momentum and adaptive learning rate backpropagation*); função de transferência *tansig* (*tan-sigmoid*); número máximo de 500 (quinhentas) épocas; função de desempenho *mse* (*mean squared normalized erro*); 1 (uma) camada escondida com 12 (doze) neurônios.

A Figura 13 apresenta uma análise comparativa da dispersão da curva VP com a utilização de apenas 1 ponto de medição *versus* 14 pontos de medição de velocidade do vento. O gráfico da direita mostra claramente uma redução significativa da dispersão da curva VP com a utilização da velocidade média do vento obtida a partir de 14 pontos distintos. O aumento do número de pontos traz uma maior representatividade da velocidade média do parque justificada pela redução da dispersão da curva VP. Dessa forma, a utilização de mais pontos contribui para um melhor ajuste na curva VP através da regressão logística e, conseqüentemente, uma melhor estimativa da geração prevista.

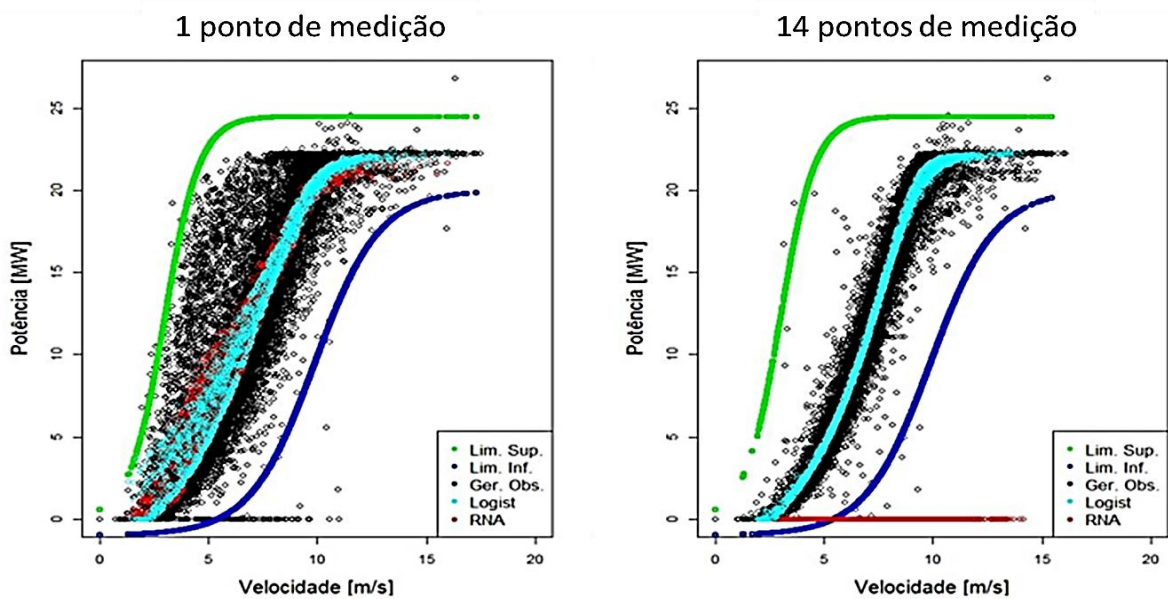


Figura 13. Comparação curvas VP por vento médio de 1 e 14 pontos de medição.

A Figura 14 apresenta o gráfico da geração observada *versus* estimada através da utilização da velocidade média de 3 e 14 medições de nacelle. De acordo com o gráfico, observa-se uma boa aderência entre as curvas de geração estimada e observada. Em relação ao NMAPE, observa-se desvios menores com a utilização de 14 medições. Porém, a utilização de 3 medições de velocidades do vento já proporciona ganho no processo.

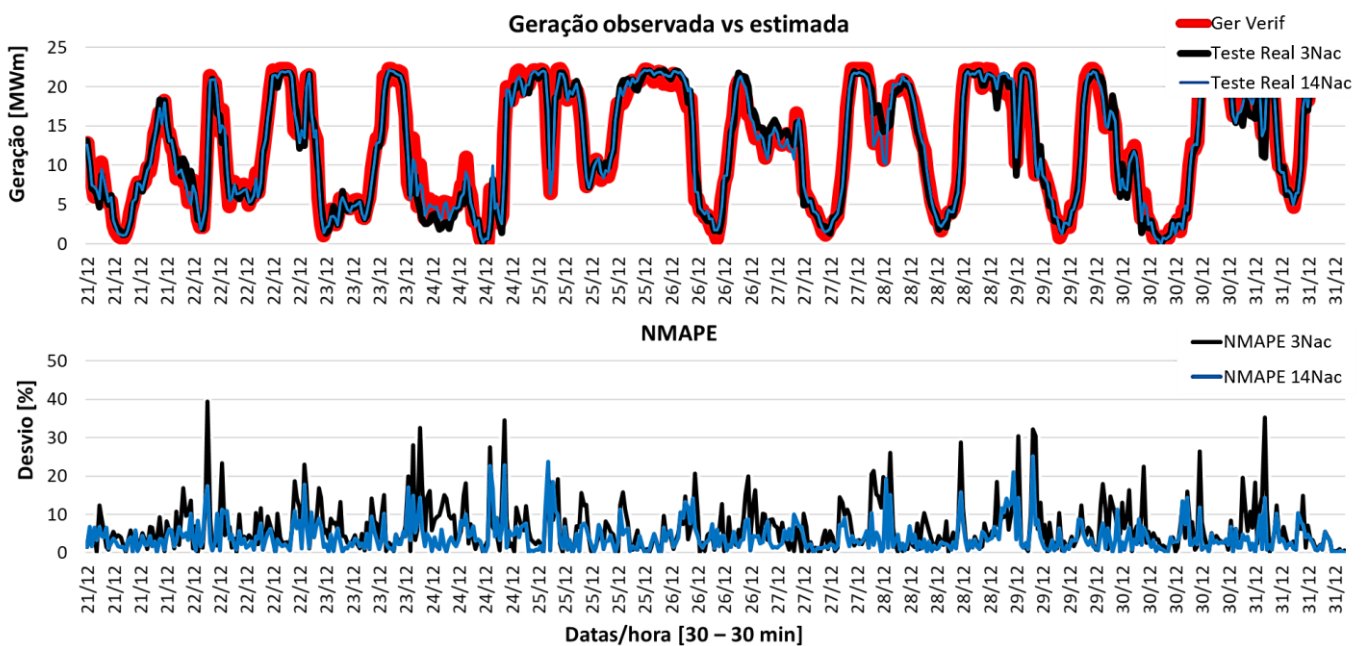


Figura 14. Comparação curvas VP por vento médio de 3 e 14 pontos de medição.

A Figura 15 mostra os desvios em percentual do conjunto de dados de treinamento e de teste considerando as medições de 1 a 14 nacelles, bem como uma análise comparativa com a média simples, média ponderada e melhor histórico de velocidade do vento que é utilizado na modelagem atual. No cálculo da média ponderada, as velocidades do vento medidas em cada nacelle são ponderadas considerando-se a geração verificada no ponto de medição. De acordo com a análise realizada, observa-se uma redução significativa dos desvios com a utilização da média simples da velocidade do vento de todas as nacelles. Dessa forma, o aumento do número de medições proporciona uma maior representatividade da velocidade média do parque eólico e um ganho na modelagem e estimativa da geração prevista.

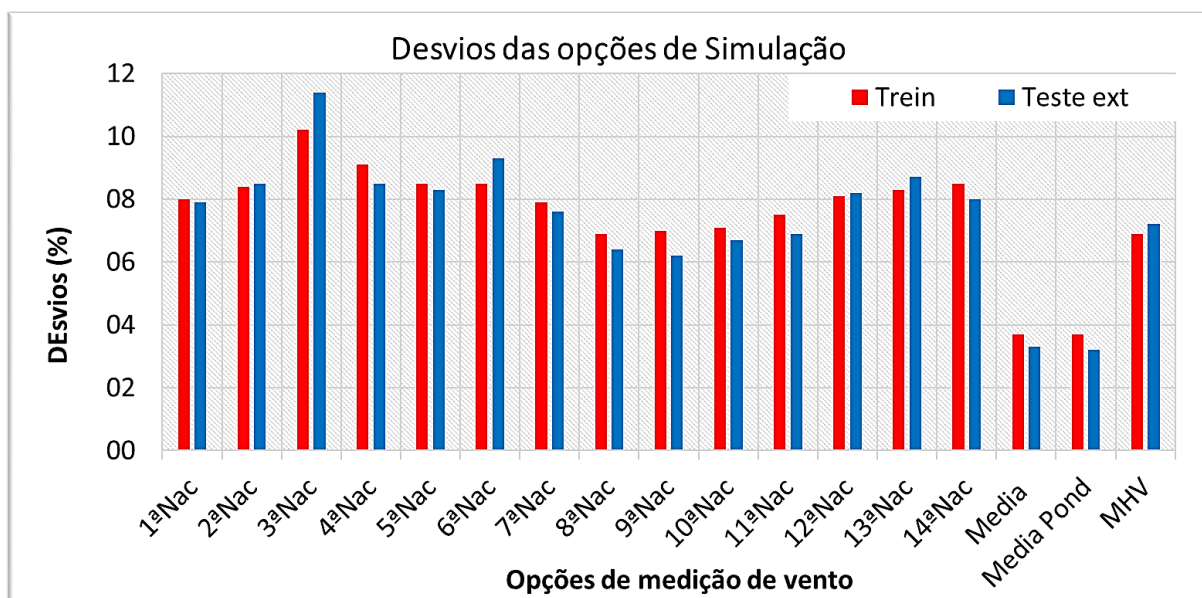


Figura 15. Comparação com ajuste da regressão logística para diversos cálculos de vento equivalente.

Essa seção teve por objetivo apresentar alternativas de construção das curvas VP que melhoram a estimativa de geração eólica do parque eólico como um todo. Entretanto, entende-se que o volume de informações da medição em cada nacelle dificulta o processo. Neste caso, essa alternativa só seria válida com sistemas inteligentes que pudessem calcular o histórico de vento equivalente, e apenas esse histórico seria utilizado na construção das curvas VP.

## RESULTADOS E DISCUSSÕES

Após a estimação das curvas VP, a geração eólica pode ser calculada baseada nas informações de vento observados. Esse cálculo corresponde à geração estimada considerando o dado de vento verificado obtido do sistema de supervisão do ONS. Na Figura 16, o dado de velocidade do vento está congelado, o que compromete a estimação da geração. Nota-se que a geração estimada (GE – curva em preto) também ficaria constante, o que não representa a geração real registrada no momento (GPI – curva em vinho). Assim, caso acontecesse um pedido

de redução de geração da usina por parte do ONS, a referência de frustração de energia calculada não seria válida. Outro impacto está relacionado diretamente aos operadores na sala de controle que precisam estimar a geração eólica no momento de liberação de alguma intervenção.

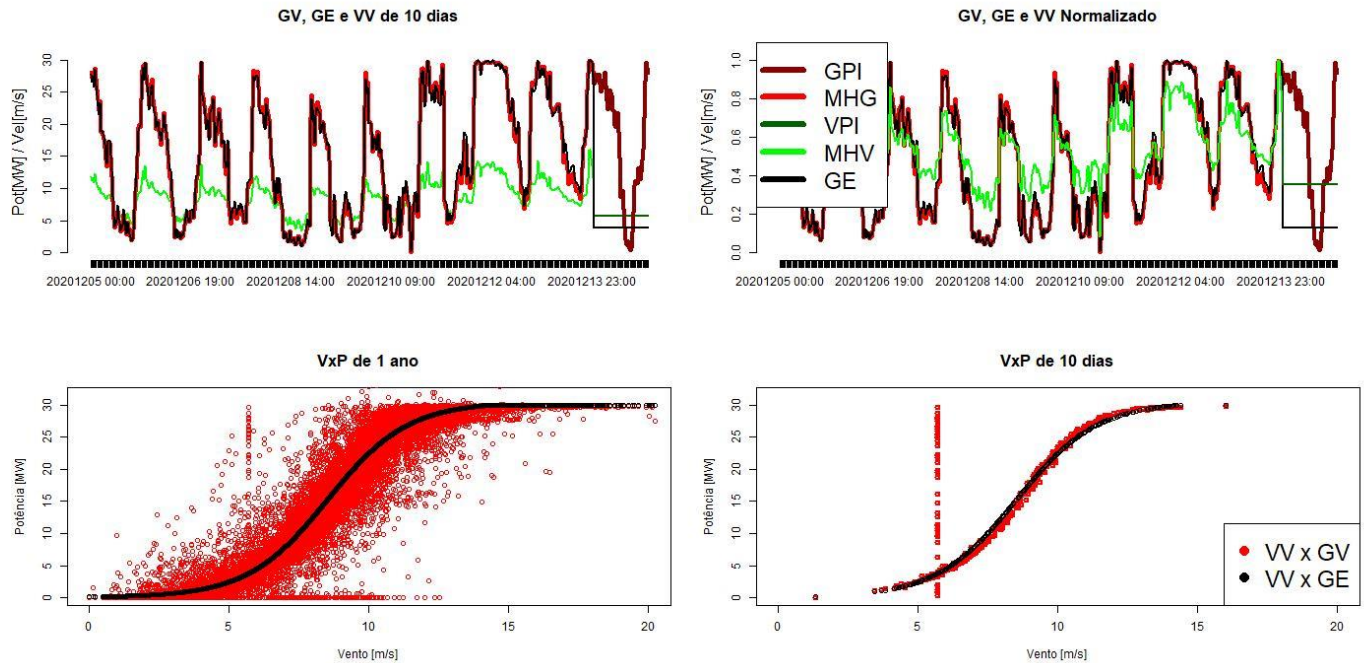


Figura 16. Geração estimada considerando dados de vento congelados.

A Figura 17, por sua vez, ilustra uma situação em que os dados de vento do PI estão consistentes e permitem uma estimação da geração adequada, sendo a curva de geração estimada (GE – curva em preto) bastante aderentes à curva GPI em vinho.

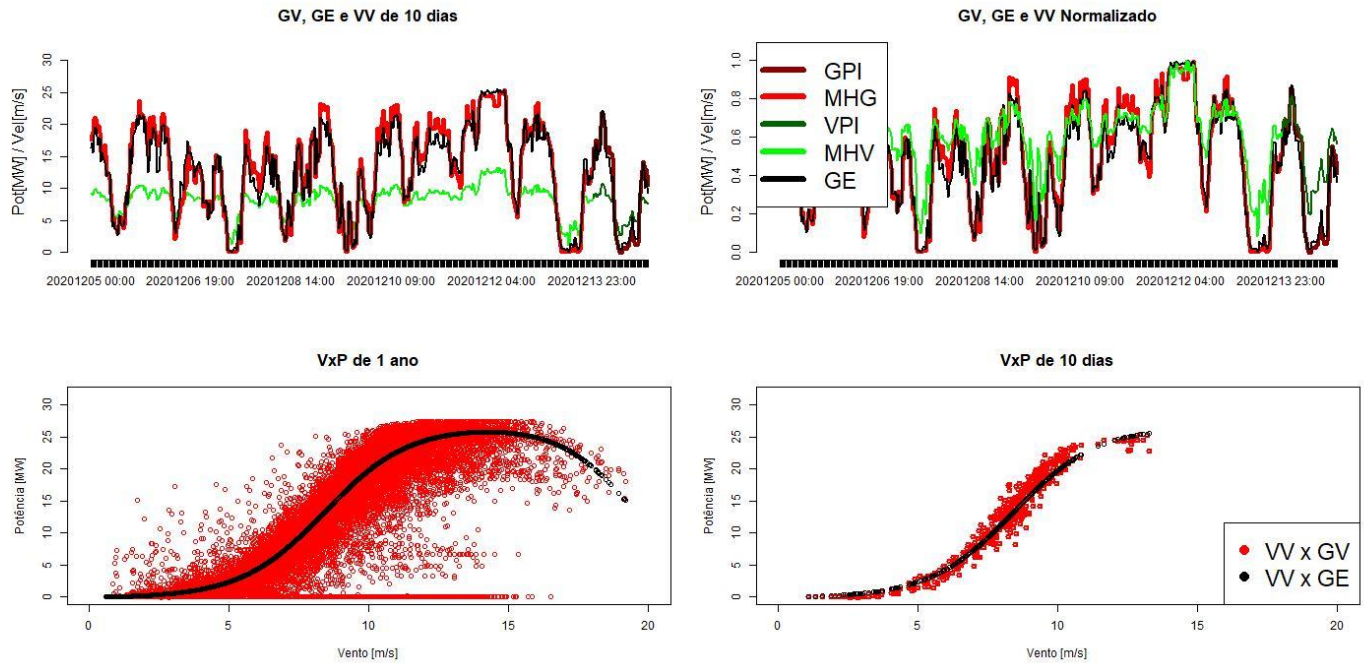


Figura 17. Geração Estimada a partir de dados de qualidade.

## CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma metodologia que possibilita o cálculo de geração eólica a partir de medições de vento e das curvas Vento x Potência estimadas das usinas eólicas.

As principais etapas desta metodologia incluem a montagem de históricos de geração e vento verificados consistentes, estimação dinâmica das curvas Vento x Potência e a estimativa da geração de referência. Ressalta-se que a metodologia adotada na estimação das curvas VP obteve desempenho satisfatório sendo capaz de representar inclusive usinas com tecnologias mais modernas que, na ocorrência de ventos elevados, reduzem sua geração. A estimativa da geração pode ser feita quando os parâmetros da curva Vento x Potência e os dados de velocidade do vento verificada em tempo real são conhecidos.

É importante salientar que para uma melhor estimação dos parâmetros da curva VP bem como a estimação de geração é fundamental a disponibilização, por parte dos responsáveis pelos parques eólicos, de dados de qualidade para serem aquisitados pelos ONS em tempo real.



## REFERÊNCIAS

- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Audiência 034/2019**, 2019. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p\\_auth=vosBNHQx&p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participacaopublica\\_WAR\\_partic](https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=vosBNHQx&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_partic)>. Acesso em: 28 julho 2021.
- NASCIMENTO, P. S. C. et al. Desenvolvimento e Implantação no ONS de um Modelo de Previsão de Geração de Fonte Eólica com Customização Temporal. **Brazil Wind Power**, 2017.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Modelos de previsão de geração eólica**, 2018. Disponível em: <<https://sintegre.ons.org.br/sites/6/27/48>>. Acesso em: 28 Julho 2021.
- ROLO, M. N. M. **Previsão de Produção Eólica com Modelização de Incertezas**. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto. 2014.
- YE, X. et al. Identification and Correction of Outliers in Wind Farm Time Series Power Data. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, p. 4197-4205, Novembro 2016.
- ZHAO, Y. et al. Data-Driven Correction Approach to Refine Power Curve of Wind Farm Under Wind Curtailment. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, p. 95-105, Janeiro 2018.

# Technical potential of offshore wind energy in Northeastern Brazil: an alternative to a sustainable development of electricity system

Paula Conde Santos Borba<sup>1</sup>, Wilson Cabral de Sousa Jr.<sup>1</sup>, Milad Shadman<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Department of Civil Engineering – Aeronautics Institute of Technology (ITA)  
São José dos Campos, Brazil

<sup>2</sup> Ocean Engineering Department – Federal University of Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ)  
Rio de Janeiro - Brazil

paula.borba@ga.ita.br, wilson@ita.br, milad.shadman@lts.coppe.ufrj.br

**Abstract.** *The Brazilian electricity system is highly dependent on hydropower. However, Brazil has been faced exceptional droughts, requiring thermal power dispatch and increasing operational costs. Also, the electricity system needs to meet the future demand by expanding its installed capacity without compromising the commitments of reducing Greenhouse Gas (GHG) emissions and environmental restrictions. On the other hand, Northeastern Brazil has abundant offshore wind resources, which might be an alternative due to anomalous droughts, and to the system expansion. Here, we explore the technical potential of offshore wind energy simulating 10 years of climate data. The findings suggest a technical capacity potential of 906 GW and an annual electricity production of 2800 TWh, in which 64% are in shallow waters. The capacity factor achieves an average of 0.75 in the drought period, while that is decreased to 0.50 in the rainy period.*

## 1. Introduction

The Brazilian electricity system relies about 64% of the whole installed capacity on hydropower plants [Empresa de Pesquisa Energética 2020]. Fossil fuel-based thermal stations compensate for the low hydropower generation, particularly in drought periods, when water level and flow are low [EPE 2020]. However, Brazil has been faced recent critical and anomalous droughts [ONS 2019], affecting the operation and adding more complexity to the long-term planning.

The exceptional drought and the need of meeting future demand motivate the deployment of new thermal stations, mostly based on natural gas, since the thermal power dispatch may be controlled [EPE 2020]. On the other hand, the dispatch of fossil fuel-based thermal power increases the Greenhouse Gas (GHG) emissions if compared to renewable energy [IPCC 2015], compromising the commitments in mitigating climate changes.

Offshore wind energy has been an alternative to countries, particularly in Europe and China, to achieve goals in reducing the reliance on fossil fuels [Díaz and Guedes Soares 2020]. In Brazil, offshore wind energy is not yet exploited. However, from a global perspective, Brazil has one of the largest offshore capacity potentials. Additionally, Brazil is in the group that

has relative potential near 10-50 km to shore, which would indicate the financial feasibility of offshore wind farm development [Bosch et al. 2018].

Studies indicated large potential, particularly in the South, in the Southeast, and in the Northeast [Vinhoza and Schaeffer 2021, EPE 2020]. C et al. (2021) used reanalysis data to evaluate the potential in Brazil. In the Northeast, specifically in the coastline of Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí, and part of Maranhão, the annual average wind speed is 8.5 m/s in water depths less than 50m, according to the authors [C et al. 2021]. Lima et al. (2015) evaluated the offshore wind potential in Ceará, also in the Northeast of Brazil. The authors indicated an average speed above 8 m/s and power density above 720 W/m<sup>2</sup>, in the dry season [Lima et al. 2015].

EPE (2020) reported on Roadmap of offshore wind energy [EPE 2020], the assessment of available areas regarding water depth and average wind speed considering 20 years of reanalysis data. They indicated that there are regions in the Northeast with 729 km<sup>2</sup> of shallow areas with an average wind speed greater than 9.5 m/s. However, in the Roadmap, restrictions were not considered.

The challenge in meeting the goals of environmental protection and reducing GHG emissions without compromising energy security increases the complexity of the electricity system planning. There is a need in exploring the realistic potential of offshore wind energy, and include that in the Brazilian context, which is still highly dependent on hydropower. This study aim to explore how much the potential of offshore wind energy in the Northeast is, considering environmental, social, and technical restrictions, and ten years of reanalysis climate data.

## **2. Methodology**

This study follows three main steps. The first step includes the geo-spatial analysis. Here, we assess the available areas for offshore wind farms, excluding protected areas, and limiting the water depth, and distance from shore. Secondly, we simulate 10 years of hourly offshore wind electricity generation using Renewables.Ninja over the available areas in the Northeast. In the third step, we calculate the annual potential per level of water depth.

### **2.1. Geospatial analysis**

This study focus on the Northeastern Brazil, since that is recognized as being a region with high potential of offshore wind energy [Vinhoza and Schaeffer 2021, de Assis Tavares et al. 2020, Lima et al. 2015].

We use Geographic Information system (GIS) to evaluate the available area for offshore wind farms. To evaluate the eligible area we apply environmental, social, and technical constraints indicated in Table 1.

The distance to shore criteria excludes areas that are not in the range of 8 to 200km, due to visual impact, safety issues, and costs. Also, we limited the maximal water depth to 1000m and exclude areas that contains pipelines. Those con-



straints are based on [Vinhoza and Schaeffer 2021]. Two environmental criteria restrict the available area for wind farms: migratory birds [Marques et al. 2020] and protected areas [Latinopoulos and Kechagia 2015].

| Criteria          | Constraint               | Data source   |
|-------------------|--------------------------|---------------|
| Distance to shore | 8 to 200 km              | -             |
| Water depth       | <1000m                   | [CPRM 2019]   |
| Protected areas   | Exclusion                | [MMA 2020]    |
| Migratory birds   | Exclusion                | [ICMBIO 2019] |
| Pipelines         | (+buffer 500m) Exclusion | [MMA 2019]    |

**Table 1. Geospatial constraints.**

## 2.2. Electricity generation simulation

We used Renewables.Ninja, a platform based on reanalysis data from NASA’s MERRA-2 to simulate wind power from 2010 to 2019. Renewables.Ninja combines the wind speeds at different heights provided by MERRA-2 and interpolates them according to the geographic coordinates and hub height, both given by the user, and then converts the speeds to power outputs using power curves from turbine manufacturers [Pfenninger and Staffell 2016].

We selected the turbine V164 7000 from Vestas with a rated power of 7MW because of its large capacity for electricity generation. By choosing a large turbine, we aim to capture recent technological improvements of turbines, which have been presenting size increasing and larger capacity [IRENA 2019, Díaz and Guedes Soares 2020]. Then, we simulate the electricity generation of a single turbine with a hub height of 100m above ground in a grid of 0.5° longitude x 0.5° latitude to obtain the hourly capacity factor.

## 2.3. Technical potential of electricity generation

The technical potential of electricity generation combines the available area of wind farms with wind resources. Because turbines are geo-spatially distributed in wind farms, we calculate the capacity density in MW/km<sup>2</sup> based on the turbine distances of 10*D* and 5*D* in an x-y-axis, in which *D* is the rotor diameter [Pookpant and Ongsakul 2016]. That results in a density of 5.2 MW/km<sup>2</sup>.

The electricity production potential (*E*) follows the Equation 1:

$$E_i = d * A_i * CF_{it} \quad (1)$$

in which *i* represents the location, *d* is the capacity density in MW/km<sup>2</sup>, *A* is the available area in km<sup>2</sup>, and *CF* is capacity factor at each hour (*t*).

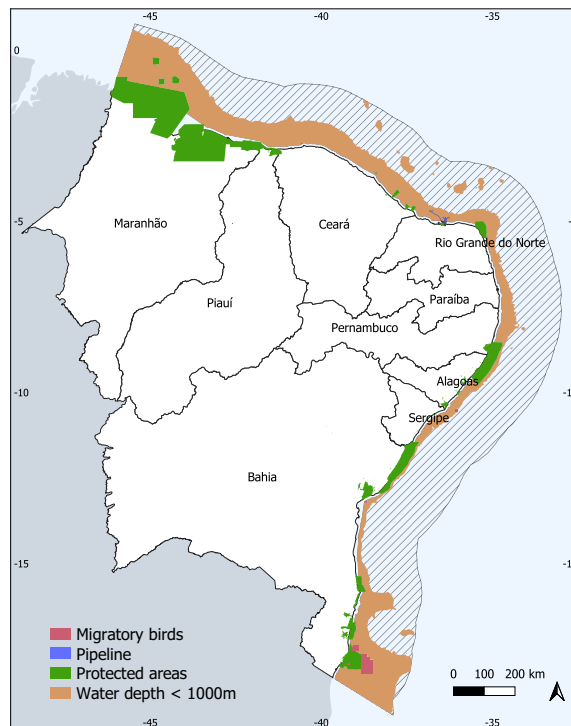
Our work considers the annual seasonality represented by two periods: drought and rainy. The drought period, or winter season, lasts from 21st June to 23rd September, while the rainy period includes the other dates in the year [CPTEC 2021].

### 3. Results and discussion

This section presents the results of geo-spatial analysis and the potential annual electricity generation of offshore wind energy.

#### 3.1. Available area

Figure 1 indicates the available area for offshore farms under environmental, social, and technical constraints. In Figure 2, this area is stratified by level of water depth.

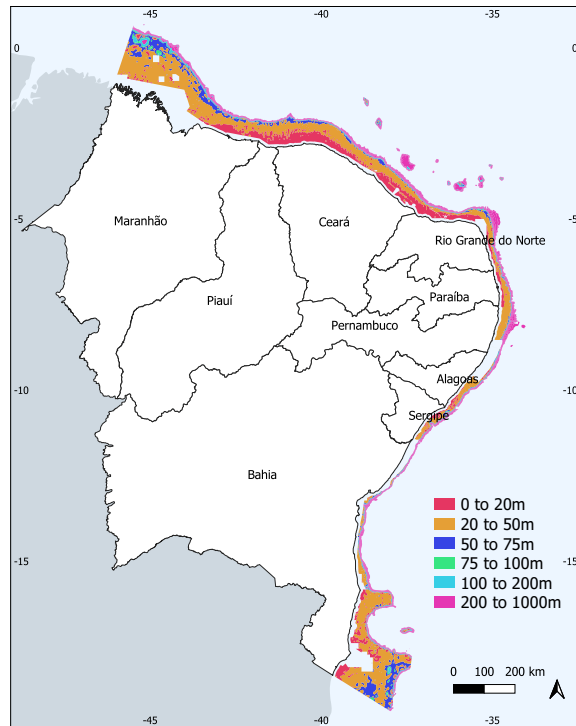


**Figure 1. Available area for offshore wind farms.**

Results indicate a total available area of 174,154.55 km<sup>2</sup> with depth less than 1000m (Table 2). About 65% of the entire available area corresponds to a depth less than 50m. The level of water depth up to 20m is mainly concentrated in Ceará, in Piauí and part of Rio Grande do Norte and Maranhão, while depth between 20 and 50m might be found in all states, except in part of Alagoas and Bahia.

| Water depth (m) | Available area (km <sup>2</sup> ) | %   |
|-----------------|-----------------------------------|-----|
| 0 to 20         | 30,165.89                         | 17% |
| 20 to 50        | 83,874.03                         | 48% |
| 50 to 75        | 19,805.54                         | 11% |
| 75 to 100       | 3,596.78                          | 2%  |
| 100 to 200      | 5881.55                           | 3%  |
| 200 to 1000     | 30,830.76                         | 18% |

**Table 2. Available area per level of water depth**



**Figure 2. Water depth.**

The large availability of areas with depth up to 50m in the Northeast may indicate financial feasibility since the costs of installation and operation tend to decrease in shallow areas. That occurs because water depth affects the turbine foundation and the complexity of the project. The most affordable solution for shallow waters (up to 30m) is the monopile, while for greater depths, other more complex solutions are required as jacket, gravity-based, or floating structures [Vieira et al. 2019].

The maximal capacity potential in terms of GW is shown in Table 3. The total potential of maximal capacity is 906 GW, and is higher for depths between 20 to 50m, as they present larger available areas.

| Water depth (m) | Capacity potential (GW) |
|-----------------|-------------------------|
| 0 to 20         | 156.86                  |
| 20 to 50        | 436.14                  |
| 50 to 75        | 102.99                  |
| 75 to 100       | 18.70                   |
| 100 to 200      | 30.58                   |
| 200 to 1000     | 160.32                  |
| Total           | 905.59                  |

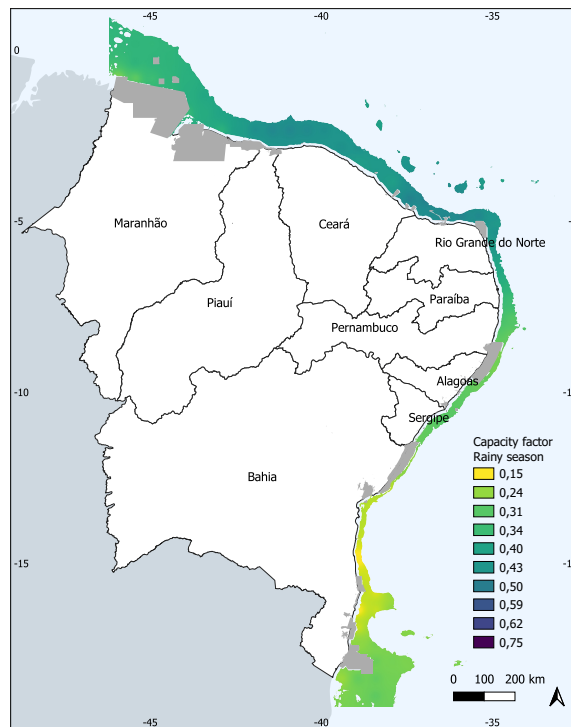
**Table 3. Potential of maximal capacity in GW.**

Our findings differ slightly from results reported in Roadmap by EPE for two main reasons. First, EPE indicates the gross potential without excluding areas with environmental and social constraints. Thus, areas near the coast, where most of those constraints are applied,

are larger in the Roadmap study, and consequently, present higher maximal capacity. Farther areas, which usually implies in deeper water, present similar area values to our results. But, the potential is lower than our findings, since we consider turbines with higher rated power.

### 3.2. Potential of annual electricity generation

The average capacity factor is shown for rainy period in Figure 3, and for drought period, in Figure 4. As expected, a higher capacity factor is observed in the drought period, if compared to rainy seasons. The region with the highest potential includes Rio Grande do Norte, Ceará, and Piauí states, and achieves 0.73 of average capacity factor in drought periods. However, during the rainy period, that decreases to an average no higher than 0.50. Other regions, particularly state covering the southern part of the Northeast coast, present values of capacity factor that varies from 0.15 to 0.25, and do not have great variation between the rainy and drought period.

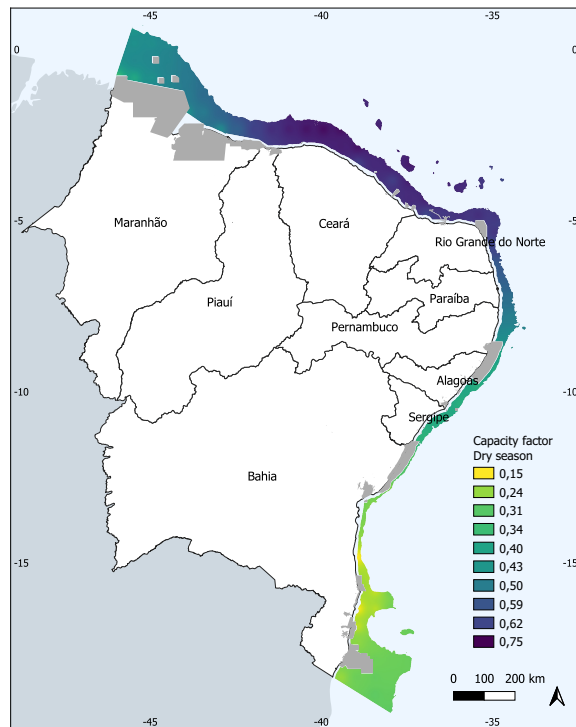


**Figure 3. Average capacity factor during the rainy period.**

In September, Piauí’s waters achieve 0.86 of capacity factor, the highest value over the entire year and among all regions of the Northeast.

The electricity generation potential according to water depth is shown in Table 4. The total estimated potential is 2800 TWh/year. The large availability of shallow areas combined with high values of capacity factor presented in Ceará, Rio Grande do Norte, and Piauí results in the highest potential in the water depth range of 20 to 50m among all regions in the Northeast.

Results differ from values indicated by EPE in the Roadmap Offshore Wind. EPE indicates a total potential of 784 TWh in 0 to 20 m of water depth, while our study shows an



**Figure 4. Average capacity factor during the drought period.**

annual potential of 444 TWh in the same depth range. For deeper waters, our results present potential slightly higher than the indicated by EPE. That occurs because this study includes restrictions, and the Roadmap considers only the gross potential. Additionally, EPE assumes a capacity density of 3.75 MW/km<sup>2</sup>, while here, we consider 5.20 MW/km<sup>2</sup>.

| Water depth (m) | Annual electricity generation (TWh) |      |
|-----------------|-------------------------------------|------|
| 0 to 20         | 443.9759                            | 16%  |
| 20 to 50        | 1343.1460                           | 48%  |
| 50 to 75        | 323.3391                            | 12%  |
| 75 to 100       | 58.6241                             | 2%   |
| 100 to 200      | 97.1181                             | 3%   |
| 200 to 1000     | 533.9087                            | 19%  |
| Total           | 2800.1120                           | 100% |

**Table 4. Potential of annual electricity generation.**

Our findings suggest high annual electricity production, specially in the northern part of the Northeast coast, and might be an alternative to a sustainable expansion of the system. First because direct and indirect  $CO_2$  emission value is 45 times lower for offshore wind farms than a combined cycle power station based on natural gas [IPCC 2015]. Second, the chances of offshore wind farms competing for an area or economic activity are lower if compared to other renewable energy technologies on land. Thus, offshore wind energy might provide a sustainable development of the electricity system in coming years.

## 4. Conclusion

This study assesses the available area for offshore wind farms considering environmental, social, and technical restrictions in the Northeastern region. Moreover, we identified the offshore wind potential of electricity production using Renewables.Ninja, and then, we investigated its complementarity with hydropower.

Results indicated a total available area of 174,155 km<sup>2</sup>, in which 65% corresponds to a depth no deeper than 50m. In that shallow water region, the estimated potential of annual electricity production is 1787 TWh. Deeper water regions up to 1000m count 1013 TWh as annual potential. Piauí, Ceará, and Rio Grande do Norte present the highest capacity factor, particularly in drought periods, achieving an average capacity factor of 0.75 in this period. That value is decreased to 0.50 in the rainy season.

The findings of our work suggest that offshore wind energy might be an alternative to a sustainable expansion of the system. First, because that is an alternative in reducing GHG emissions by replacing and avoiding new thermal power stations based on fossil fuel. Second, because offshore wind farms usually does not compete for land or other economic activities.

Although results imply a large potential that could be considered as part of a sustainable expansion, the current costs might be a barrier to the development of offshore wind industry. The Brazilian electricity sector needs regulatory development to propose incentives to attract investors.

This study is limited by 10 years of MERRA-2 reanalysis climate data and might be subject to spatial bias. Future studies should consider the entire coastal extension of Brazil and include technologies to address the complementarity with offshore wind resources.

## References

- Bosch, J., Staffell, I., and Hawkes, A. D. (2018). Temporally explicit and spatially resolved global offshore wind energy potentials. *Energy*, 163:766–781.
- C, O. M. H., Shadman, M., Amiri, M. M., Silva, C., Estefen, S. F., and La Rovere, E. (2021). Environmental impacts of offshore wind installation, operation and maintenance, and decommissioning activities: A case study of brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144:110994.
- CPRM (2019). Batimetria. <http://www.cprm.gov.br/publique/Geologia/Geologia-Marinha/Projeto-Batimetria-3224.html>. [Online; accessed 25-April-2020].
- CPTEC (2021). Estações. <http://clima1.cptec.inpe.br/estacoes/>. [Online; accessed 20-May-2021].

- de Assis Tavares, L. F., Shadman, M., de Freitas Assad, L. P., Silva, C., Landau, L., and Estefen, S. F. (2020). Assessment of the offshore wind technical potential for the Brazilian southeast and south regions. *Energy*, 196:117097.
- Díaz, H. and Guedes Soares, C. (2020). Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms. *Ocean Engineering*, 209:107381.
- Empresa de Pesquisa Energética (2020). Anuário estatístico de energia elétrica.
- EPE (2020). Plano nacional de energia 2050.
- EPE (2020). Roadmap eólica offshore Brasil.
- ICMBIO (2019). Migratory birds. <https://www.icmbio.gov.br/cemave/downloads.html>. [Online; accessed 10-May-2021].
- IPCC (2015). *Technology-specific Cost and Performance Parameters*, page 1329–1356. Cambridge University Press.
- IRENA (2019). Future of wind. deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (a global energy transformation paper).
- Latinopoulos, D. and Kechagia, K. (2015). A GIS-based multi-criteria evaluation for wind farm site selection. a regional scale application in Greece. *Renewable Energy*, 78:550 – 560.
- Lima, D. K., Leão, R. P., dos Santos, A. C., de Melo, F. D., Couto, V. M., de Noronha, A. W., and Oliveira Jr, D. S. (2015). Estimating the offshore wind resources of the state of Ceará in Brazil. *Renewable Energy*, 83:203–221.
- Marques, A. T., Santos, C. D., Hanssen, F., Muñoz, A.-R., Onrubia, A., Wikelski, M., Moreira, F., Palmeirim, J. M., and Silva, J. P. (2020). Wind turbines cause functional habitat loss for migratory soaring birds. *Journal of Animal Ecology*, 89(1):93–103.
- MMA (2019). Pipeline. <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. [Online; accessed 10-May-2021].
- MMA (2020). Áreas especiais. <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. [Online; accessed 20-March-2020].
- ONS (2019). *Plano da operação energética 2019-2023*. ONS.
- Pfenniger, S. and Staffell, I. (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, 114:1251–1265.
- Pookpant, S. and Ongsakul, W. (2016). Design of optimal wind farm configuration using a binary particle swarm optimization at Huasai district, southern Thailand. *Energy Conversion and Management*, 108:160–180.
- Vieira, M., Snyder, B., Henriques, E., and Reis, L. (2019). European offshore wind capital cost trends up to 2020. *Energy Policy*, 129:1364–1371.

Vinhoza, A. and Schaeffer, R. (2021). Brazil's offshore wind energy potential assessment based on a spatial multi-criteria decision analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 146:111185.



# Valorização de Ativos através do investimento em P&D

Eduardo Dias<sup>1\*</sup>;

<sup>1</sup> Renewable Energy Engineer at Vilco Energias Renováveis. Rua Vera Linhares de Andrade, 2845 – Itacorubi. CEP 88034-700. Florianópolis, SC, Brasil.

\*Autor correspondente: eduardo.dias@vilco.com.br

## Resumo

A energia eólica é a fonte energética que mais tem se destacado, no Brasil e no mundo, em termos de crescimento e expansão na última década. No Brasil, dentre as energias renováveis a fonte já é a segunda em termos de potência instalada ficando atrás apenas da fonte hídrica. Por apresentar uma natureza intermitente a inserção da energia eólica, cada vez em maiores quantidades, traz grandes desafios para o controle e operação dos sistemas elétricos. Uma previsão eólica de maior precisão auxiliaria a indústria eólica como um todo, tanto para os agentes geradores como reguladores, visto que poderiam planejar melhor a operação dos parques e trazer mais segurança ao sistema elétrico. O presente trabalho almeja apresentar um comparativo de dois modelos de previsão eólica, o primeiro é um modelo estatístico de previsão eólica e o segundo é um modelo físico atmosférico, desenvolvido através de um convênio de Pesquisa & Desenvolvimento entre a universidade Federal de Santa Catarina, o Instituto Federal de Santa Catarina e a empresa Atlantic Energias Renováveis S.A. durante o biênio de 2017-2019. Os resultados apontam que o modelo físico apresentou maior precisão em todos os cenários analisados. Além da qualidade da previsão, uma análise quantitativa foi realizada a fim de demonstrar como uma previsão eólica mais precisa melhora o planejamento do fluxo de caixa do projeto. A conclusão é que a previsão eólica com maior precisão valorizou o ativo eólico em 1,9% no período analisado, mostrando acertada a escolha do investimento realizado em pesquisa e desenvolvimento para a valorização dos ativos da empresa.

**Palavras-chave:** energia eólica; previsão eólica; modelos estatísticos; avaliação de ativos; pesquisa & desenvolvimento.

## Valorização de Ativos através do investimento em P&D

### Abstract

Wind energy is the renewable energy that has more highlight in business development, in Brazil and in the world, considering the growth and expansion of last decade. In Brazil, among renewable energies, this source is already the second in installed capacity, losing only to hydroelectric power. Due to its intermittent behavior, the expansion of wind energy, increasingly in larger quantities, brings great challenges to the control and operation of electrical systems. More accurate wind forecast would help the wind industry as a whole, helping generators and regulators better plan the operation of wind farms and bring more safety to the electrical system. This paper aims to present a comparison of two wind forecast models, the first is a statistical wind forecast model and the second is an atmospheric physical model, developed through a Research and Development agreement between the Federal University of Santa Catarina, the Federal Institute of Santa Catarina and the company Atlantic Energias Renováveis S.A. in the period 2017-2019. The results show that the physical model has greater precision in all analyzed scenarios. In addition to the forecast quality, a quantitative analysis was performed in order to demonstrate the use of an accurate forecast to perform better cash flow planning. An evaluation of the wind asset was also carried out. The conclusion achieved is the wind forecast with greater precision added a value of 1.9% to the wind asset in the analyzed period, showing it was a good choice of investment made in research and development for add value to the company's assets.

**Keywords:** wind energy; wind forecast; statistical models; asset valuation; Research and Development.

### Introdução

Na última década, a energia eólica tem apresentado um grande crescimento tanto a nível nacional como internacional. Segundo dados do Global Wind Energy Council (GWEC, 2020) temos atualmente 651 gigawatts [GW] de projetos eólicos instalados no mundo, além disso, a fonte eólica também se destaca por sua elevada taxa de crescimento, mantida em 12% nos últimos cinco anos.

No Brasil, a fonte eólica tem apresentado um crescimento acelerado. Em 2009 foi realizado o primeiro leilão para contratação exclusiva da fonte e desde então os projetos eólicos tem se mostrado competitivos e alcançado contratações expressivas, ano após ano. Números do fechamento de 2019 mostram o Brasil com 15,5GW de projetos eólicos em operação, o que representa 9% da matriz energética e figura no posto de 2ª fonte renovável em quantidade instalada, ficando atrás apenas da fonte hídrica (Abeeólica, 2019).

Em termos globais, o Brasil está em 7º lugar no ranking mundial de capacidade eólica instalada.

De 2011 a 2018, o investimento no setor eólico brasileiro foi de US\$ 31,2 bilhões e estima-se que foram criados 200 mil postos de trabalho no mesmo período (Bloomberg, 2019).

É inegável a importância e relevância que a energia eólica tem apresentado nos últimos anos e, apesar das vantagens que esta fonte traz como ser renovável, limpa e com preços competitivos, traz também muitos desafios. O fato de ser uma fonte de natureza intermitente, que não pode ser armazenada, pode em grande escala causar desequilíbrio na operação do sistema elétrico devido aos seus picos e quedas, típicos dos regimes de vento.

No Brasil, o despacho energético é controlado pelo órgão regulador Operador Nacional do Sistema [ONS]. Um dos procedimentos adotado por este órgão que se encontra nos Procedimentos de Rede, submódulo 8.1, é a regulamentação que exige aos geradores eólicos enviar diariamente a previsão de geração eólica para as próximas 96h (quatro dias). Estas informações são atualizadas diariamente e auxiliam o ONS a planejar e operar o despacho energético do Sistema Interligado Nacional [SIN].

Visando atender este procedimento de rede a empresa geradora contratou uma empresa especializada, que neste artigo, por motivos de confidencialidade será designada pelo método de previsão que utilizam: “modelo estatístico” para realizar o serviço de previsão eólica.

Em 2017, a empresa geradora criou em sua estrutura uma área interna de Pesquisa e Desenvolvimento [P&D]. Em out 2017 foi assinado um convênio de P&D entre a empresa geradora, a Universidade Federal de Santa Catarina [UFSC] e o Instituto Federal de Santa Catarina [IFSC] para, dentre outros pontos, o desenvolvimento de um código de previsão eólica utilizando outro método, que neste artigo será designado como “modelo físico (P&D)”.

O objetivo desse artigo, além de comparar os dois métodos de previsão eólica, sendo o primeiro um “modelo estatístico” e o segundo um “modelo físico (P&D)”, quer trazer a discussão de como avaliar a valorização do ativo “energia eólica” quando se utiliza uma previsão de maior precisão.

## **Material e Métodos**

Este é um estudo que compara dois métodos de previsão eólica que utilizam abordagens diferentes, sendo que o primeiro utiliza a abordagem de método estatístico enquanto o segundo, elaborado através de um convênio de pesquisa & desenvolvimento, utiliza uma abordagem física atmosférica. Os resultados das

metodologias foram analisados através do erro absoluto médio [MAE] e os valores atingidos aplicados em cenários de compra de energia, do complexo eólico estudado, durante o período de out. 2019 a jan. 2020.

Ressalta-se que todos os dados de entrada utilizados no presente artigo são de base pública ou provenientes de estudos anteriores do acordo de P&D citado. Como o projeto eólico estudado comercializou energia no ambiente regulado, através dos leilões organizados pela ANEEL, seus dados de localização, garantia física, montante de energia comercializada e preço negociado são públicos e podem ser verificados na base de dados da ANEEL, na seção Leilões de Geração.

No que tange aos aspectos de comercialização, a Câmara de Comercialização de energia elétrica [CCEE] contabiliza, apura e divulga os dados de geração dos agentes assim como o valor do Preço de Liquidação das Diferenças [PLD]. Além das entidades já citadas, o ONS também monitora e divulga os dados de geração dos projetos/complexos eólicos.

Os dados relativos aos resultados de previsão foram divulgados em artigos e dissertações elencados nas referências, cumprindo um dos objetivos do convênio de pesquisa que é a divulgação de informações relevantes a pesquisa nacional e ao setor eólico brasileiro.

O recorte temporal de out. 2019 a jan. 2020 fez-se necessário tanto para a época em que a pesquisa foi realizada como forma também de preservar eventuais estratégias de comercialização da empresa geradora.

### **Métodos de previsão eólica**

Considerando então a natureza variável do vento, a produção de energia elétrica em parques eólicos é impactada pelas condições meteorológicas de diversas escalas temporais que se desdobram nas áreas de climatologia, sinótica e micrometeorologia. O desenvolvimento de técnicas de previsão eólica é um dos temas que mais tem demandado pesquisas no setor.

A empresa geradora, visando cumprir as exigências dos procedimentos de rede, contratou uma empresa terceirizada especializada para fornecer as previsões eólicas (velocidade média do vento [ $m s^{-1}$ ] e geração [MWh]) no horizonte de curto prazo de 120h. No âmbito do convênio de P&D, foi desenvolvida uma ferramenta de previsão de vento com mesmo horizonte, ou seja, 120h.

Os modelos de previsão eólica podem ser classificados em três grupos principais, sendo eles: modelos estatísticos, físicos ou híbridos. Segundo Giebel et al. (2011), essa classificação se dá pelos dados de entrada.

A empresa terceirizada especializada utiliza para previsão um método estatístico. Resumidamente, tratam a variável “velocidade do vento” como uma série temporal, prevendo para o futuro comportamentos observados no passado através de regressões estatísticas e probabilísticas.

No âmbito do convênio de P&D, optou-se por outra abordagem de modelo físico, sendo eles o “Global Forecast System” [GFS] e o “Weather Research and Forecast” [WRF], explica-se que o primeiro é um modelo global e o último um modelo regional.

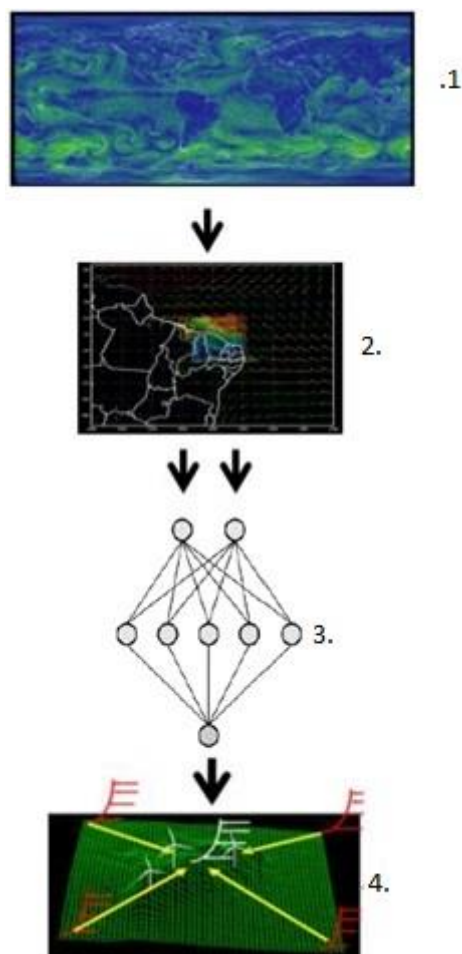


Figura 1. Exemplo de previsão utilizando modelo físico. Destacando as etapas de 1. Utilização do modelo GFS; 2. Utilização do modelo WRF; 3. Utilização de redes neurais e 4. Previsão de Geração Eólica;  
Fonte: Beccario (2018), adaptado

Ressalta-se que a precisão dos resultados de previsão não depende apenas da abordagem e/ou complexidade do método. Um modelo de previsão pode ter uma boa performance em um local e não repetir o mesmo desempenho em outro local (Jung;

Broadwater, 2014). Segundo Giebel e Kariniotakes (2017), os programas de previsão não são “plug-and-play”, pois são dependentes do local onde são aplicados.

### **Localização do projeto**

Dentre os projetos em operação da empresa geradora foram utilizados os dados do complexo eólico de Morrinhos, localizado no município de Campo Formoso, Bahia que se encontra em operação desde janeiro de 2016 no submercado de energia Nordeste (NE).



Figura 2. Localização do projeto de estudo  
Fonte: Dados originais da pesquisa



Figura 3. Imagem dos aerogeradores do projeto de estudo

Fonte: Site da empresa geradora

### Base de dados utilizada

As informações técnicas relevantes deste complexo eólico, que serão utilizadas neste trabalho, estão resumidas na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1. Informações do complexo eólico

|  | Informação     | Unit    |
|--|----------------|---------|
| Capacidade Instalada                         | 180            | MW      |
| Garantia Física                              | 100,2          | MWm     |
| Fator de Capacidade                          | 55,70%         | %       |
| Produção de Energia                          | 877.752,00     | MWh/ano |
| Início da entrada em operação                | jan/16         | -       |
| Fabricante do Aero gerador                   | Gamesa         | -       |
| Modelo da turbina                            | G97            | -       |
| Quantidade de turbinas                       | 15             | -       |
| Potência unitária                            | 2              | MW      |
| Altura                                       | 78             | M       |
| Diâmetro                                     | 97             | M       |
| Mercado                                      | Regulado (ACR) | -       |
| Leilão                                       | A-5/2011       | -       |
| Sub-mercado                                  | Nordeste       | -       |
| Preço Médio do Leilão                        | R\$ 105,12     | R\$/MWh |
| Preço Médio Atual (IPCA – data-base: fev/20) | R\$ 164,94     | R\$/MWh |

Fonte: Dados originais da pesquisa

Ressalta-se que os dados de geração dos projetos eólicos interligados ao SIN são divulgados pelo ONS através do Boletim de Geração Eólica, formando assim uma base pública para pesquisa.

Para a comparação dos resultados, foi escolhida a metodologia do erro absoluto médio, na sigla em inglês “Mean Absolute Error” [MAE], eq. (1).

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n |y_j - \hat{y}_j| \quad (1)$$

onde, n: é o número de erros;  $|y_i - \hat{y}_i|$ : o erro absoluto.

Por ser uma abordagem com valores absolutos, os valores médios positivos e negativos não se anulam.

Sobre o mercado de energia, no que tange ao respeito das relações comerciais de compra e venda, temos dois ambientes de comercialização: o mercado regulado

Ambiente de Contratação Regulada [ACR] e o mercado livre Ambiente de Contratação Livre [ACL].

No mercado regulado, as contratações são realizadas através de leilões de energia, organizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL], onde contratos são celebrados entre os geradores e as distribuidoras de energia. A nomenclatura dos leilões se dá pela data de entrega da energia, por exemplo, os leilões A-1, a entrega de energia se dará em 1 ano, já nos leilões A-4, a entrega se dará em 4 anos contados a partir da realização do leilão.

A seguir, pode-se verificar o histórico dos preços praticados nos leilões do ambiente regulados para a fonte eólica:

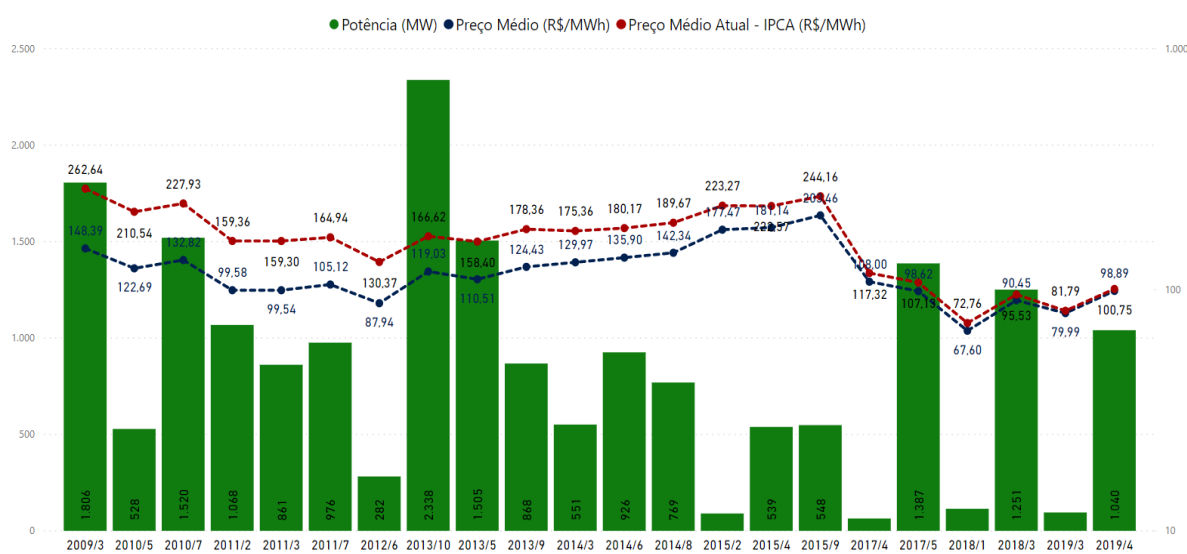


Figura 4. Histórico de Preços do ACR para a fonte eólica 2009-2019

Fonte: ANEEL (2020)

Já no mercado livre (ACL), os geradores, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres e especiais têm liberdade para negociar e estabelecer os preços e volumes dos contratos.

Para avaliação do valor da energia que não possui contrato firmado, pode-se tomar como referência o valor do Preço de Liquidação das Diferenças [PLD], valor calculado e divulgado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [CCEE].

Tabela 2. Preço do Preço de Liquidação das Diferenças [PLD] de jan/2018 a mai/2020 para cada sub-mercado [R\$/MWh] (continua)

| Mês    | SE/CO | S     | NE           | N     |
|--------|-------|-------|--------------|-------|
| mai/20 | 71,95 | 71,95 | <b>39,68</b> | 39,68 |



|        |        |        |               |        |
|--------|--------|--------|---------------|--------|
| abr/20 | 39,68  | 39,68  | <b>39,68</b>  | 39,68  |
| mar/20 | 81,86  | 150,18 | <b>66,92</b>  | 43,1   |
| fev/20 | 154,44 | 175,16 | <b>149,8</b>  | 125,84 |
| jan/20 | 327,38 | 327,38 | <b>327,22</b> | 327,22 |
| dez/19 | 227,3  | 227,3  | <b>227,3</b>  | 227,3  |
| nov/19 | 317,28 | 317,28 | <b>317,28</b> | 317,28 |
| out/19 | 273,89 | 273,89 | <b>273,89</b> | 273,89 |
| set/19 | 219,57 | 219,57 | <b>218,52</b> | 218,52 |
| ago/19 | 237,29 | 237,29 | <b>211,33</b> | 211,33 |
| jul/19 | 185,52 | 185,52 | <b>177,49</b> | 177,49 |
| jun/19 | 78,52  | 78,52  | <b>78,52</b>  | 78,52  |
| mai/19 | 135,17 | 135,17 | <b>50,95</b>  | 50,95  |
| abr/19 | 180,41 | 180,41 | <b>42,35</b>  | 42,35  |
| mar/19 | 234,49 | 234,49 | <b>154,15</b> | 42,35  |
| fev/19 | 443,66 | 443,67 | <b>164,24</b> | 45,28  |
| jan/19 | 192,1  | 192,1  | <b>84,76</b>  | 74,19  |
| dez/18 | 78,96  | 78,96  | <b>71,13</b>  | 51,61  |
| nov/18 | 123,92 | 123,92 | <b>123,92</b> | 123,92 |
| out/18 | 271,83 | 271,83 | <b>271,83</b> | 271,83 |
| set/18 | 472,75 | 472,75 | <b>472,75</b> | 473,58 |
| ago/18 | 505,18 | 505,18 | <b>505,18</b> | 505,18 |
| jul/18 | 505,18 | 505,18 | <b>505,18</b> | 505,18 |
| jun/18 | 472,87 | 472,87 | <b>441,96</b> | 441,96 |
| mai/18 | 325,46 | 325,46 | <b>211,57</b> | 159,47 |
| abr/18 | 109,71 | 109,71 | <b>108,64</b> | 51,13  |
| mar/18 | 219,23 | 219,23 | <b>218,14</b> | 40,16  |
| fev/18 | 188,79 | 188,54 | <b>178,54</b> | 42,91  |
| jan/18 | 180,07 | 177,82 | <b>178,01</b> | 142,23 |

Fonte: CCEE (2020)

## Resultados e Discussão

Os resultados que serão apresentados tratam do erro absoluto médio [MAE] dos modelos além uma análise da comercialização de energia pautada nestes resultados.

Inicia-se com a comparação do erro médio percentual para os meses de out. 2019 a jan. 2020, para a variável velocidade média do vento no projeto de estudo.

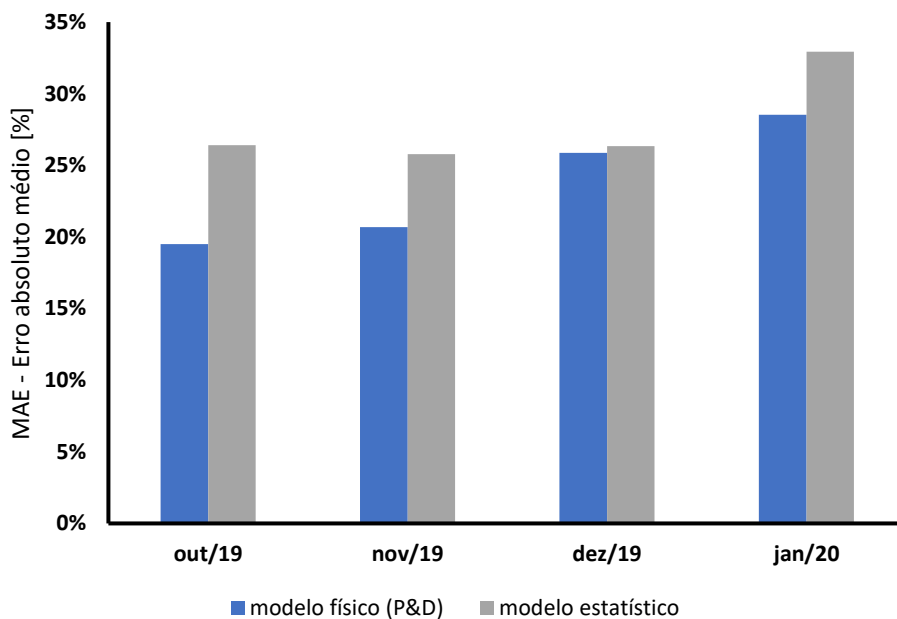


Figura 5. MAE comparando o erro médio das duas metodologias  
 Fonte: Resultados originais da pesquisa

Os resultados a seguir apresentam as curvas da velocidade média mensal considerando as medições exatas e as previsões do “modelo estatístico” e do “modelo físico (P&D)”.

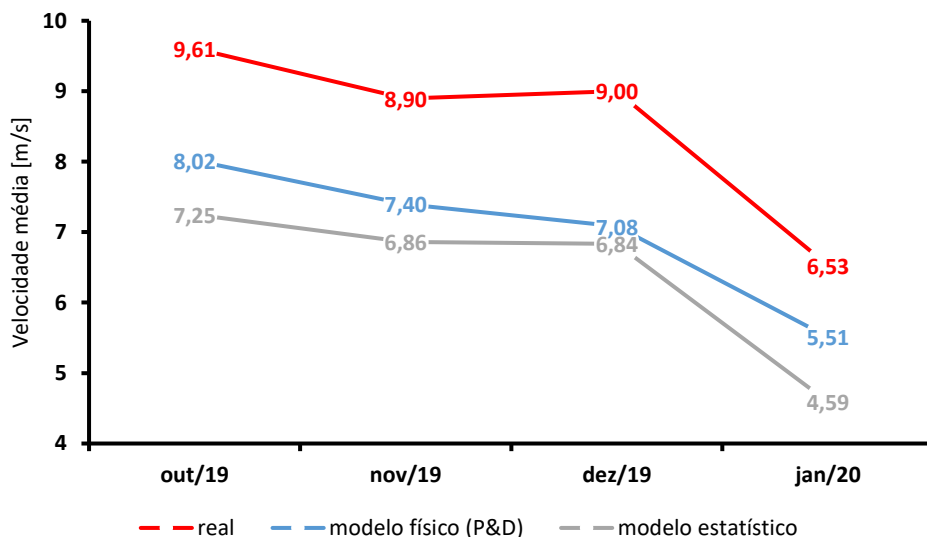


Figura 6. Resultados comparando as medições reais e as duas metodologias  
 Fonte: Resultados originais da pesquisa

Analisando a Figura 5, observa-se que o modelo físico (P&D) apresentou resultados com maior precisão, um MAE menor em todos os quatro meses analisados, quantitativamente 19.5%, 20.7%, 25.9% e 28.5% enquanto o modelo estatístico, teve os resultados de 26.4%, 25.8%, 26.4% e 32.9% nos mesmos períodos.

Verificando a Figura 6, observa-se a curva de velocidade média mensal obtida pelo modelo físico (P&D) aproxima-se mais da curva real que aquela prevista pelo modelo estatístico.

Nota-se que a metodologia de previsão utilizando modelo físico (P&D) teve maior precisão que aqueles utilizando uma previsão de modelo estatístico em todos os meses.

O método físico é mais complexo pois simula o comportamento da atmosfera em diversos níveis, primeiro numa escala global (GFS) e depois numa escala regional (WRF), para enfim ter os resultados na região escolhida. É notável a melhora da precisão da previsão no período estudado. Por sua vez, o método estatístico só conseguiu se aproximar do método físico em um único mês, dez. 2019, contudo ainda com menor precisão.

Ressalta-se que ambos os modelos de previsão estimaram uma geração de energia abaixo daquela verificada (Figura 6). Assim os resultados das previsões foram conservadores. Uma análise dos resultados durante um maior período pode revelar se este é um padrão para todo o ano ou se foi um efeito localizado no período estudado.

Baseados nos resultados das previsões, a empresa geradora deveria comprar energia nestes meses para cumprir o contrato firmado no ambiente regulado (Tabela 1).

A seguir apresenta-se a comparação da compra de energia baseado nas previsões do “modelo físico (P&D)” e do “modelo estatístico”, num cenário de apuração mensal de energia e PLD semanal, destacando também as diferenças entre os resultados.

Tabela 3. Compra de Energia baseada nas metodologias do “modelo físico (P&D)” e “modelo estatístico”

| Linha | Objeto   | out/19            | nov/19            | dez/19            | jan/20            |
|-------|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 1     | Produção de Energia Esperada - MWh (tabela 1)  | 73.146,00         | 73.146,00         | 73.146,00         | 73.146,00         |
| 2     | Preço Médio Atual - data-base:fev/20 [R\$/MWh] (tabela 1)  | 164,94            | 164,94            | 164,94            | 164,94            |
| 3     | Receita Esperada [R\$]<br>(Produção de Energia multiplicado pelo Preço Médio Atual)  | R\$ 12.064.701,24 | R\$ 12.064.701,24 | R\$ 12.064.701,24 | R\$ 12.064.701,24 |
| 4     | Produção de Energia prevista – [MWh]<br>("modelo físico (P&D)")  | 58.889,84         | 58.012,09         | 54.230,44         | 52.270,13         |
| 5     | Diferença [MWh]<br>(Produção de Energia Esperada subtraída Produção de energia prevista - "modelo físico (P&D)")                             | 14.256,16         | 15.133,91         | 18.915,56         | 20.875,87         |
| 6     | Produção de Energia prevista – [MWh]<br>("modelo estatístico")   | 53.835,46         | 54.296,28         | 53.872,03         | 49.059,02         |
| 7     | Diferença [MWh]<br>(Produção de Energia Esperada subtraída Produção de energia prevista - "modelo estatístico")                              | 19.310,54         | 18.849,72         | 19.273,97         | 24.086,98         |
| 8     | PLD Submercado NE [R\$/MWh] (tabela 2)   | 273,89            | 317,28            | 227,3             | 327,22            |
| 9     | Compra de Energia - "modelo físico (P&D)"<br>Diferença [MWh] multiplicada pelo valor PLD [R\$/MWh]<br>{linha 1 x linha 8}                    | R\$ 3.904.618,40  | R\$ 4.801.686,14  | R\$ 4.299.505,79  | R\$ 6.831.001,66  |
| 10    | Compra de Energia - "modelo estatístico"<br>Diferença [MWh] multiplicada pelo valor PLD [R\$/MWh]<br>{linha 7 x linha 8}                     | R\$ 5.288.964,90  | R\$ 5.980.640,49  | R\$ 4.380.973,61  | R\$ 7.881.740,88  |
| 11    | Diferença da compra de energia considerando a previsão do "modelo físico (P&D)" e a previsão do "modelo estatístico"<br>{linha 10 - linha 9} | R\$ 1.384.346,49  | R\$ 1.178.954,35  | R\$ 81.467,82     | R\$ 1.050.739,22  |

Fonte: Resultados originais da pesquisa

Analisando a linha 11 da tabela anterior (Tabela 3) observa-se que a diferença da compra de energia considerando a previsão do “modelo físico (P&D)” com a previsão do “modelo estatístico” ficou na ordem de grandeza de R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais) nos meses de out. 2019, nov. 2019 e jan. 2020, meses em que as previsões tiveram resultados mais discrepantes (figura 5). Considerando o valor da média da diferença do período analisado (tabela 3, linha 11) com a receita esperada no período (Tabela 3, somatório da linha 3), tem-se o seguinte resultado:

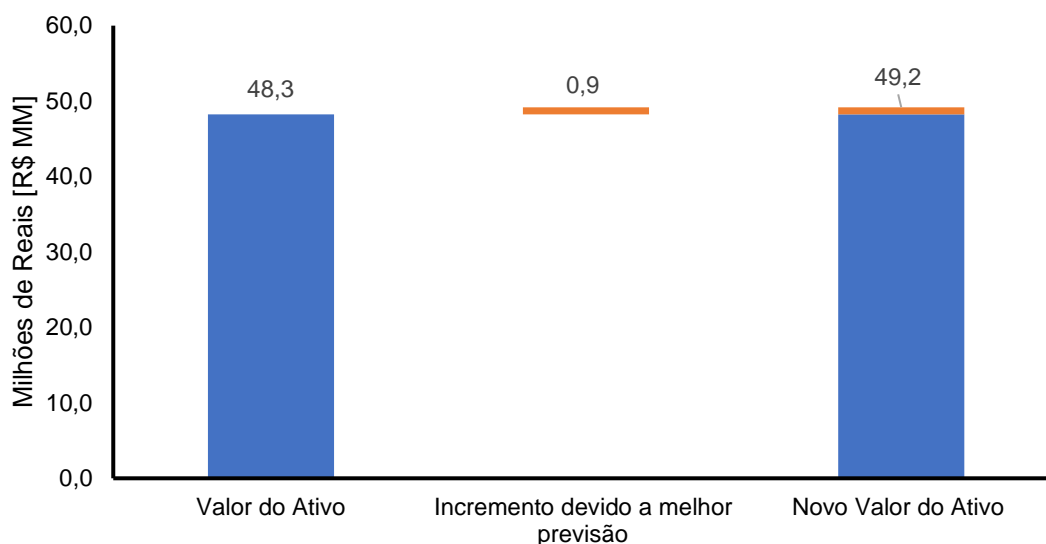


Figura 7. Valorização do Ativo através de uma melhor previsão  
Fonte: Resultados originais da pesquisa

Assaf Neto (2014) salienta que a avaliação de uma empresa não se processa como uma ciência exata, que permite a comparação absoluta dos resultados esperados, mas sim, procura-se retratar a realidade do ambiente econômico da organização, respaldada em certas premissas e hipóteses comportamentais.

Neste âmbito é de grande interesse da empresa que a receita esperada (Tabela 3, linha 3) sofra as menores variações possíveis, de forma a resguardar seu planejamento financeiro. Como o vento tem uma natureza variável, haverá meses com maior e menor incidência de ventos e uma melhor previsão pode antecipar para a empresa informações úteis para minimizar os efeitos de possíveis perdas de receita. No caso estudado, tomando-se os resultados da previsão do método estatístico, a empresa estaria num cenário onde deveria comprar energia em uma ordem de grandeza próxima a seis milhões de reais mensais (Tabela 3, linha 10) ao passo em que os resultados da previsão do modelo físico, apontam para um cenário onde a empresa deveria comprar energia em uma ordem de grandeza próxima a cinco milhões de reais mensais (Tabela 3, linha 11). A diferença da compra de energia destes dois métodos, remete a um

cenário onde a empresa teria uma economia adotando o modelo físico atmosférico que possui maior precisão.

A valorização de um ativo se dá pela expectativa de um fluxo de caixa futuro. No caso estudado, uma estimativa quantitativa desta valorização pode ser feita avaliando a diferença média da receita entre os dois métodos comparado com a receita esperada no período. Conforme observa-se na Figura 7, esta estimativa de valorização foi da ordem de 0,9 (zero vírgula nove) milhões ou em termos percentuais, o valor do ativo teve um incremento de 1,9% (um vírgula nove por cento). É um resultado intuitivamente esperado, que um modelo de previsão mais preciso traga benefícios a empresa, mas para a quantificação deste benefício é necessário analisar os diferentes resultados, informações muitas vezes não disponíveis na época de tomada de decisão de investimento (ou não) em pesquisa & desenvolvimento.

Ressalta-se então, o substancial incremento atingido com a utilização de um modelo de previsão com maior precisão, desenvolvido através de convênio de Pesquisa & Desenvolvimento.

## **Conclusão**

O presente trabalho fez a comparação de dois métodos de previsão eólica, sendo o primeiro um modelo estatístico e o segundo um modelo físico atmosférico, este último desenvolvido através de um convênio de Pesquisa & Desenvolvimento. Com a obtenção dos resultados de previsão foi realizada uma análise de comercialização de energia necessária para cumprimento do contrato de energia do projeto estudado, durante o período de out. 2019 a jan. 2020. Os resultados de previsão do “modelo físico (P&D)” tiveram maior precisão, apresentaram um MAE (erro médio absoluto) menor em todos os meses analisados, quantitativamente 19.5%, 20.7%, 25.9% e 28.5% enquanto o modelo estatístico teve os resultados de 26.4%, 25.8%, 26.4% e 32.9% para o mesmo período. Analisou-se então a diferença na comercialização de energia, baseada nas duas metodologias de previsão. Em termos de receita, a diferença média foi de R\$ 923 mil (novecentos e vinte e três mil reais). O modelo físico atmosférico, fruto do investimento da empresa em pesquisa & desenvolvimento, apresentou-se com maior precisão, o que traz benefícios a empresa, auxiliando em seu planejamento financeiro, antecipando informações úteis para minimizar os efeitos de possíveis perdas de receita e estimando melhor seu fluxo de caixa futuro. Com esta melhoria na previsão, estimou-se a valorização do ativo “energia eólica” através da diferença da receita projetada pelos dois modelos. A previsão com maior precisão, o ativo “energia eólica” da empresa teve

um acréscimo de 1,9% (um vírgula nove por cento) nas condições estudadas, mostrando acertada a escolha do investimento realizado em pesquisa e desenvolvimento para a valorização dos ativos da empresa.

## Referências

Abeeólica, InfoVento. 2019. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 20 jan. 2020.

Atlas eólico: Bahia / elaborado por Camargo-Schubert Engenheiros Associados... [et al.]; Salvador : SECTI : SEINFRA : CIMATEC/ SENAI, 2013.

Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL]. Ano. Base de dados. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao>>. Acesso em: 15 dez. 2019.

Amarante, O.A.C. 1984. Fontes energéticas brasileiras-inventário/tecnologia-energia eólica. 4, Composite Tecnologia Indústria e Comércio Ltda.

Assaf Neto, A. 2014. Finanças corporativas e valor. 7ed. Atlas, São Paulo, SP, Brasil.

Beccario, C. Earth. Ano. Disponível em: <[earth.nullschol.net](http://earth.nullschol.net)>. Acesso em: 20 jan. 2020.

Bloomberg New Energy Finance [BNEF]/Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações [MCTIC]. 2019 [s.l.: s.n.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [CCEE]. Ano. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos)>. Acesso em: 15 mar. 2020.

Coimbra, I. L. 2018. Previsões do Vento e da Geração Eólica: Pesquisas no Lepten/UFSC. I workshop brasileiro sobre modelagem da atmosfera – Aplicações na área de energia eólica.

Coimbra, I. L. 2018. Investigation of a coastal wind farm at northeast Brazil using the WRF model. Dissertação, Universidade Federal de Santa Catarina.

Empresa de Pesquisa Energética [EPE]. Ano. Informe Técnico sobre os Leilões de Energia de 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-informe-tecnico-sobre-os-leiloes-de-energia-de-2019>>. Acesso em: 09 fev. 2020.

Global Wind Energy Council [GWEC]. Ano. Global Wind Report, Annual Market update 2019. Disponível em: <<https://gwec.net/>>. Acesso em: 15 mar. 2020.

Giebel, G. et al. 2011. The State of the Art in Short-Term Prediction of Wind Power: A Literature Overview. 2ed.

Giebel, G.; Kariniotakis, G. 2017. Chapter 3: Wind power forecasting - a review of the state of the art. Elsevier Ltd, 2017

Jung, J.; Broadwater, R.P. 2014. Current status and future advances for wind speed and power forecasting. Renewable and Sustainable Energy Reviews 31: 762–777.

Lutgens, F.K.; Tarbuck, E.J. 1995. The Atmosphere: An Introduction to Meteorology. 6ed. Prentice Hall, New Jersey, EUA.

FARIAS, J. G. DE 2020 Machine Learning aplicado à previsão de geração de energia eólica com diferentes modelos de previsão numérica do tempo. Dissertação, Universidade Federal de Santa Catarina.

Operador Nacional do Sistema [ONS]. 2016. Submódulo 8.1 - Programação diária da operação eletroenergética Brasil. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 13 nov. 2019.





**20 e 21**  
**Outubro**  
**2021**



*CATEGORIA 2*

**NOVAS TECNOLOGIAS**



## A INFLUÊNCIA DO AVANÇO TECNOLÓGICO DOS AEROGERADORES NO GANHO DE ESCALA DE PROJETOS EÓLICOS *OFFSHORE*

David Cassimiro de Melo<sup>1</sup>, Cláudio Luiz Pontes Júnior<sup>2</sup>, Gabriela Soares do Nascimento<sup>3</sup>, João Agra Neto<sup>4</sup>, Mario Orestes Aguirre González<sup>5</sup>, Rafael Monteiro de Vasconcelos<sup>6</sup>, Bruno Mitsuo Mazetto<sup>7</sup>, Daniel Faro do Amaral Lemos<sup>8</sup>

1, 2, 3, 4, 5, 6 Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFRN

(Grupo de Pesquisa Cri-Ação: Renewable Energy)

7,8 CENPES Petrobras

davidcassi@yahoo.com.br<sup>1</sup>, claudiopontesjunior@gmail.com<sup>2</sup>, gabisoares16@hotmail.com<sup>3</sup>, joaoagra\_@hotmail.com<sup>4</sup>, mario@ct.ufrn.br<sup>5</sup>, rafaelmonteirov@yahoo.com.br<sup>6</sup>, bruno.mazetto@petrobras.com.br<sup>7</sup>, danielfaro@petrobras.com.br<sup>8</sup>

### Resumo

A evolução tecnológica na indústria eólica *offshore* tem contribuído com o setor na redução dos seus custos de geração e aumento na rentabilidade dos projetos. O presente artigo tem como objetivo, a partir de um estudo de caso, analisar o impacto do aumento da potência nominal das turbinas nos indicadores de viabilidade técnico-econômica do projeto de uma usina eólica *offshore*. Para tanto, considerou-se um projeto de 1 GW, localizado a uma distância de 21,3 km da costa do Rio Grande do Norte, a partir de três cenários com turbinas de diferentes potências nominais: 5 MW, 10 MW e 15 MW. As estimativas de produção de energia e custos foram realizadas, respectivamente, a partir do Global Wind Atlas e da aplicação de equações paramétricas. Os resultados indicam redução nos custos CAPEX, OPEX e DECEX de, aproximadamente, 8%, no LCoE de 31%, no *Payback* Descontado de 10 anos (a partir do primeiro ano de operação) e aumentos no fator de capacidade, de 16%, no VPL e na TIR.

### Abstract

Technological evolution in the offshore wind industry has contributed to the sector in reducing its generation costs and increasing project feasibility. This article aims, from a case study, to analyze the impact of increasing the nominal power of turbines on the technical and economic feasibility indicators of an offshore wind power plant project. Therefore, a 1 GW project was considered, located at a distance of 21,3 km from the coast of Rio Grande do Norte, from three scenarios with turbines of different nominal powers: 5 MW, 10 MW and 15 MW. Estimates of energy production and costs were performed, respectively, from the Global Wind Atlas and the application of parametric equations. The results indicate a reduction in CAPEX, OPEX and DECEX costs of approximately 8%, in LCoE of 31%, in Discounted Payback of 10 years (from



the first year of operation) and increases in the capacity factor, of 16%, in the NPV and in the IRR.

## 1. INTRODUÇÃO

A preocupação com o aumento da temperatura média do planeta tem direcionado países a estabelecerem políticas para um desenvolvimento sustentável. O Acordo de Paris, estabelecido em 2015, tem como principal o objetivo reduzir as emissões dos gases de efeito estufa, limitando o aquecimento global a 1,5°C em comparação aos níveis pré-industriais (UNFCCC, 2021).

A energia eólica *offshore* é uma das fontes renováveis promissoras, considerada uma alternativa para a contribuição com o Acordo de Paris, visto que é uma energia limpa, sustentável e de baixos impactos ambientais. Assim, a implementação dessa tecnologia propicia a redução de emissão de carbono e reduz a rapidez no esgotamento de combustíveis fósseis.

Em 2020, 35 GW de capacidade já haviam sido instalados, em âmbito global, e espera-se que esse número cresça exponencialmente nos próximos anos (GWEC, 2021). Devido sua localização (em mar), a energia eólica *offshore* possui ventos com alta velocidade, constância e uma alta estabilidade. Essas características permitem o desenvolvimento de turbinas com potências nominais cada vez maiores (KAUSCHE et al., 2018). Logo, o setor caracteriza-se por uma tendência contínua de inovações nas turbinas, com máquinas maiores, melhor desempenho e maior capacidade (FALANI et al., 2020; IEA, 2019)

Aliado ao aumento da potência nominal, aumenta-se também a dimensão dos componentes, e conseqüentemente a complexidade e os desafios logísticos, acarretando na necessidade de equipamentos e embarcações com maiores capacidades para comportar as novas turbinas, e assim um aumento nos custos logísticos (POULSEN; LEMA, 2017).

Porém, de acordo com o IRENA (2021) o custo nivelado de produção (LCoE – levelized cost of energy) médio reduziu em 48% do 2010 a 2020, antes USD 0,162/kWh, chegando a USD 0,084/kWh. Nesse mesmo período, a capacidade instalada no mundo passou de 3,1GW para 34,4 GW. Atribui-se essa redução às melhorias em toda a cadeia de valor, incluindo o avanço tecnológico, a economia de escala e a maturidade da indústria. Com os resultados dos novos leilões espera-se que a partir de 2023 o LCoE fique entre USD 0,05/kWh a USD 0,10/kWh, incluindo em mercados novos (IRENA, 2021).



Lacal-Aránzaga, Yusta e Domínguez-Navarro (2018) analisaram a influência do aumento da potência nominal das turbinas nos custos de instalação das usinas, por meio do tempo de instalação e os custos diários com embarcações. Eles observaram que os custos totais tendem a subir, porém a capacidade instalada é maior, fazendo com que os custos por MW instalado sejam menores. Assim, evidenciam a diminuição dos custos de instalação com o aumento da potência nominal da turbina.

Diante do exposto, foi identificada uma lacuna na literatura sobre estudos do impacto avanço tecnológico das turbinas no LCoE. Assim, surgindo a questão: Qual a influência do aumento das turbinas nos indicadores de viabilidade técnico-econômica de usinas eólicas *offshore*? Com isso, o objetivo da pesquisa é analisar o impacto do aumento da potência nominal das turbinas nos indicadores de viabilidade técnico-econômica do projeto de uma usina eólica *offshore*. Para isso, foi feito um estudo de caso com três cenários diferentes com dados de turbinas de 5 MW, 10 MW e 15 MW, avaliando a influência deste fator no Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* Descontado e Custo Nivelado de Energia (LCoE).

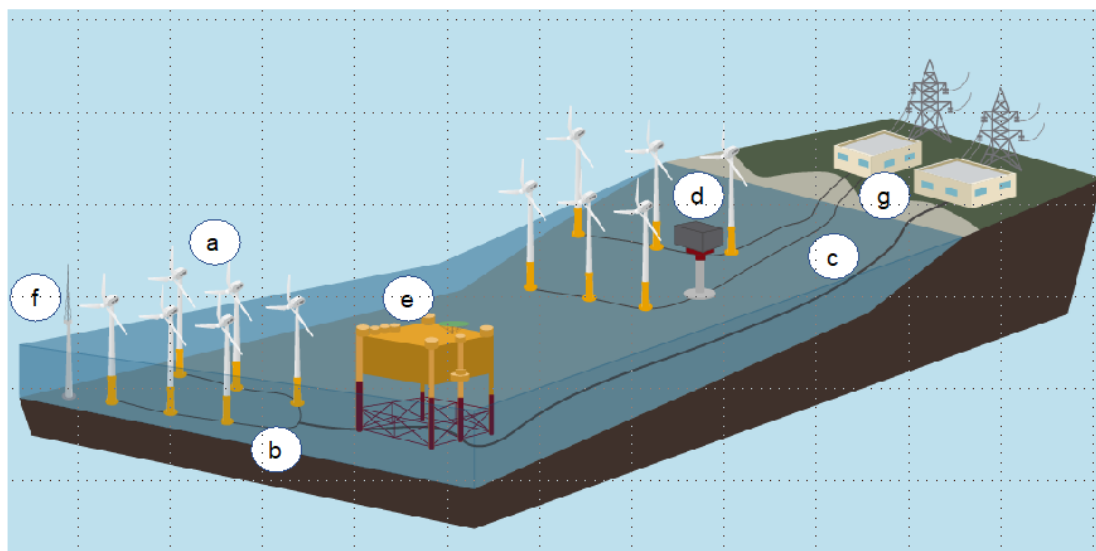
O artigo está organizado em 6 seções, sendo essa a introdutória. A seção 2 aborda a fundamentação teórica, apresentando sobre os componentes de uma usina eólica *offshore*, os custos presentes no ciclo de vida de uma usina e os principais indicadores de viabilidade técnico-econômica. Na seção 3 é apresentado o método da pesquisa, os procedimentos e detalhes das etapas da pesquisa. A quarta seção aborda o estudo de caso com as informações dos três cenários estudados. Na quinta seção são apresentados os resultados obtidos e na sexta seção são apresentadas as conclusões e recomendações para futuros estudos.

## **2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **2.1 Componentes de uma usina eólica *offshore***

Os componentes observados em uma usina eólica *offshore* apresentam similaridades ao de uma *onshore*, com destaque para o aerogerador. Entretanto, por serem desenvolvidas em ambientes diferentes (mar e terra), apresentam suas particularidades. A Figura 1 apresenta a disposição dos componentes de uma usina eólica *offshore*.

Figura 1 – Componentes de uma usina eólica *offshore*



Fonte: Creation (2019)

Os aerogeradores (a) projetados para o ambiente *offshore* possuem tamanhos maiores e uma capacidade de geração de energia mais elevada devido ao maior espaço observado no ambiente marinho (EFFIOM; NWANKWOJIKE; ABAM, 2016). No mercado *offshore*, a Vestas anunciou o lançamento do seu modelo de 15 MW (V236 – 15.0 MW), enquanto o seu maior modelo para o ambiente *onshore* é de 4.2 MW (V150 – 4.2 MW).

No ambiente marinho, as turbinas são instaladas sobre fundações, as quais podem variar a depender da profundidade do local, do comportamento das ondas e das condições do leito marinho (MIN et al., 2016). Os principais tipos de fundações observados são: *monopile*, *jacket*, *tripod*, *triple*, *gravity-based* e flutuantes (KAISER; SNYDER, 2012). Acoplada as fundações, encontra-se a peça de transição (*transition piece*), responsável por corrigir desalinhamentos entre a fundação e a turbina (BVG ASSOCIATES, 2019).

Além da turbina e sua fundação, é necessário um sistema que possa coletar e escoar a produção de energia elétrica. Esse sistema é composto por cabos coletores (b), cabos de exportação (c), transformadores (d), subestação *offshore* (e) e subestação *onshore* (g) (IOANNOU; ANGUS; BRENNAN, 2018). Por fim, também compõem o cenário de uma usina eólica *offshore* as torres de medição (f).

## 2.2 Custo do ciclo de vida de projetos eólicos *offshore*

Estimar os custos envolvidos em um projeto de uma usina eólica *offshore* envolve conhecer o ciclo de vida desse empreendimento. Conforme Figura 2, o ciclo de vida está dividido em cinco fases: Desenvolvimento e Concessão; Produção e Aquisição; Instalação e Comissionamento; Operação e Manutenção e Descomissionamento (BVG ASSOCIATES, 2016, 2019; EFFIOM; NWANKWOJIKE; ABAM, 2016; SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016).



Fonte: Adaptado de BVG Associates (2016)

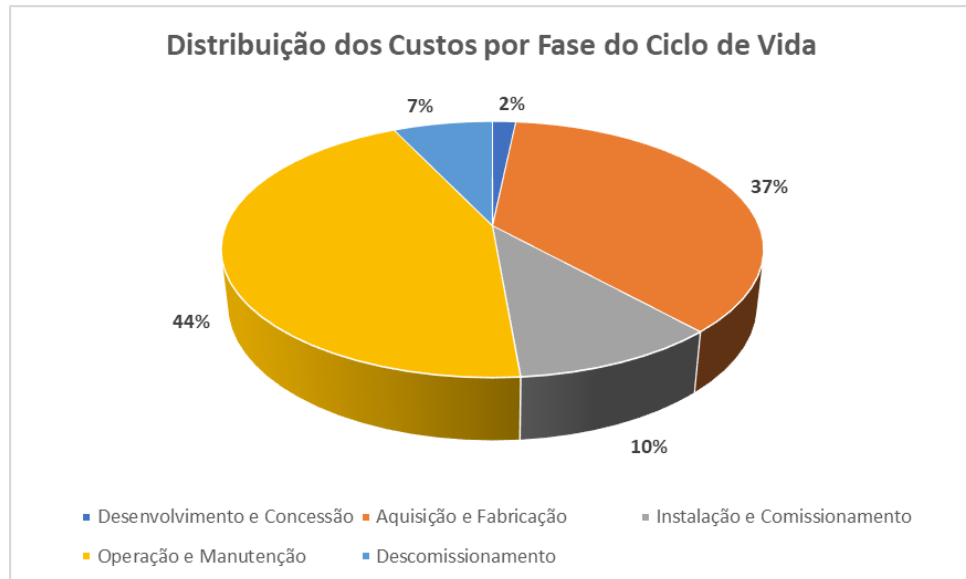
A Figura 2 apresenta o tempo estimado para as fases do ciclo de vida, sendo a “Operação e Manutenção” com maior tempo de duração (25 anos). Considerando todas as fases, esse tempo pode ultrapassar os 30 anos. No caso Holanda, pretende-se ampliar o tempo concessão dos projetos eólicos *offshore* para 40 anos (DURAKOVIC, 2020).

Os custos envolvidos no todo o ciclo de vida são classificados em:

- **Capital Expenditure (CAPEX):** trata-se dos investimentos aportados no projeto em turbinas, torres, subestruturas, subestações, certificações, licenciamento, planejamento e desenvolvimento, conexão à rede, desenvolvimento do local, montagem e comissionamento (KAUSCHE et al., 2018). Esses investimentos estão presentes nas fases de “Desenvolvimento e Concessão”, “Aquisição e Fabricação” e “Instalação e Comissionamento”.
- **Operational Expenditure (OPEX):** nesse grupo, tem-se os custos envolvidos na fase de “Operação e Manutenção” do projeto, os quais envolvem inspeção, reparo e substituição de peças desgastadas (KAUSCHE et al., 2018).
- **Decommissioning Expenditure (DECEX):** custos relacionados aos desinvestimentos, envolvendo a retirada dos equipamentos de operação bem como sua desmontagem, os quais são realizados na fase de “Descomissionamento” do projeto (BVG ASSOCIATES, 2016).

A distribuição dos custos desses custos pode variar para cada tipo de projeto. A Figura 3 apresenta a distribuição desses custos (BVG ASSOCIATES, 2019).

Figura 3 – Distribuição dos Custos por Fase do Ciclo de Vida



Fonte: Adaptado de BVG Associates (2019)

O caso apresentado na Figura 3 considera um projeto de 1 GW, com 25 anos de operação. Pode-se observar que a fase de “Desenvolvimento e Concessão” apresenta menor impacto, representando apenas 2% do custo total do projeto. As fases mais onerosas são a de “Operação e Manutenção” e “Aquisição e Fabricação”, com 44% e 37%, respectivamente. Esse comportamento é decorrente do tempo que uma usina permanece em operação (25 anos) e devido aos altos valores dos componentes (turbinas, fundações, cabos e subestações).

Diferentes abordagens podem ser aplicadas para estimar os custos do ciclo de vida de projetos eólicos *offshore*. Na literatura observam-se estudos de viabilidade técnico-econômica considerando as seguintes abordagens:

- **Paramétrica:** consiste na adoção de equações paramétricas para estimar os custos dos componentes de uma usina eólica *offshore*. Dicorato et al. (2011), Gonzalez-Rodriguez (2017), Ioannou, Angus e Brennan (2018) e Shafiee, Brennan e Espinosa (2016) consideram essa abordagem em seus estudos.
- **Top-down:** a estimativa dos custos é realizada a partir de macrométricas como CAPEX/MW, OPEX/MW e DECEX/MW, como apresentado por Valpy et al. (2017).



- **Bottom-up:** considera o custo de cada componente de uma usina eólica *offshore*, fornecidos por relatórios técnicos como BVG Associates (2010) atualizado em BVG Associates (2019).
- **Sistema de Informação Geográfica (SIG):** utiliza SIG (como ArcGis, QGIS) para estimar a viabilidade técnico-econômica de usinas eólicas *offshore*. Esse tipo de abordagem permite analisar a viabilidade dos projetos, considerando características individuais de cada local como potencial eólico, profundidade, restrições ambientais, entre outros. Pode ser observada nos estudos de Bosch, Staffell, Hawkes, (2019), Castro-Santos et al. (2020) e Cavazzi; Dutton (2016).

A análise de viabilidade técnico-econômica conduzida por esse estudo considera a abordagem paramétrica. No método da pesquisa são apresentadas as equações utilizadas para a estimativa de custos de cada fase do ciclo de vida.

## 2.3 Indicadores de viabilidade econômica

### 2.3.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é considerado um dos métodos mais efetivos para avaliar a viabilidade de um projeto (LEE et al., 2016). Trata-se do valor presente dos fluxos de caixa líquidos, diferença entre receitas e os custos, considerados durante o período analisado (MIN et al., 2015). No caso de empreendimentos eólicos, as receitas envolvem a venda da eletricidade gerada, enquanto os custos são representados pelos investimentos mais os custos da fase de “Operação e Manutenção” (ALBANI; IBRAHIM; YONG, 2014).

O cálculo do VPL é definido pela Equação 1 (NGUYEN; CHOU, 2018).

$$VPL = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} - C_s \quad (1)$$

Onde:  $CF_i$  = fluxo de caixa no período  $i$ ;  $r$  = taxa de desconto;  $C_s$  = investimento inicial;  $i$  = período analisado.

O projeto será considerado economicamente viável quando o VPL apresentar valor positivo (CALI et al., 2018). Caso contrário, o investimento não pode ser justificado, considerando o horizonte analisado (MIN et al., 2016).

### 2.3.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)





A Taxa Interna de Retorno (TIR) representa a rentabilidade do projeto, sendo comparada a taxa de desconto adotada no cálculo do VPL (LEE et al., 2016). A TIR é a taxa que resulta em um VPL igual à zero (CALI et al., 2018; MIN et al., 2015; SANTOS-ALAMILLOS et al., 2017).

O seu cálculo é definido pela Equação 2 (SCHWEIZER et al., 2016).

$$0 = \sum_{i=0}^n FC_i(1 + IRR)^{-i} \quad (2)$$

Onde:  $FC_i$  = fluxo de caixa no período  $i$ ;  $IRR$  = taxa interna de retorno;  $i$  = período analisado.

A TIR indicada que um projeto é viável quando o seu valor é superior a taxa de desconto considerada no projeto (SANTOS-ALAMILLOS et al., 2017).

### 2.3.3 Payback Descontado

O tempo necessário para que o valor presente líquido de todos os custos seja igual ao de todas as receitas é definido como *Payback* Descontado (LEE et al., 2016; MUDASSER; YIRIDOE; CORSCADDEN, 2013). A Equação 3 apresenta o cálculo do *Payback* Descontado.

$$\text{Payback Descontado} = \frac{\log\left(1 - \frac{r * C_s}{(\sum_{i=1}^n CF_i)/n}\right)}{\log\left(\frac{1}{1+r}\right)} \quad (3)$$

Onde:  $CF_i$  = fluxo de caixa no período  $i$ ;  $r$  = taxa de desconto;  $C_s$  = investimento inicial;  $i$  = período analisado.

### 2.3.4 Custo Nivelado de Energia (LCoE)

O Custo Nivelado de Energia (LCoE) representa o custo para cada unidade de energia produzida e pode ser utilizado como um parâmetro de comparação para avaliar projetos de diferentes fontes de energia (MYHR et al., 2014). O seu cálculo é definido como a razão entre o valor presente líquido de todos os custos envolvidos no ciclo de vida do projeto e a energia produzida durante a operação, conforme apresentado na Equação 4 (JUDGE et al., 2019).

$$LCoE = \frac{(CAPEX + VPL(OPEX))}{VPL(\text{Total de energia produzida})} \quad (4)$$

Onde:  $CF_i$  = fluxo de caixa no período  $i$ ;  $r$  = taxa de desconto;  $C_s$  = investimento inicial;  $i$  = período analisado.

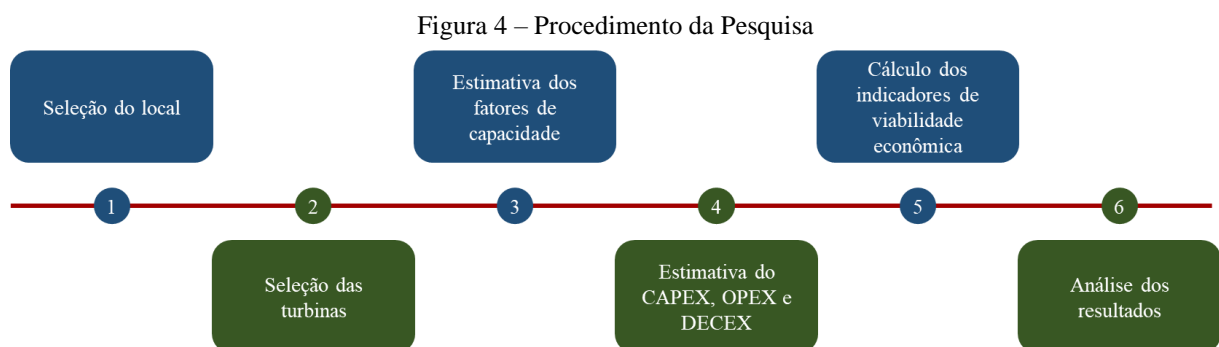
O LCoE é um importante indicador para o investidor do projeto, pois permite conhecer o valor mínimo pelo qual a energia deve ser vendida. A relação entre LCoE e preço de venda da energia é estabelecido a seguir:

- Se o preço de venda da energia for maior do que o LCoE, o projeto apresentará viabilidade econômica;
- Se o preço de venda da energia for menor do que o LCoE, o projeto não apresentará viabilidade econômica.

Conhecer essa relação permite ao investidor buscar no mercado por valores de venda de energia que garantam a sustentabilidade do seu projeto.

### 3. MÉTODO DE PESQUISA

O presente artigo trata de um estudo de caso. As análises desenvolvidas consideraram um projeto de uma usina eólica *offshore* com capacidade instalada de 1 GW, na qual foram analisados os impactos nos indicadores econômicos (VPL, TIR, *Payback* Descontado e LCoE), a partir da seleção de aerogeradores com diferentes potências nominais. Para tanto, foi seguido o procedimento apresentado na Figura 4.



Fonte: Elaboração Própria (2021)

A seguir, são detalhadas cada uma das etapas do procedimento adotado.

O local selecionado está a uma distância de 21,3 quilômetros da costa do Rio Grande do Norte, cujas coordenadas de latitude e longitude são, respectivamente,  $-4,918706^\circ$  e  $-36,308716^\circ$ .



Os modelos de turbina considerados para o estudo foram NREL de 5 MW, 10 MW e 15 MW, caracterizando três cenários. As curvas de potência de cada aerogerador estão disponíveis em domínio público em NREL (2021) e foram utilizadas para a estimativa dos fatores de capacidade.

Com o auxílio do Global Wind Atlas, foram estimados os fatores de capacidade médio para cada um dos cenários na localização escolhida. O Global Wind Atlas é baseado no *software* WAsP da DTU (*Technical University of Denmark*). Para os cálculos, o programa considera características individuais de cada turbina (altura do *hub*, diâmetro do rotor, entre outras), curva de potência e dados de vento coletados pelo ERA-5. Os resultados da simulação permitiram estimar a energia gerada pelo parque, considerando uma perda de 10% na produção.

O CAPEX, OPEX e DECEX foram estimados para cada fase do ciclo de vida do projeto a partir da aplicação de equações paramétricas sistematizadas com a revisão de artigos científicos e relatórios técnicos. No Apêndice I são apresentadas as parametrizações para cada fase do ciclo de vida.

Em razão da diversidade de documentos, os valores por eles apresentados divergiam em moeda e ano de cotação. No Quadro 1 são listadas as referências com suas respectivas moedas e ano base. Todas as moedas apresentadas foram corrigidas por suas inflações no período e convertidas para o Dólar, considerando o período base dezembro de 2019.

Quadro 1 – Moedas e ano base das referências

| Referência                   | Moeda           | Ano Base |
|------------------------------|-----------------|----------|
| Shafiee <i>et al.</i> (2016) | Libra Esterlina | 2016     |
| Gonzalez-Rodriguez (2017)    | Euro            | 2016     |
| Bosch <i>et al.</i> (2019)   | Dólar           | 2016     |
| Ioannou <i>et al.</i> (2018) | Libra Esterlina | 2018     |
| BVG (2019)                   | Libra Esterlina | 2019     |

Fonte: Elaboração Própria (2021)

De posse de todas os dados coletados nas etapas anteriores, foi possível projetar os fluxos de caixa para uma usina eólica *offshore* de 1 GW para cada um dos aerogeradores selecionados na etapa 2. Na análise, foi considerado um período de 30 anos, sendo 25 de operação e manutenção da usina. A distribuição dos custos no fluxo de caixa seguiu o aplicado no estudo de Shafiee, Brennan e Espinosa (2016), o qual analisou a viabilidade técnico-econômica de uma usina de 500 MW a partir da abordagem paramétrica. Foram



desconsiderados os efeitos dos impostos, depreciação e taxas de transmissão nos resultados do projeto.

A partir dos fluxos de caixa projetados, foram calculados os indicadores econômicos Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, *Payback* Descontado e o Custo Nivelado de Energia. A taxa de desconto considerada foi de 6,98% ao ano (ANEEL, 2020). Por fim, os resultados dos indicadores econômicos, para cada cenário, foram apresentados e discutidos.

#### 4. Estudo de Caso

Para analisar o impacto do aumento do tamanho das turbinas eólicas *offshore* na viabilidade técnico-econômica dos projetos, foram consideradas os aerogeradores da NREL com capacidades nominais de 5 MW, 10 MW e 15 MW. A Tabela 1 apresenta as características de cada modelo.

Tabela 1 – Características dos aerogeradores

| Característica                  | 5 MW | 10 MW | 15 MW |
|---------------------------------|------|-------|-------|
| Diâmetro do rotor (m)           | 126  | 205   | 240   |
| Altura do <i>hub</i> (m)        | 90   | 125   | 150   |
| <i>Rated wind speed</i> (m/s)   | 11,4 | 12    | 11    |
| <i>Cut-in wind speed</i> (m/s)  | 3    | 4     | 4     |
| <i>Cut-out wind speed</i> (m/s) | 25   | 25    | 25    |

Fonte: NREL (2021)

As análises referem-se a uma usina de 1 GW, com fundação do tipo *monopile* e um distanciamento, entre as turbinas, de 8 x 8 diâmetros de rotor. A localização escolhida encontra-se nas coordenadas  $-4,918706^\circ$  e  $-36,308716^\circ$  (latitude e longitude), a uma distância de 3430 metros da costa do Rio Grande do Norte e profundidade de 25 metros. Em relação as quantidades de turbinas, são consideradas 200 de 5 MW (1 GW), 100 de 10 MW (1GW) e 67 de 15 MW (1,005 GW). Foram considerados seis cabos de exportação, embasado em Nunes (2020), o qual analisou o desenvolvimento de uma usina de 1 GW na costa do Rio Grande do Norte. Os custos envolvidos nos três cenários são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Custos do projeto

| Componente/Fase             | 5 MW (US\$)      | 10 MW (US\$)     | 15 MW (US\$)     |
|-----------------------------|------------------|------------------|------------------|
| Desenvolvimento e Concessão | 149.114.104,67   | 139.313.395,87   | 137.100.346,29   |
| Turbinas                    | 1.301.000.000,00 | 1.301.000.000,00 | 1.307.505.000,00 |
| Estrutura de suporte        | 475.596.197,25   | 475.596.197,25   | 477.974.178,24   |



|  |                |                |                |
|--|----------------|----------------|----------------|
| Subestação <i>offshore</i>               | 154.964.331,18 | 154.964.331,18 | 154.964.331,18 |
| Subestação <i>onshore</i>                | 77.482.165,59  | 77.482.165,59  | 77.482.165,59  |
| Cabos coletores                          | 63.593.461,68  | 56.034.786,74  | 55.982.935,09  |
| Cabo de exportação <i>offshore</i>       | 135.752.339,36 | 135.752.339,36 | 135.752.339,36 |
| Cabo de exportação <i>onshore</i>        | 22.625.497,63  | 22.625.497,63  | 22.625.497,63  |
| Proteção contra erosão                   | 13.213.000,00  | 13.213.000,00  | 13.279.065,00  |
| Porto de Instalação                      | 29.822.820,93  | 27.862.679,17  | 27.420.069,26  |
| Instalação das turbinas                  | 120.708.344,93 | 61.222.398,43  | 41.496.217,34  |
| Instalação das estruturas de suporte     | 183.378.764,01 | 91.999.763,40  | 61.832.439,17  |
| Instalação da proteção contra erosão     | 2.277.669,54   | 1.148.706,83   | 775.195,07     |
| Instalação da subestação <i>offshore</i> | 3.738.303,82   | 3.738.303,82   | 3.738.303,82   |
| Instalação dos cabos coletores           | 208.422.673,62 | 183.721.932,93 | 183.552.488,65 |
| Instalação dos cabos de exportação       | 53.805.419,19  | 53.805.419,19  | 53.805.419,19  |
| Custo de conexão com a rede              | 820.636,90     | 820.636,90     | 827.459,41     |
| Operação e Manutenção/ano                | 109.365.524,16 | 102.211.006,73 | 100.598.140,94 |
| Descomissionamento                       | 379.333.571,45 | 354.518.176,77 | 348.923.962,81 |

Fonte: Elaboração Própria (2021)

As parametrizações utilizadas para estimar os custos da Tabela 2 encontram-se no Apêndice I. Os componentes como turbinas, estrutura de suporte, subestação *offshore*, subestação *onshore* e proteção contra erosão apresentaram semelhança, pois são estimados com base na capacidade instalada do projeto. No caso dos cabos de exportação *offshore* e *onshore*, há similaridade nos valores por dependerem apenas da distância da usina em relação a costa.

No item 5 são apresentados e discutidos os resultados dos indicadores de viabilidade econômica do projeto.

## 5. Análise dos Resultados

Os resultados obtidos permitem analisar os ganhos que os futuros projetos de usinas eólicas poderão ter com o aumento da capacidade nominal das turbinas. A primeira análise relaciona os valores de CAPEX, OPEX e DECEX obtidos em cada cenário, conforme Tabela 3.

Tabela 3 – CAPEX, OPEX e DECEX por cenário

| Classificação do Custo | 5 MW (US\$)      | 10 MW (US\$)     | 15 MW (US\$)     |
|------------------------|------------------|------------------|------------------|
| CAPEX                  | 2.996.315.730,29 | 2.800.301.554,29 | 2.756.113.450,28 |



|          |                |                |                |
|----------|----------------|----------------|----------------|
| OPEX/ano | 109.365.524,16 | 102.211.006,73 | 100.598.140,94 |
| DECEX    | 379.333.571,45 | 354.518.176,77 | 348.923.962,81 |

Fonte: Elaboração Própria (2021)

A Tabela 3 demonstra que todos os custos tiveram seus valores reduzidos. Observa-se que tanto o CAPEX, o OPEX/ano e o DECEX tiveram reduções de aproximadamente 8%. Em termos monetários, para o CAPEX, por exemplo, essa redução representa uma economia superior a US\$ 200 milhões. A seguir, a Tabela 4 permite identificar a fase do ciclo de vida que mais contribuiu para essa redução.

Tabela 4 – Custo por fase do ciclo de vida do projeto

| Classificação do Custo | Fase do ciclo de vida        | 5 MW (US\$)      | 10 MW (US\$)     | 15 MW (US\$)     |
|------------------------|------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| CAPEX                  | Desenvolvimento e Concessão  | 149.114.104,67   | 139.313.395,87   | 137.100.346,29   |
| CAPEX                  | Produção e Aquisição         | 2.244.226.992,69 | 2.236.668.317,75 | 2.245.565.512,09 |
| CAPEX                  | Instalação e Comissionamento | 602.974.632,93   | 424.319.840,66   | 373.447.591,90   |
| OPEX/ano               | Operação e Manutenção/ano    | 109.365.524,16   | 102.211.006,73   | 100.598.140,94   |
| DECEX                  | Descomissionamento           | 379.333.571,45   | 354.518.176,77   | 348.923.962,81   |

Fonte: Elaboração Própria (2021)

A fase de “Instalação e Comissionamento” destacou-se como sendo a que apresentou maior redução. Ao comparar o cenário com turbinas de 5 MW e 15 MW, essa redução é de 38%. Esse comportamento pode ser explicado pela redução no comprimento do cabo coletor, no número de turbinas e fundações a serem instaladas no cenário com a turbina de 15 MW, demandando um menor tempo para a execução dessa atividade. As embarcações responsáveis por executar esse tipo de atividade possuem um elevado custo diário. Portanto, uma redução no número de dias tem um impacto positivo na redução dos custos do projeto.

As reduções verificadas nas fases de “Operação e Manutenção” e “Descomissionamento” podem ser justificadas de forma similar. Como se observa, para os diferentes cenários, um menor número de turbinas para atingir uma mesma capacidade instalada (1 GW para este caso), espera-se que os custos para manter os ativos, bem como para desmontá-los ao final de sua vida útil, diminuam.

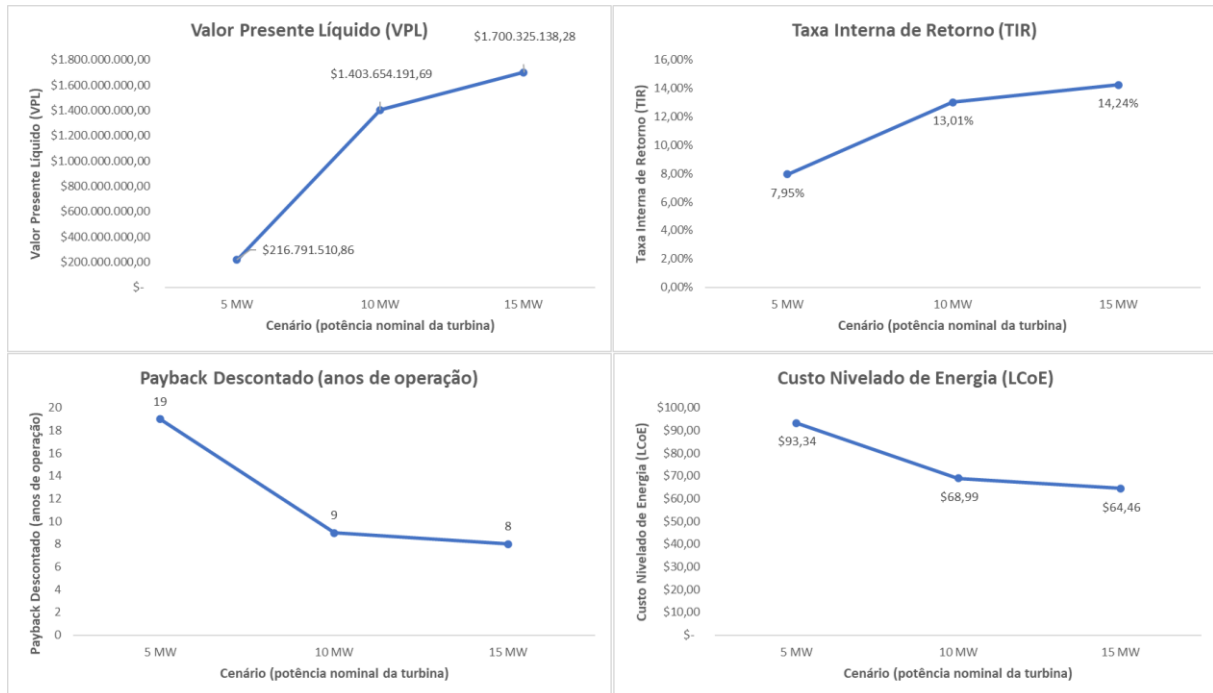
Essa soma de reduções nos custos, contribui positivamente para os indicadores de viabilidade técnico-econômica do projeto. Tratando-se do fator de capacidade, houve um crescimento no valor desse indicador, junto com o aumento do tamanho da turbina, influenciando em uma maior produção da energia elétrica. Como consequência da redução dos custos e do aumento na produção de energia, tem-se um decréscimo nos valores do LCoE e ganhos no VPL, TIR e *Payback*. Essas informações são apresentadas na Tabela 5 e Figura 5.

Tabela 05 – Fator de capacidade e LCoE por cenário

| Variável            | 5 MW | 10 MW | 15 MW |
|---------------------|------|-------|-------|
| Fator de capacidade | 49%  | 62%   | 65%   |

Fonte: Elaboração Própria (2021)

Figura 05 – VPL, TIR, Paybak e LCoE por cenário



Fonte: Elaboração Própria (2021)

Conforme Tabela 5, o fator de capacidade apresentou um aumento de 16%. Na Figura 5, nota-se uma redução nos níveis de LCoE em 26% e 31% quando comparados os cenários de 5 MW – 10 MW e 5 MW – 15 MW, respectivamente. Os demais indicadores, VPL, TIR e *Payback*, demonstraram um aumento expressivo na rentabilidade do projeto com a utilização de turbinas maiores, com destaque para o *Payback*, o qual apresentou uma redução de 10 anos no retorno do investimento a partir do início da operação da usina. O VPL ultrapassou o US\$ 1 bilhão em retorno e a TIR atingiu uma rentabilidade de 14,24% ao ano.



## 6. Conclusões

O avanço tecnológico das turbinas eólicas *offshore* beneficiam o setor, promovendo ganhos de escala nos projetos. Inserido nesse contexto, o presente artigo teve como objetivo analisar o impacto do aumento da potência nominal das turbinas nos indicadores de viabilidade técnico-econômica do projeto de uma usina eólica *offshore*. Os três cenários estudados, com máquinas de 5 MW, 10 MW e 15 MW, apresentaram resultados que corroboram com os ganhos de escala esperados.

O fator de capacidade, um importante indicador técnico de projetos de geração de energia, teve um aumento de 16%, quando comparados os cenários de 5 MW e 15 MW. A diferença na altura do *hub*, sendo a turbina de 15 MW a que apresenta uma maior altura, permite o acesso a ventos com qualidade melhor. Além disso, as proximidades na *rated wind speed* (velocidade em que os aerogeradores atingem a máxima produção), dos diferentes modelos, justificam o ganho observado no fator de capacidade e uma maior geração de eletricidade.

Por consequência, os ganhos de escala combinados a uma maior geração de energia impactam positivamente os indicadores econômicos do projeto. O LCoE, apresentou uma queda de 31%, reduzindo o custo/MWh gerado de \$ 93,34 para \$ 64,46, comparando-se os cenários de 5 MW e 15 MW. O VPL, TIR e *Payback*, demonstraram um aumento na rentabilidade do projeto, com destaque para o *Payback*, o qual apresentou uma redução de 10 anos no retorno do investimento a partir do início da operação da usina. O VPL ultrapassou o U\$\$ 1 bilhão em retorno e a TIR atingiu uma rentabilidade de 14,24% ao ano.

Dessa forma, os resultados indicaram os ganhos que projetos futuros poderão ter com o avanço tecnológico do setor, principalmente, quanto a redução dos custos de geração da eólica *offshore*. Somado a isso, a curva de aprendizado dessa tecnologia e a maturidade do setor são fatores benéficos para a redução dos custos. Por fim, como recomendação para trabalhos futuros, sugere-se considerar custos com impostos, depreciação dos equipamentos e taxas de transmissão. Ademais, observado a experiência de outros países como a Dinamarca, sugere-se incluir uma receita extra ao projeto decorrente dos créditos de carbono. Seria uma forma de analisar os benefícios que incentivos como esse podem trazer a projetos de energias renováveis.





**Agradecimentos:** à 1) Petrobras e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) que recebeu apoio financeiro do P&D – Setor Elétrico da ANEEL (PD-00553-0045/2016); 2) Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) – TED nº 14/2019; e 3) UFRN e Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio Grande do Norte (SEDEC-RN) - Convênio Nº 002/2021.

## Referências

- ALBANI, A.; IBRAHIM, M. Z.; YONG, K. H. The Feasibility Study of Offshore Wind Energy Potential in Kijal, Malaysia: The New Alternative Energy Source Exploration in Malaysia. **Energy Exploration & Exploitation**, v. 32, n. 2, p. 329–344, 1 jun. 2014.
- ANEEL. **Diretoria da ANEEL aprova nova metodologia para WACC**. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/19862680](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/19862680)>. Acesso em: 22 jul. 2021.
- BOSCH, J.; STAFFELL, I.; HAWKES, A. D. Global levelised cost of electricity from offshore wind. **Energy**, v. 189, p. 116357, 2019.
- BVG ASSOCIATES. **A Guide to an Offshore Wind Farm**. p. 1–70, 2010.
- BVG ASSOCIATES. **Oil and Gas ‘Seize the Opportunity Guides: Offshore wind**. p. 1–32, 2016.
- BVG ASSOCIATES. **A Guide to an Offshore Wind Farm**. January, p. 1–70, 2019.
- CALI, U. et al. TECHNO-ECONOMIC analysis of high potential offshore wind farm locations in Turkey. **Energy Strategy Reviews**, v. 22, n. November 2017, p. 325–336, 2018.
- CASTRO-SANTOS, L. et al. Economic Feasibility of Floating Offshore Wind Farms in the North of Spain **Journal of Marine Science and Engineering**, 2020.
- CAVAZZI, S.; DUTTON, A. G. An Offshore Wind Energy Geographic Information System (OWE-GIS) for assessment of the UK’s offshore wind energy potential. **Renewable Energy**, v. 87, p. 212–228, 2016.
- CREATION. **Ciclo de vida de uma usina eólica offshore**, 2019.
- DICORATO, M. et al. Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. **Renewable Energy**, v. 36, n. 8, p. 2043–2051, 2011.
- DURAKOVIC, A. **The Netherlands to Extend Offshore Wind Licences to 40 Years**. Disponível em: <<https://www.offshorewind.biz/2020/05/27/the-netherlands-to-extend-offshore-wind-licences-to-40-years/>>. Acesso em: 22 jul. 2021.
- EFFIOM, S. O.; NWANKWOJIKE, B. N.; ABAM, F. I. Economic cost evaluation on the viability of offshore wind turbine farms in Nigeria. **Energy Reports**, v. 2, p. 48–53, 2016.
- FALANI, S. et al. Trends in the technological development of wind energy generation. **International Journal of Technology Management & Sustainable Development**, v. 19, p. 43–68, 1 mar. 2020.
- GONZALEZ-RODRIGUEZ, A. G. Review of offshore wind farm cost components. **Energy for Sustainable Development**, v. 37, p. 10–19, 2017.
- GWEC. Global Wind Report | Gwec. **Global Wind Energy Council**, p. 75, 2021.
- IEA. **Offshore Wind Outlook 2019: World Energy Outlook Special Report**. 2019.



IOANNOU, A.; ANGUS, A.; BRENNAN, F. A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances. **Applied Energy**, v. 221, n. November 2017, p. 406–424, 2018.

IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2020**. 2020.

JUDGE, F. et al. A lifecycle financial analysis model for offshore wind farms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 103, n. December 2018, p. 370–383, 2019.

KAISER, M. J.; SNYDER, B. F. **Offshore wind energy cost modeling: Installation and Decommissioning**. Londres: Springer, 2012.

KAUSCHE, M. et al. Floating offshore wind - Economic and ecological challenges of a TLP solution. **Renewable Energy**, v. 126, p. 270–280, 2018.

LACAL-ARÁNTGUI, R.; YUSTA, J. M.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J. A. Offshore wind installation: Analysing the evidence behind improvements in installation time. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 92, p. 133–145, 2018.

LEE, J. et al. Economic feasibility of campus-wide photovoltaic systems in New England. **Renewable Energy**, v. 99, p. 452–464, 2016.

MIN, C. G. et al. Economic considerations underlying the introduction of capacity mechanism in Korean offshore wind farms. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 26, n. 10, p. 2060–2073, 2016.

MIN, C.-G. et al. The economic viability of renewable portfolio standard support for offshore wind farm projects in Korea. **Energies**, v. 8, n. 9, p. 9731–9750, 2015.

MUDASSER, M.; YIRIDOE, E. K.; CORSCADDEN, K. Economic feasibility of large community feed-in tariff-eligible wind energy production in New Scotia. **Energy Policy**, v. 62, n. 2013, p. 966–977, 2013.

MYHR, A. et al. Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a lifecycle perspective. **Renewable Energy**, v. 66, p. 714–728, 2014.

NGUYEN, T. A. T.; CHOU, S. Y. Impact of government subsidies on economic feasibility of offshore wind system: Implications for Taiwan energy policies. **Applied Energy**, v. 217, n. December 2017, p. 336–345, 2018.

NREL. **Offshore Wind Turbine Documentation**. Disponível em: <<https://nrel.github.io/turbine-models/Offshore.html>>. Acesso em: 22 jul. 2021.

NUNES, J. P. C. S. **Energia eólica offshore: um estudo de caso para análise da viabilidade técnico-econômica de uma usina próxima à costa do Rio Grande do Norte**. 2020. 227 f. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2020.

POULSEN, T.; LEMA, R. Is the supply chain ready for the green transformation? The case of offshore wind logistics. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 73, p. 758–771, 2017.

SANTOS-ALAMILLOS, F. J. et al. Assessing the economic feasibility of the gradual decarbonization of a large electric power system. **Journal of Cleaner Production**, v. 147, p. 130–141, 2017.

SCHWEIZER, J. et al. Investigating the potential and feasibility of an offshore wind farm in the Northern Adriatic Sea. **Applied Energy**, v. 177, p. 449–463, 2016.

SHAFIEE, M.; BRENNAN, F.; ESPINOSA, I. A. A parametric whole life cost model for offshore wind farms. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 21, n. 7, p. 961–975, 2016.

UNFCCC. **The Paris Agreement**. Disponível em: <<https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>>. Acesso em: 24 jul. 2021.

VALPY et al. Future renewable energy costs: offshore wind. **Future renewable energy costs**, p. 100, 2017.

## APÊNDICE I

| Custo Componentes/Fase                   | Equação  | Fonte                     |
|--|--|---------------------------|
| Desenvolvimento e Concessão              | $5\% * CAPEX$  | BVG Associates (2019)     |
| Turbina                                  | $1301000 * Cap$  | NREL (2019)               |
| Estrutura de Suporte (Monopile)          | $201p^2 + 612,93p + 411.464$   | Bosch et al. (2019)       |
| Subestação <i>offshore</i>               | $583.300 + 107.900 * Cap$  | Shafiee et al. (2016)     |
| Subestação <i>onshore</i>                | $\frac{C_{subestação-offshore}}{2}$  | Shafiee et al. (2016)     |
| Comprimento cabo coletor                 | $1,125 * NWT + 1,055 * d_r - 122,64$   | Ioannou et al. (2018)     |
| Custo cabo coletor                       | $189.837,51 * L_c$   | Ioannou et al. (2018)     |
| Cabo de exportação <i>offshore</i>       | $777.796,30 * N_l * d$   | Ioannou et al. (2018)     |
| Cabo de exportação <i>onshore</i>        | $259.266,67 * N_l * d$   | Ioannou et al. (2018)     |
| Proteção contra erosão                   | $10.000,00 * Cap$  | BVG Associates (2019)     |
| Porto de Instalação                      | $1\% * CAPEX$  | Shafiee et al. (2016)     |
| Instalação da turbina                    | $T_{effective} * (V_{dayrate} + W_{dayrate} * N_{workers}) + C_{mob/demob}$  | Ioannou et al. (2018)     |
| Instalação da estrutura de suporte       | $T_{effective} * (V_{dayrate} + W_{dayrate} * N_{workers}) + C_{mob/demob}$  | Ioannou et al. (2018)     |
| Proteção contra erosão                   | $T_{effective} * (V_{dayrate} + W_{dayrate} * N_{workers}) + C_{mob/demob}$  | Ioannou et al. (2018)     |
| Instalação da subestação <i>offshore</i> | $T_{effective} * (V_{dayrate} + W_{dayrate} * N_{workers}) + C_{mob/demob}$  | Ioannou et al. (2018)     |
| Instalação do cabo coletor               | $\frac{L_{arraycable}}{R_{instal-arraycable}} * (V_{dayrate} + V_{ROVrate} + W_{dayrate} * N_{workers}) + C_{mob/demob}$   | Ioannou et al. (2018)     |
| Instalação do cabo de exportação         | $\frac{L_{exportcable}}{R_{instal-exportcable}} * (V_{dayrate} + V_{ROVrate} + W_{dayrate} * N_{workers}) + C_{mob/demob}$ | Ioannou et al. (2018)     |
| Conexão com a rede                       | $8,047 * Cap^{1,66}$   | Gonzalez-Rodriguez (2017) |
| Operação e Manutenção                    | $3,65\% * CAPEX$   | Ioannou et al. (2018)     |
| Descomissionamento                       | $12,66\% * CAPEX$  | BVG Associates (2019)     |

**Observação: o glossário com o significado das variáveis encontra-se no Apêndice II e os valores adotados (quando aplicável) no Apêndice III.**

## APÊNDICE II

### Glossário

- CAPEX – *Capital expenditure*;
- $Cap$  – Capacidade instalada do projeto (MW);
- $p$  – Profundidade da usina (m);
- $C_{\text{subestação-offshore}}$  - Custo da subestação *offshore*;
- NWT – Número de turbinas;
- $d_r$  – Diâmetro do rotor (m);
- $L_c$  – Comprimento do cabo coletor;
- $N_l$  – Número de linhas de cabo;
- $d$  – Distância (Km);
- $T_{\text{total}}$  – Tempo total de instalação (h);
- $T_{\text{hour/day}}$  – Horas de trabalho por dia (h);
- $T_{\text{effective}}$  – Tempo total efetivo de instalação das turbinas (dias),  
$$\frac{T_{\text{total}}}{T_{\text{hour/day}} * ADJWEATHER}$$
 IOANNOU *et al.*, (2018);
- $ADJWEATHER$  – Fator de ajuste climático;
- $V_{\text{dayrate}}$  – Valor da diária da embarcação (\$/dia);
- $W_{\text{dayrate}}$  – Valor da diária da mão de obra (\$/dia);
- $N_{\text{workers}}$  – Quantidade de mão de obra (unidade);
- $C_{\text{mob/demob}}$  – Custo de mobilização/desmobilização da embarcação (\$)
- $L_{\text{arraycable}}$  – Comprimento do cabo de coleta (km)
- $R_{\text{instal-arraycable}}$  – Taxa de instalação do cabo de coleta (km/dia);
- $V_{\text{ROVrate}}$  – Valor da diária do ROV (\$/dia)
- $L_{\text{exportcable}}$  – Comprimento do cabo de exportação (km);
- $R_{\text{instal-exportcable}}$  – Taxa de instalação do cabo de exportação (km/dia);

### APÊNDICE III

#### Valores considerados para os parâmetros das equações

- $Cap$  – Capacidade instalada do projeto (MW) = 1000 MW
- $p$  – Profundidade da usina (m) = 25 MW
- $N_l$  – Número de linhas de cabo = 6
- $d$  – Distância (Km) = 3,43 km
- $T_{hour/day}$  – Horas de trabalho por dia (h) = 12 h
- $ADJWEATHER$  – Fator de ajuste climático = 0,85
- $V_{dayrate}$  – Valor da diária da embarcação (£/dia) = 112.600 (instalação da turbina e fundação); 13.800 (instalação da proteção contra erosão; 180.000 (instalação da subestação *offshore*); 80.000 (instalação do cabo coletor); 100.000 (instalação do cabo de exportação).
- $W_{dayrate}$  – Valor da diária da mão de obra (£/dia) = 270
- $N_{workers}$  – Quantidade de mão de obra (unidade) = 30
- $C_{mob/demob}$  – Custo de mobilização/desmobilização da embarcação (£) = 405.000 (instalação da turbina e fundação); 10.600 (instalação da proteção contra erosão; 500.000 (instalação da subestação *offshore*); 445.000 (instalação do cabo coletor); 445.000 (instalação do cabo de exportação).
- $V_{ROVrate}$  – Valor da diária do ROV (£/dia) = 82.500 (para o cabo coletor e de exportação)
- $L_{exportcable}$  – Comprimento do cabo de exportação (km) = distância da usina a costa 3,43 km.

# AUMENTO DA CAPACIDADE OPERATIVA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO APLICADO A GERAÇÃO EÓLICA: ESTUDO DE CASO DO PARQUE EÓLICO SERRA DAS VACAS

**Deivid Souza Marins, Ana Caroline Pereira**

Inova Energy Fortaleza

**Fernando L. M. Antunes, Marcus Vinicius F. Sampaio,**

Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará - UFC

**Adão Linhares**

Secretaria de Infraestrutura – SEINFRA

**Edilson Mineiro**

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará - IFCE

deivid.marins@inovaenergy.com.br; ana.pereira@inovaenergy.com.br; fantunes@dee.ufc.br;  
vinicius\_marcos93@alu.ufc.br; adao.muniz@seinfra.ce.gov.br; edilson.mineiro@ifce.edu.br

**Resumo.** O potencial eólico do Nordeste torna a região um atrativo para construção de empreendimentos de geração eólicos e, conseqüentemente, traz a necessidade de expansão ou reforço da malha de transmissão brasileira, com investimentos em novas Linhas de Transmissão que atendam essa alta na demanda de geração. O estudo de alternativas de recapitação de linhas de transmissão, que possibilitem o aproveitamento de infraestruturas existentes, pode contribuir para redução de custos de construção e posterga a necessidade de implantação de novos ativos. No âmbito da geração eólica, a garantia de um melhor aproveitamento das LT de uso exclusivo garante folgas para despacho de geração excedente. Esse artigo apresenta o estudo de aumento da capacidade operativa da Linha de Transmissão 230 kV Paratama – Garanhuns II, responsável exclusivamente pelo escoamento de geração do Parque Eólico Serra das Vacas no estado do Pernambuco. O trabalho analisa o regime de vento e a temperatura do ar de três bases de dados, sendo elas os dados observados de estações meteorológicas do INMET, dados de reanálise numérica ERA5 e dados comerciais do modelo de simulações fornecido pela empresa Meteoblue. O estudo busca identificar os impactos das variações climáticas na capacidade operativa da LT, garantindo a mesma confiabilidade da linha em operação, sem romper as distâncias de segurança cabo-solo. Como resultados, constatou-se que em todos os períodos do ano, nas três bases de dados, houve ganhos significativos na transmissão e conseqüentemente de geração excedente para o parque eólico serra das vacas. Os menores ganhos sazonais foram identificados na base de dados do INMET, com mínimo de 43% e máximo de 92%. O segundo maior ganho deu-se a base de dados ERA5, com valores mínimos de 55% e máximos de 116%, enquanto que a referência de dados Meteoblue apresentou melhores ganhos, com variações de 99% a 128%. Os resultados também permitiram estabelecer que o limite normativo de velocidade de vento para projetos de linha de transmissão de 1,0 m/s deve ser adequado as condições climáticas do empreendimento, assim como sua aplicação.

**Palavras-chave:** Energia Eólica, Linhas de Transmissão, Ampacidade, recapitação elétrica, reanálise numérica ERA5, Meteoblue

**Abstract.** The wind power potential of the Northeast makes the region attractive for the construction of wind generation projects and consequently brings the need to expand or reinforcement the Brazilian transmission grid, with investments in new Transmission Lines to supply this increase in generation demand. The study of alternatives for upgrading transmission lines, which enable the use of existing infrastructure, can contribute to reducing construction costs and postpone the need to implement new assets. Within the scope of wind generation, the guarantee of a better use of TL for exclusive use guarantees clearances for dispatching excess generation. This paper presents the study of increasing the operating capacity of the 230 kV Paratama – Garanhuns II TL, responsible exclusively for the flow of generation from the Serra das Vacas Wind Farm in the state of Pernambuco. The work analyzes the wind regime and the air temperature of three databases, which are the observed data from INMET meteorological stations, ERA5 numerical reanalysis data and commercial data from the simulation model provided by the company Meteoblue. The study seeks to identify the impacts of climatic variations on the LT's ampacity, ensuring the same reliability of the line in operation without breaking clearance distances. As a result, it was found that in all periods of the year, in the three databases, there were significant gains in transmission and consequently in excess generation for the Serra das Vacas wind farm. The smallest seasonal gains were identified in the INMET database, with a minimum of 43% and a maximum of 92% in capacity increase. The second biggest gain was the ERA5 database, with minimum values of 55% and maximum values of 116%, while the Meteoblue data reference showed better gains, with variations from 99% to 128%. The results also allowed to establish that the normative wind speed limit for transmission line projects of 1.0 m/s must be adequate to the project's climatic conditions, as well as its application.

**Key words:** Wind Energy, Transmission Lines, Ampacity, Electrical Repowering, Numerical Reanalysis ERA5, Meteoblue

## 1. INTRODUÇÃO

O potencial eólico do Nordeste torna a região um atrativo constante para construção de empreendimentos de geração dessa fonte de energia.

Um dos principais benefícios que reforçam as intenções de investimento nesse tipo de geração na região, além do custo-benefício e uso de energia inesgotável, é o tempo de construção consideravelmente reduzido quando comparado a grandes fontes de geração de energia.

Dos desafios para o aproveitamento desse aumento da demanda de energia tem-se a necessidade de expansão ou reforço da malha de transmissão brasileira, buscando evitar, por exemplo, que novos projetos de parques eólicos sejam obrigados a limitar sua real capacidade por insuficiência na transmissão.

Outro aspecto enfrentado pelos proprietários de parques eólicos é a limitação quanto a recapitação do site, substituindo aerogeradores com tecnologia antiga por máquinas com até 3 vezes mais a capacidade de geração, a qual pode ser barrada por limitações da capacidade operativa de suas linhas de transmissão.

Nessa vertente, torna-se indispensável maiores investimentos em novas Linhas de Transmissão (LT) para atender essa produção de energia e escoá-la ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa necessidade traz desafios como nova infraestrutura, prazos longos para construção, entaves fundiários, além da expansão de barramentos nas subestações para ancoragem das novas linhas.

O estudo de alternativas de recapitação de linhas de transmissão, que possibilitem o aproveitamento de infraestruturas existentes (trocas de isoladores, alteamento de estruturas, recapitação elétrica), pode contribuir para redução de custos e posterga a necessidade de implantação de novos ativos.

Fundamentado nessa alternativa, esse trabalho apresenta o estudo de aumento da capacidade operativa da Linha de Transmissão 230 kV Paranatama – Garanhuns II (recapitação elétrica), responsável exclusivamente pelo escoamento de geração do Parque Eólico Serra das Vacas no estado do Pernambuco.

Nesse sentido, a ABNT NBR 5422 estabelece os procedimentos para determinar a máxima capacidade de operação da LT, onde, na ausência de dados aferidos, recomenda-se a utilização simultânea dos seguintes valores: Temperatura máxima média, radiação solar de 1000 W/m<sup>2</sup>, vento de brisa não superior a 1 m/s e corrente máxima nos cabos condutores.

Esses fatores restritivos são aplicados a todas as linhas de transmissão do território brasileiro, independente da aplicação e condições climáticas de instalação. Esse método determinístico, com adoção de valores fixos e de ocorrência simultânea, resulta em carregamentos conservadores nas linhas de transmissão com o intuito de garantir a segurança de operação e riscos nulos.

Entretanto, nas linhas para uso exclusivo em geração eólica, as condições mais críticas de operação segundo a NBR 5422, ou seja, corrente máxima (máxima geração eólica no parque) e baixa velocidade de vento, não ocorrem de forma simultânea. Com base nisso, esse trabalho analisa o regime de vento e a temperatura do ar próximas a LT, com o objetivo de identificar os impactos das variações climáticas na capacidade operativa da linha, buscando a recapitação elétrica e garantindo a mesma confiabilidade do projeto em operação, sem romper as distâncias de segurança cabo-solo.

Nesse trabalho, utilizou-se o cálculo da ampacidade pelo método estatístico, a qual estabelece a operação da LT de acordo com períodos climáticos, com uso simultâneo de série de dados diárias de velocidade de vento e temperatura ambiente aferidos e simulados. As variáveis utilizadas são provenientes do banco de dados das estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), dados de reanálise climática ERA5 e do modelo comercial fornecido pela empresa Meteoblue.

Por fim, são apresentados os resultados comparativos dos ganhos de ampacidade da linha de transmissão frente a metodologia determinística e os benefícios aplicados ao ganho de geração eólica do empreendimento Serra das Vacas.

## 2. FUNDAMENTAÇÕES GERAIS

A temperatura superficial do cabo condutor de linhas de transmissão aéreas depende, entre outros fatores, da corrente elétrica conduzida e das condições atmosféricas a que o cabo está submetido. As variáveis meteorológicas responsáveis por esse fenômeno são a temperatura do ar, radiação solar e velocidade de vento, sendo esta a principal responsável pela troca de calor entre o condutor e ambiente.

Como as LT atravessam regiões com diferentes condições climáticas, a temperatura do condutor, e consequentemente sua capacidade de corrente, não permanece a mesma ao longo do caminhamento, tempo e dos períodos do ano.

Com base nesse entendimento, as diferenças sazonais do clima permitem que as linhas de transmissão operem em condições meteorológicas favoráveis, tornando possível capacidades de transporte da LT otimizadas ao longo do ano (ONS, 2006).

As condições meteorológicas recomendadas na ABNT NBR 5422, utilizadas para calcular a ampacidade de todas as LT do território brasileiro, estabelecem que, na ausência de dados climatológicos aferidos, recomenda-se a utilização simultânea dos seguintes valores:

- Temperatura máxima média;
- Radiação solar de 1000 W/m<sup>2</sup>;
- Vento de brisa para cálculo da ampacidade não superior a 1 m/s;
- Corrente máxima nos cabos condutores.

A adoção dessas premissas durante elaboração dos projetos de linha de transmissão, conhecido como método determinístico, busca condições operativas conservadoras para a LT e redução dos riscos de contingências. Entretanto, esse conservadorismo de utilização de valores fixos e ocorrências simultâneas de condições críticas restringe a possibilidade das LT operarem em suas capacidades máximas.

Em relação às linhas de uso exclusivo para escoamento da geração eólica, o dimensionamento de sua capacidade de transmissão segundo método determinístico, ou seja, operando sob corrente máxima (máxima geração eólica no parque) e baixa velocidade de vento, não ocorrem de forma simultânea. Com base nisso, será analisado o regime de vento e a temperatura do ar ao longo da LT, com o objetivo de identificar os impactos das variações climáticas na sua capacidade de transmissão.

Nesse trabalho, serão comparadas duas metodologias de cálculo de capacidade, sendo elas o método determinístico, adotando as recomendações IEEE, CIGRE e NBR 5422, e o método estatístico, o qual estabelece a operação da LT de acordo com períodos climáticos e uso simultâneo de série de dados históricas de velocidade de vento e temperatura ambiente.

As séries de dados são provenientes de medições realizadas por estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), dados de reanálise numérica ERA5 e do modelo comercial de simulações fornecido pela empresa Meteoblue.

### 2.3 INMET

O INMET disponibiliza, além dos dados em tempo real das estações convencionais e automáticas, um banco de dados denominado Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa – BDMEP, destinado a apoiar as atividades de ensino e pesquisa no Brasil. O BDMEP abriga dados meteorológicos diários em formato digital, de acordo com as normas técnicas internacionais da Organização Meteorológica Mundial (OMM). As estações meteorológicas convencionais, as quais serão utilizadas nesse trabalho, coletam diariamente as informações meteorológicas para a área onde estão localizadas, sendo realizadas 3 medições horárias (00h, 12h e 18h) na altura de 10 m do nível do solo (Stüker et al., 2016).

### 2.4 ERA5

ERA5 é a quinta geração de modelos de reanálise atmosféricas do clima global abrangendo um período de dados de janeiro de 1950 a presente data. O modelo é produzido por Copernicus Climate Change Service (C3S) e disponibilizado pelo instituto de pesquisa europeu ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts). O modelo utiliza dados de satélites, radiossondas e aeronaves para fornecer estimativas horárias de uma grande quantidade de variáveis climáticas na altura de 100 m do nível do solo. Os dados cobrem a terra em uma malha de 30 km em 137 níveis da superfície do terreno até uma altura de 80 km (EPE, 2020).

### 2.5 Meteoblue

A Meteoblue é uma empresa que fornece serviços de previsões meteorológicas horárias locais, fornecidas na altura estabelecida junto a empresa, com fins comerciais através de modelos climatológicos próprios. A metodologia é adaptada do modelo de previsão meteorológica NMM (*Nonhydrostatic Meso-Scale Modelling*) o qual permite uma caracterização climática de alta resolução através da inclusão de topografia detalhada e cobertura de solo e superfície. Cada previsão de dados da Meteoblue é arquivada diariamente e utilizada para criar modelos climatológicos horários ao longo do globo, com dados desde 1984. Posteriormente, todos os dados de previsão simulados são comparados e validados em mais de 10.000 estações meteorológicas ao longo dos anos.

A figura 1 apresenta uma comparação entre os dados climatológicos coletados em estações climatológicas e os dados de simulação do Meteoblue. Como apresentado, as estações climatológicas (representada por um círculo verde) apresentam uma cobertura confiável de dados num raio de 1 km a 3 km ao redor das torres. A distribuição dessas estações no globo corresponde a menos de 1% da superfície do planeta. Em contrapartida, os dados simulados da Meteoblue abrangem com boa precisão malhas de 3 km a 30 km. A tabela 1 apresenta um comparativo entre os dados simulados e os dados medidos em estações reais (Meteoblue, 2021).

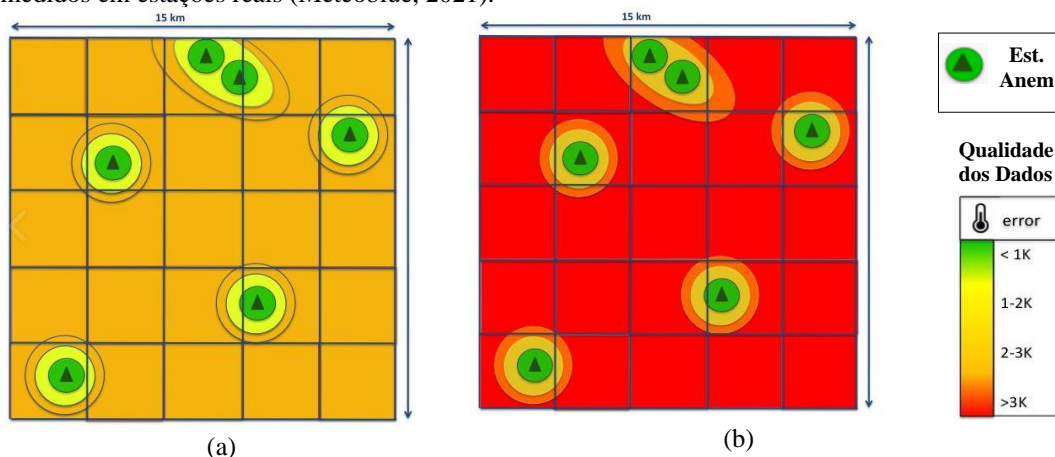


Figura 1 – Qualidade das informações: a) simulações Meteoblue e b) medições estações anemométricas



Tabela 1 – Comparação dos dados de medição Meteoblue e estações meteorológicas

| Parâmetro                          | Meteoblue | Estações Meteorológicas         |
|------------------------------------|-----------|---------------------------------|
| Resolução espacial                 | 3 - 30 km | <1km                            |
| Cobertura mundial                  | 100%      | <1%                             |
| Número de variáveis meteorológicas | 45        | <10                             |
| Número de anos                     | >30       | 2-30 (com lacunas)              |
| Intervalos de tempo                | horaria   | horaria (dependendo da estação) |
| Integralidade                      | 100%      | 10 - 99%                        |
| Consistência                       | 100%      | Variável                        |

Referente a disponibilidade dos dados da Meteoblue frente aos dados de estações meteorológicas, a figura 2 apresenta um comparativo entre os modelos globais da própria empresa desde 1984, modelos de alta resolução desde 2008 e dados históricos das estações anemométricas. As estações anemométricas, como apresentado, têm como vantagem a quantidade de anos de aferição de dados reais, mas como principal desvantagem a ausência de continuidade de informações.



Figura 2 - Continuidade das medições de dados climatológicos: Meteoblue e estações anemométricas

### 3. MÉTODO DETERMINÍSTICO - CÁLCULO DA AMPACIDADE

A ampacidade de uma linha de transmissão é definida como sua capacidade de carregamento em períodos de longa duração, com condutores operando em condições ambientais específicas (ANEEL, 2021).

As metodologias difundidas por (IEEE, 2013) e (CIGRE, 2002), para definição da capacidade operativa das linhas aéreas, afirma que os maiores responsáveis pela variação da temperatura do condutor são o carregamento dos cabos e as condições ambientais. O modelo desenvolvido por ambos utiliza o princípio de regime permanente, onde a corrente elétrica, a temperatura do condutor e as condições ambientais são consideradas estáticas em todo o processo de operação da linha (IEEE, 2013). Assim, conforme sumarizado em (ANEEL, 2021), a relação que define o comportamento térmico dos cabos é dada por:

$$Q_J + Q_S = Q_C + Q_R \quad (1)$$

Na Eq. (1),  $Q_J$  (W/m) é o ganho de calor por efeito Joule,  $Q_S$  (W/m) é o ganho de calor por aquecimento solar, enquanto  $Q_C$  (W/m) e  $Q_R$  (W/m) são, respectivamente, os valores de calor dissipado por convecção e radiação.

O ganho de calor por efeito Joule é definido como:

$$Q_J = I_{DC}^2 \cdot \underbrace{R_{DC}}_{R_{TDC}} \cdot [1 + \alpha_{DC}(T_C - 20)] \quad (2)$$

Na Eq. (2),  $I_{DC}$  (A) é a corrente contínua (CC),  $R_{DC}$  ( $\Omega$ ) é a resistência CC do condutor a 20°C,  $R_{TDC}$  ( $\Omega/km$ ) a resistência do condutor CC para temperatura de projeto  $T_C$  (°C),  $\alpha_{DC}$  é o coeficiente de variação da resistência CC.

A corrente  $I_{DC}$  é definida em função da corrente  $I_{AC}$  na Eq. (3).

$$I_{AC} = \frac{I_{DC}}{\sqrt{1,0123 + 2,36 \cdot 10^{-5}}} \quad (3)$$

Quando se dispõe dos valores de resistência alternada, o ganho de calor  $Q_J$  será dado por:

$$Q_J = I_{AC}^2 \cdot R_{TAC} \quad (4)$$

O ganho de calor por aquecimento solar é dado por:

$$Q_S = \alpha_S \cdot D \cdot I_B \quad (5)$$

Na Eq. (5),  $\alpha_S$  é o coeficiente de absorvidade do condutor,  $D$  (m) seu diâmetro externo e  $I_B$  (W/m<sup>2</sup>) a intensidade de radiação solar.

As perdas de calor por convecção são dadas por:

$$Q_C = \pi \cdot \left[ 2,42 \cdot 10^{-2} + 7,2 \cdot 10^{-5} \cdot \left( \frac{T_C + T_A}{2} \right) \right] \cdot (T_C - T_A) \cdot Nu \quad (6)$$

Na Eq. (6),  $T_A$  é a temperatura ambiente e  $Nu$  o número de Nusselts, que varia com a velocidade de vento, conforme enumerado itens a seguir.

- **Para velocidades de vento acima de 0,5 m/s** - Nesse caso,  $Nu$  será dado por:

$$Nu = B_2 \cdot \left( \frac{D \cdot V \cdot e^{-1,16 \cdot 10^{-4} \cdot H}}{1,32 \cdot 10^{-5} + 9,5 \cdot 10^{-8} \cdot \left( \frac{TC + TA}{2} \right)} \right)^{m_2} \quad (7)$$

Na Eq. (7)  $B_2$  e  $m_2$  são coeficientes dependentes da rugosidade da superfície,  $V$  (m/s) é a velocidade do vento e  $H$  (m) é a altitude da LT.

- **Para velocidades de vento nula.** Nesse caso,  $Nu$  será dado mediante cálculo dos Números de Prandl ( $N_{PRA}$ ) e Grashof ( $G_R$ ), onde:

$$N_U = A_2 \cdot (G_r \cdot N_{PRA})^{m_2} \quad (8)$$

$$Nu = A_2 \cdot \left[ \frac{D^3 \cdot (T_C - T_A) \cdot g}{\left[ \left( \frac{T_C + T_A}{2} \right) + 273 \right] \cdot \left[ 1,32 \cdot 10^{-5} + 9,5 \cdot 10^{-8} \cdot \left( \frac{TC + TA}{2} \right) \right]^2} \cdot \underbrace{\left[ 0,715 - 2,5 \cdot 10^{-4} \cdot \left( \frac{T_C + T_A}{2} \right) \right]}_{N_{PRA}} \right]^{m_2} \quad (9)$$

Nas Eq. (8) e Eq. (9),  $A_2$  e  $m_2$  dependem de  $N_{PRA}$  e  $G_R$ .

A perda de calor por radiação solar é dada por:

$$Q_R = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \varepsilon \cdot \pi \cdot D \cdot [(T_C + 273)^4 - (T_A + 273)^4] \quad (10)$$

Onde,  $\varepsilon$  é a emissividade do condutor.

Dessa forma, com base nas Eq. (4), Eq. (5), Eq. (6) e Eq. (10), a capacidade operativa de longa duração do condutor é dada por:

$$I_{AC} = \sqrt{\frac{Q_C + Q_R - Q_S}{R_{TAC}}} \quad (11)$$

#### 4. MÉTODO ESTATÍSTICO

A metodologia de cálculo da ampacidade sazonal tem como referência o estabelecido na ReN 906/2020, particularmente no que se refere a:

- Será definido o regime de longa duração correspondente às condições normais e o de curta duração às condições de emergência de operação da linha de transmissão.
- Serão caracterizados os períodos sazonais Verão Dia (VD), Verão Noite (VN), Inverno Dia (ID) e Inverno Noite (IN), onde o período de verão corresponde aos meses de outubro a março e o período de inverno aos meses de abril a setembro. O período diurno corresponde ao intervalo entre 06h00 e 17h59 e o noturno ao intervalo entre 18h00 e 05h59 (ANEEL, 2021).

A essa metodologia será implementado o uso de dados meteorológicos, tanto velocidade de vento quanto temperatura ambiente, provenientes de medições das estações climatológicas do INMET, de modelo de reanálise e de modelo comercial de previsão de tempo e clima. As variáveis para cada período sazonal, referente as três bases de dados, serão aplicadas na equação de equilíbrio térmico do método determinístico do item 3.

#### 5. METODOLOGIA DE AQUISIÇÃO DE DADOS

Os dados de temperaturas do ar e velocidade do vento ao longo do caminhamento da LT, a serem utilizados no cálculo das capacidades sazonais, são obtidos nas seguintes etapas:

- O caminhamento da linha de transmissão é representado pelas coordenadas geográficas dos vértices da LT;
- Foram identificadas as coordenadas dos pontos de medição climatológicos das três bases de dados e suas distâncias para os vértices da LT;
- Devido a LT ser dedicada ao escoamento de geração eólica, o ponto crítico do empreendimento para representação das condições climáticas de operação será o vértice mais distante do parque eólico, ou seja, o que apresentasse maior distância das regiões de altas velocidades de vento. Definiu-se a estrutura 44/3 como referência;
- Foram coletados dados de velocidade de vento e temperatura ambiente das bases de dados do INMET, ERA5 e Meteoblue;
- Os dados climatológicos foram interpolados numericamente pelo inverso da distância para a torre de referência 44/3;

As principais informações das bases de dados utilizadas são sumarizadas na tabela 2.

Tabela 2 – Base de dados para cálculo da ampacidade – Método estatístico

| Base de Dados | Tipo de dado                         | Período de utilização (datas) | Coleta de dados (anos) | Altura de medição       | Resolução espacial | Resolução temporal |
|---------------|--------------------------------------|-------------------------------|------------------------|-------------------------|--------------------|--------------------|
| INMET         | Medido em estações convencionais     | 01/04/2001-01/04/2021         | 20                     | Temp (2m); Vel. (10 m)  | sem resolução      | 3 medições diárias |
| ERA5          | Modelo de Reanálise numérica público | 01/04/2014 - 01/04/2021       | 7                      | Temp (2m); Vel. (100 m) | 30 km              | horária            |
| Meteoblue     | Modelo de reanálise numérica privado | 01/04/2014 - 01/04/2021       | 7                      | Temp (2m); Vel. (10 m)  | 30 km              | horária            |

A base de dados climatológicos do INMET registrou período de medições de 20 anos, enquanto os dados de reanálise ERA5 e Meteoblue restringiram-se a 7 anos. Essa limitação se deu devido a empresa Meteoblue ofertar dados comerciais com melhores resoluções apenas a partir do ano de 2014. Dessa forma, optou-se por também limitar os dados de simulação numérica ERA5 ao mesmo período. Quanto as medições do INMET, essas não foram reduzidas devido as medições aferidas por estações climatológicas apresentarem ausências de medição de dados em alguns períodos. Dessa maneira, a omissão de anos de medição tende a descaracterizar as condições ambientais reais.

A metodologia para aquisição das variáveis temperatura ambiente e velocidade de vento, independente da base de dados adotada, é definida nos itens a seguir:

##### a) Temperatura Ambiente

Para a aquisição dos dados de temperatura ambiente, foram definidas as seguintes etapas:

- Realizou-se a distribuição de frequência de Weibull das temperaturas para todos os meses para cada ano das séries de dados

- Realizou-se a distinção entre os valores diurno e noturno, para posteriormente compor os períodos sazonais VD, VN, ID e IN;
- Identificou-se o valor da temperatura máxima diária noturna e diurna e sua respectiva probabilidade de ocorrência;
- Para evitar a utilização de valores de temperatura com probabilidades de ocorrência próximas a zero, estabeleceu-se uma probabilidade de ocorrência mínima de 0,5% para aceitação do dado de temperatura, conforme exemplificado na Tabela 3. Caso o dado de temperatura esteja abaixo de 0,5%, busca-se o valor com probabilidade numericamente igual a esse percentual;
- Após identificação das temperaturas máximas mensais para cada ano da série de dados, realizou-se a média anual para obtenção dos valores mensais e sazonais;

Tabela 3 – Exemplo da distribuição de Weibull da temperatura ambiente – dados de abril dia (INMET)

| Função Weibull                     | 2001  | 2002                 | 2003  | 2004  |
|------------------------------------|-------|----------------------|-------|-------|
| Fator de escala $c$                | 24.91 | 24.36                | 26.32 | 24.99 |
| Fator de forma $k$                 | 12.83 | 15.03                | 11.59 | 14.62 |
| Desvio padrão                      | 2.28  | Valor a ser ajustado | 2.64  | 2.04  |
| Temp. Máx                          | 28.60 |                      | 31.00 | 28.00 |
| <b>Probabilidade de Ocorrência</b> | 0.73% | 2.37%                | 0.32% | 1.41% |

## b) Velocidade de Vento

Diferentemente da metodologia utilizada para aquisição dos dados de temperatura ambiente, a distribuição de frequência das velocidades de vento não possui a mesma eficácia para determinar o valor adequado para resfriamento dos cabos condutores no cálculo da ampacidade. A distribuição de Weibull apenas mostra a probabilidade de ocorrência de cada velocidade de vento sem especificar seu momento de ocorrência.

Para o cálculo da ampacidade através da equação de equilíbrio térmico, busca-se o menor valor de velocidade de vento para caracterizar o momento mais crítico de operação da linha de transmissão. Sendo a LT deste trabalho de uso exclusivo para escoamento de geração eólica, o momento crítico ocorrerá durante máxima geração do parque eólico, ou seja, na ocorrência de vento máximo nos aerogeradores. Portanto, devido a LT ser construída na mesma região do parque eólico, os momentos mais críticos de operação da linha, conforme será avaliado em resultados, ocorrerão em condições favoráveis para resfriamento dos cabos condutores. Sendo assim, a aquisição dos dados de velocidade de vento será realizada nas seguintes etapas:

- Realizou-se a média das velocidades de vento para cada ano das séries de dados
- Realizou-se a distinção entre os valores diurno e noturno, para posteriormente compor os períodos sazonais VD, VN, ID e IN;
- Após identificação das velocidades de vento médias mensais para cada ano da série de dados, realizou-se a média anual para obtenção dos valores mensais e sazonais;

## 5.3 Base de Dados INMET

Os dados meteorológicos utilizados para caracterização das condições climáticas da LT foram extraídos do Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa - BDMEP do INMET, de acordo com as seguintes etapas:

- Base de dados de 3 estações meteorológicas próximas a LT, coletados a uma altura de 10 m do solo, sendo elas Garanhuns, Arcoverde e Palmeira dos Índios;
- Coleta de dados de temperatura ambiente e velocidade de vento horarias dos últimos 20 anos (01/04/2001 – 01/04/2021);
- Avaliação e preenchimento de falhas ou ausência de medições das estações através do método da interpolação do inverso da distância com dados das estações adjacentes;
- Realização da interpolação do inverso da distância dos dados de cada estação meteorológica para a torre 44/3;
- Diferenciação dos dados e análise dos resultados de acordo com os períodos sazonais VD, VN, ID e IN.

A Figura 3 apresenta a localização da LT 230 kV Garanhuns II – Paranatama e seu caminamento frente as estações Garanhuns, Arcoverde e Palmeira dos Índios. A tabela 4 apresenta o resumo das informações de operação das estações escolhidas.

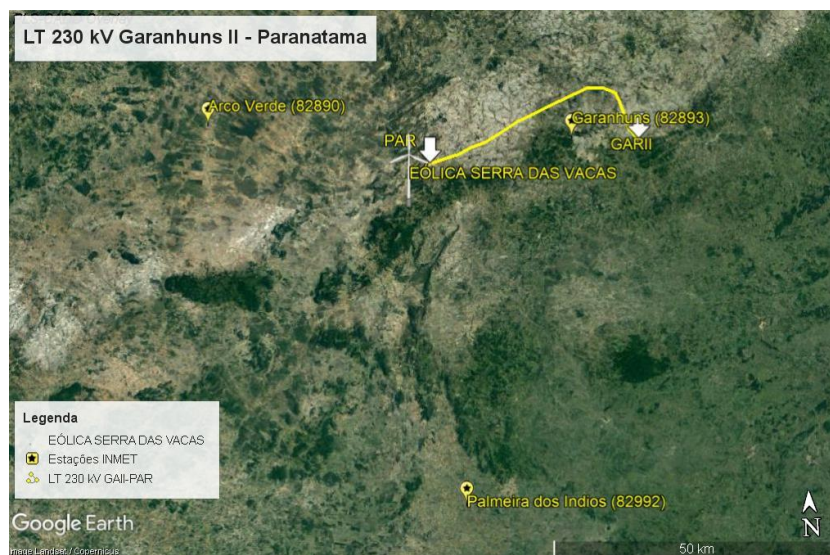


Figura 3 – Localização das estações meteorológicas do INMET e da LT 230 kV

Tabela 4 – Informações geográficas e de operação das estações do INMET escolhidas

| Estação                               | Coordenadas |        | Início de Operação | Qtd de Dados | Dados Válidos (%) | Dados Não Válidos (%) | Distância a torre 44/3 (km) |
|---------------------------------------|-------------|--------|--------------------|--------------|-------------------|-----------------------|-----------------------------|
|                                       | Lat         | Long   |                    |              |                   |                       |                             |
| Garanhuns - PE (OMM: 82893)           | -8.88       | -36.51 | 01/02/1913         | 21918        | 69%               | 31%                   | 7.46                        |
| ARCOVERDE - PE (OMM: 82890)           | -8.41       | -37.08 | 01/02/1973         |              | 78%               | 22%                   | 57.07                       |
| PALMEIRA DOS INDIOS - AL (OMM: 82992) | -9.44       | -36.7  | 01/01/1928         |              | 92%               | 8%                    | 68.54                       |

#### 5.4 Dados de reanálise ERA5

Utilizou-se o software de análise de potencial eólico *Windographer* para importação dos dados de vento e temperatura ambiente da região da LT, de acordo com as seguintes etapas:

- Base de dados de 8 pontos de medição próximos a LT, coletados a uma distância de 100 m do solo;
- Coleta de dados de temperatura ambiente e velocidade de vento horarias dos últimos 7 anos (01/04/2014 – 01/04/2021);
- Correção da altura de medição de 100 m para 10 m;
- Realização da interpolação do inverso da distância dos dados de cada ponto para a torre 44/3;
- Diferenciação dos dados e análise dos resultados de acordo com os períodos sazonais VD, VN, ID e IN.

A Figura 4 apresenta a localização da LT 230 kV Garanhuns II – Paratama e seu caminhamento frente aos pontos de reanálise ERA5. A figura apresenta as telas de coleta dos dados de medição. A tabela 5 apresenta o resumo das informações de operação dos pontos escolhidos.

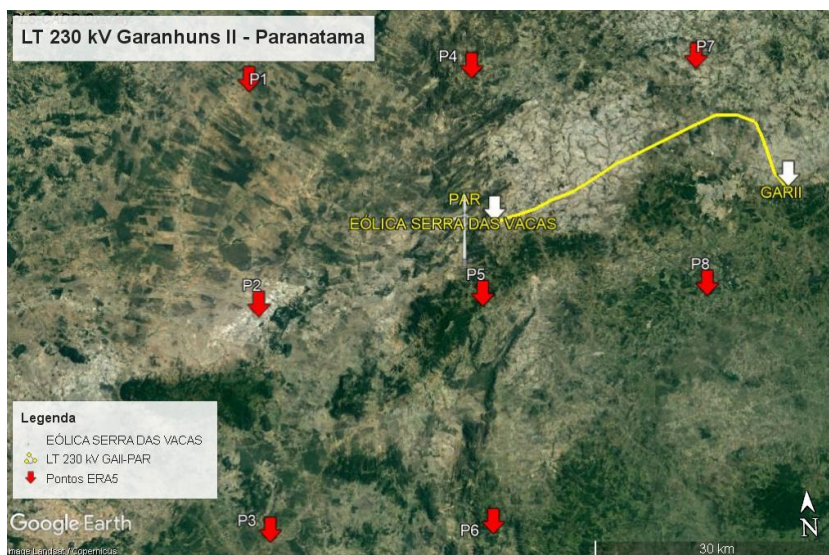


Figura 4 – Localização dos pontos de medição ERA5 e da LT 230 kV

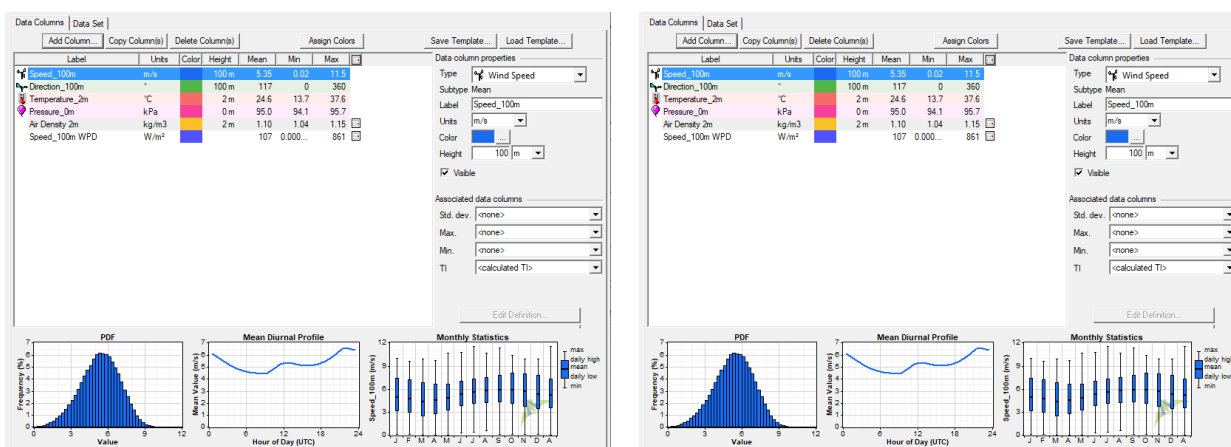


Figura 5 – Plataforma de aquisição dos dados de medição ERA5 no Windographer

Tabela 5 – Informações de operação dos pontos de reanálise ERA5

| Ponto de medição | Coordenadas |        | Início de Operação | Período dos dados Coletados | Qtd de Dados | Dados Válidos (%) | Dados Não Válidos (%) | Distância a torre 44/3 (km) |
|------------------|-------------|--------|--------------------|-----------------------------|--------------|-------------------|-----------------------|-----------------------------|
|                  | Lat         | Long   |                    |                             |              |                   |                       |                             |
| P1               | -8.75       | -37    | 31/12/1978         | 01/04/2014 - 01/04/2021     | 59951        | 100%              | 0%                    | 67.3                        |
| P2               | -9          | -37    |                    |                             |              |                   |                       | 66.8                        |
| P3               | -9.25       | -37    |                    |                             |              |                   |                       | 77.0                        |
| P4               | -8.75       | -36.75 |                    |                             |              |                   |                       | 40.9                        |
| P5               | -9          | -36.75 |                    |                             |              |                   |                       | 40.2                        |
| P6               | -9.25       | -36.75 |                    |                             |              |                   |                       | 55.5                        |
| P7               | -8.75       | -36.5  |                    |                             |              |                   |                       | 18.3                        |
| P8               | -9          | -36.5  |                    |                             |              |                   |                       | 16.6                        |

## 5.5 Dados Meteoblue

A empresa Meteoblue forneceu os dados de medição dos últimos 7 anos das variáveis velocidade de vento e temperatura ambiente de 3 coordenadas da LT na altura de 10 m do solo. As informações foram coletadas da plataforma web, através de licença comercial, nas seguintes etapas:

- Base de dados de 3 pontos de medição na coordenada de 3 estruturas da LT, coletados a uma distância de 10 m do solo;
- Coleta de dados de temperatura ambiente e velocidade de vento horarias dos últimos 7 anos (01/04/2014 – 01/04/2021);
- Realização da interpolação do inverso da distância dos dados de cada ponto para a torre 44/3;
- Diferenciação dos dados e análise dos resultados de acordo com os períodos sazonais VD, VN, ID e IN.

A Figura 6 apresenta a localização da LT 230 kV e seu caminhamento frente aos pontos de medição Meteoblue. A tabela 6 apresenta o resumo das informações dos pontos fornecidos.

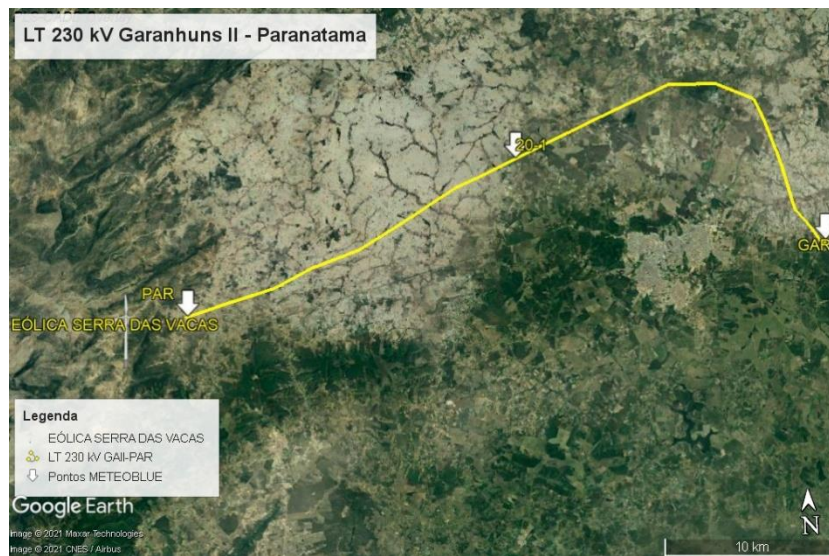


Figura 6 – Localização dos pontos de medição Meteoblue e da LT 230 kV

Tabela 6 – Informações de operação dos pontos Meteoblue

| Ponto de medição | Coordenadas |            | Início de Operação | Período dos dados Coletados | Qtd de Dados | Dados Válidos (%) | Dados Não Validos (%) | Distância a torre 44/3 (km) |
|------------------|-------------|------------|--------------------|-----------------------------|--------------|-------------------|-----------------------|-----------------------------|
|                  | Lat.        | Long.      |                    |                             |              |                   |                       |                             |
| P1 – PAR         | -8.908233   | -36.732556 | 2008               | 01/04/2014                  | 61392        | 98,7%             | 1,22%                 | 36.23                       |
| P2 – 20/1        | -8.836031   | -36.561426 |                    | -                           |              |                   |                       | 18.17                       |
| P3 - GAR         | -8.884526   | -36.403794 |                    | 01/04/2021                  |              |                   |                       | 0.14                        |

## 6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nessa seção serão apresentados os resultados das coletas de dados de temperatura ambiente máximas e velocidade de vento médias provenientes das três bases de dados, sendo a primeira da série temporal medida do INMET, com aferições de 3 estações próximas a LT 230 kV Garanhuns II – Paratama, a segunda oriunda da reanálise climática ERA5 em 8 pontos e a última do banco de dados simulados da empresa Meteoblue com 3 pontos.

As variáveis climáticas coletadas serão aplicadas a equação de equilíbrio térmico, utilizada para cálculo da ampacidade sazonal nos períodos verão dia, verão noite, inverno dia e inverno noite e os resultados comparados a memória de cálculo do projeto da linha.

Por fim, serão avaliados os ganhos na capacidade de transmissão da LT nas três bases de dados em relação aos valores atuais de projeto, assim como os impactos e benefícios aplicados a geração eólica do empreendimento Serra das Vacas.

### 6.3 Temperatura Ambiente

Para a aquisição dos valores de temperatura ambiente, realizou-se a distribuição de frequência de Weibull para todos os anos das séries de dados, conforme item 5. Devido a quantidade de informações, utilizou-se rotina computacional em Visual Basic Advanced (VBA) para tratamento e distribuição dos dados. Os gráficos da figura 7 apresentam uma amostragem das distribuições de frequência para cada base de dados, uma vez que as informações serão tratadas via VBA, sendo a referência INMET amostrada foi a estação meteorológica mais próxima da LT (estação Garanhuns), para a referência ERA5 o ponto mais próximo (ponto P8) e para a base de dados Meteoblue o vértice da SE Garanhuns.

Para as bases de dados do INMET e Meteoblue, nos gráficos das figuras 7a e 7c respectivamente, é possível identificar que os períodos de VD e ID são as sazonalidades com as maiores temperaturas, com valores inferiores a 32 graus para o INMET e 34 graus para Meteoblue. As menores temperaturas são identificadas nas sazonalidades VN e IN, com valores máximos de 25 graus para INMET e 28 graus para Meteoblue.

Na base de dados de reanálise ERA5, as temperaturas elevadas são identificadas na sazonalidade Verão, tanto noturno quanto diurno, com ocorrências de até 40 graus. Já a sazonalidade Inverno apresenta comportamento semelhante a base de dados do INMET, com valores variando de 14 a 26 graus, como apresentado na figura 7b.

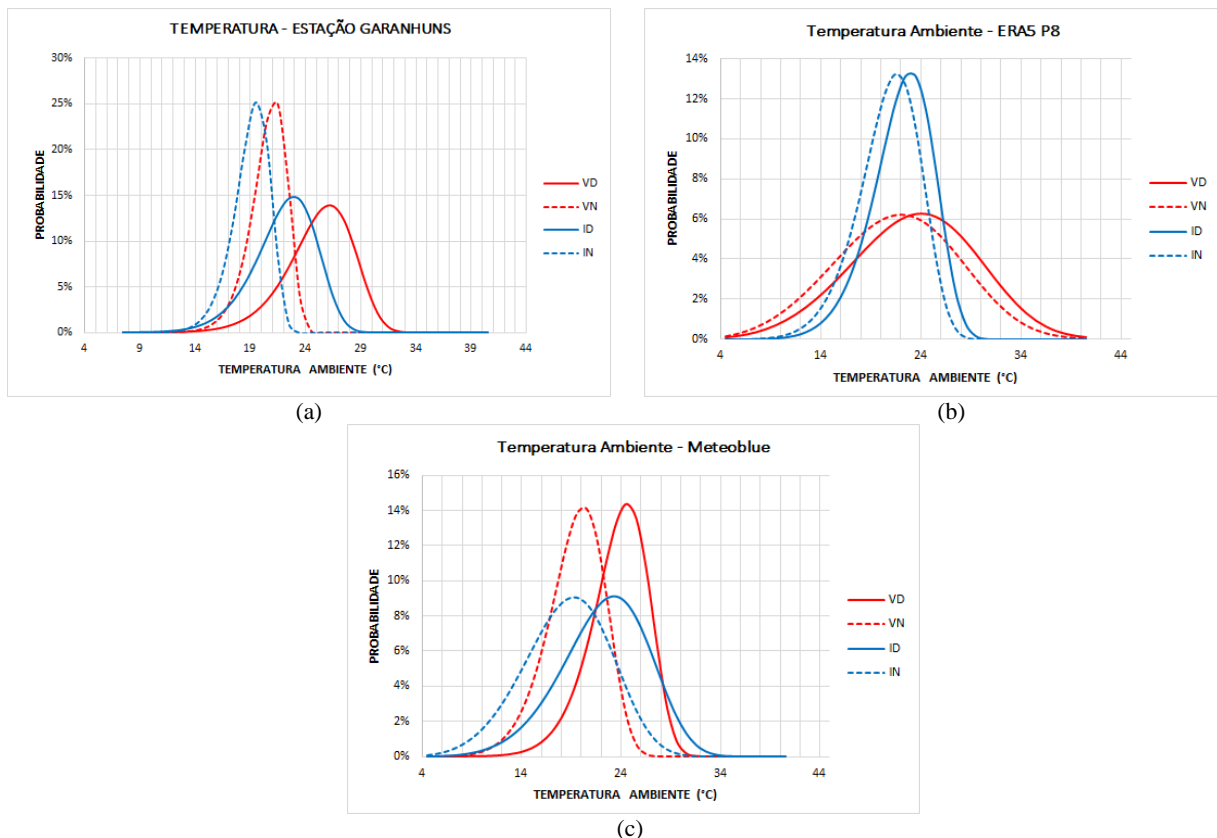


Figura 7 - Distribuição de frequência da temperatura ambiente: (a) Estação Garanhuns-INMET e (b) Ponto P8-ERA5 e (c) Meteoblue Torre 44/3

Após análise das distribuições de frequências anuais, foram calculadas as médias das máximas temperaturas diárias, para os períodos noturno e diurno, para todos os meses nas três referências e os valores interpolados numericamente para torre 44/3. As tabelas 7a, 7b e 7c apresentam os resultados para as três bases de dados, onde são destacados os meses correspondentes a estação inverno, enquanto os demais correspondem a estação verão.

Tabela 7 – Média das temperaturas máximas mensais na LT – (a) INMET (b) ERA5 e (c) Meteoblue

| Temperaturas Máximas Média na LT – INMET (°C) |       |       |
|---|-------|-------|
| Mês   | Noite | Dia   |
| <b>Janeiro</b>                                | 23.58 | 30.98 |
| <b>Fevereiro</b>                              | 23.81 | 30.71 |
| <b>Março</b>                                  | 23.77 | 30.98 |
| <b>Abril</b>                                  | 23.07 | 29.87 |
| <b>Mai</b>                                    | 22.54 | 27.99 |
| <b>Junho</b>                                  | 21.04 | 25.74 |
| <b>Julho</b>                                  | 20.11 | 24.86 |
| <b>Agosto</b>                                 | 20.18 | 25.55 |
| <b>Setembro</b>                               | 21.04 | 27.78 |
| <b>Outubro</b>                                | 21.91 | 29.81 |
| <b>Novembro</b>                               | 23.18 | 31.25 |
| <b>Dezembro</b>                               | 23.20 | 31.84 |

(a)

| Temperaturas Máximas Média na LT – ERA5 (°C) |       |       |
|--|-------|-------|
| Mês  | Noite | Dia   |
| <b>Janeiro</b>                               | 22.52 | 29.24 |
| <b>Fevereiro</b>                             | 22.84 | 29.59 |
| <b>Março</b>                                 | 23.03 | 29.73 |
| <b>Abril</b>                                 | 22.35 | 28.37 |
| <b>Mai</b>                                   | 21.63 | 27.04 |
| <b>Junho</b>                                 | 20.44 | 25.26 |
| <b>Julho</b>                                 | 19.56 | 24.07 |
| <b>Agosto</b>                                | 19.61 | 25.19 |
| <b>Setembro</b>                              | 20.06 | 26.42 |
| <b>Outubro</b>                               | 20.80 | 28.14 |
| <b>Novembro</b>                              | 21.74 | 29.45 |
| <b>Dezembro</b>                              | 22.13 | 29.74 |

(b)

| Temperaturas Máximas Média na LT – Meteoblue (°C) |       |       |
|---|-------|-------|
| Mês   | Noite | Dia   |
| <b>Janeiro</b>                                    | 21.50 | 28.81 |
| <b>Fevereiro</b>                                  | 22.09 | 29.30 |
| <b>Março</b>                                      | 22.33 | 29.26 |
| <b>Abril</b>                                      | 19.16 | 26.86 |
| <b>Mai</b>  | 20.88 | 25.68 |
| <b>Junho</b>                                      | 19.74 | 23.89 |
| <b>Julho</b>                                      | 19.08 | 22.62 |
| <b>Agosto</b>                                     | 18.46 | 23.41 |
| <b>Setembro</b>                                   | 19.15 | 24.61 |
| <b>Outubro</b>                                    | 19.88 | 27.23 |
| <b>Novembro</b>                                   | 20.90 | 28.90 |
| <b>Dezembro</b>                                   | 21.63 | 29.52 |

(c)

Com o intuito de atender a metodologia para cálculo da capacidade sazonal de linhas de transmissão apresentado na Resolução Normativa 906 (ANEEL, 2021), foi calculado a média das temperaturas máximas diárias para os períodos VD, VN, ID e IN e os resultados apresentados na Tabela 8.



Tabela 8 – Média das temperaturas máximas sazonais

| Temperatura Ambiente Sazonal (°C) |       |       |       |       |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Local                             | VD    | VN    | ID    | IN    |
| <b>INMET</b>                      | 30.95 | 24.91 | 26.99 | 22.59 |
| <b>ERA5</b>                       | 29.32 | 22.18 | 26.06 | 20.61 |
| <b>Meteoblue</b>                  | 28.84 | 21.39 | 24.51 | 19.41 |

Conforme observado, apenas o período de verão dia apresentou temperatura ligeiramente próxima ao valor de projeto em  $\pm 1.2$  °C. Demais sazonalidades, tanto diurno quanto noturno, apresentaram valores de temperatura reduzidos, entre 19 °C e 27 °C.

Na análise mensal dos resultados da base de dados INMET, apenas o período VD apresentou temperatura ambiente acima dos 30 graus, enquanto as bases de dados ERA5 e Meteoblue resultaram em valores 100% abaixo dessa temperatura.

## 6.4 Velocidade de Vento

Conforme apresentado no item 3, a perda de calor por convecção, presente na equação de equilíbrio térmico, é diretamente influenciada pela velocidade de vento nos cabos condutores. Para o cálculo da capacidade de transmissão considerando as influências sazonais, os diferentes valores de velocidade de vento trarão diferentes magnitudes de ampacidade ao longo do caminhamento da LT. Dessa forma, e buscando a segurança de operação do empreendimento, o trecho mais crítico da LT em relação aos valores de velocidade do vento será o que apresenta maior distância do parque eólico, ou seja, o que traria menores perdas de calor por convecção e menor ampacidade sazonal. Adicionalmente, será considerado o momento de máxima transmissão de corrente, o qual sendo a LT de uso exclusivo para escoamento de geração eólica, ocorrerá durante período de vento máximo dos aerogeradores.

Com base nisso e buscando identificar se o momento de ocorrência de máximos ventos no parque eólico trará velocidades de vento máximas ou mínimas nas torres de transmissão, foram comparadas as velocidades de vento mensais na torre de referência 44/3 (na base de dados INMET) com os ventos na altura do aerogerador (na base de dados ERA5) e os resultados apresentados na Figura 8.

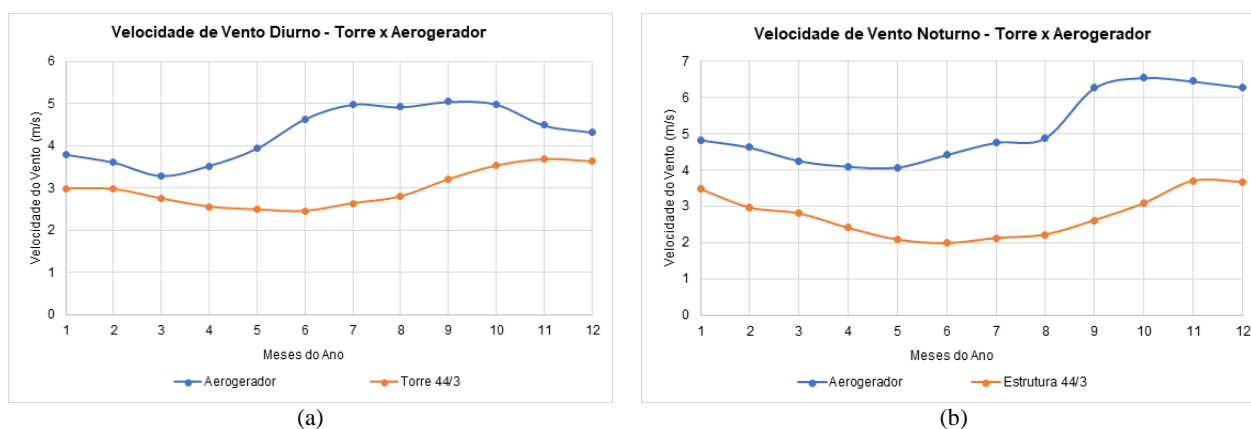


Figura 8 - Comparação das velocidades de vento na estrutura 44/3 e no aerogerador: (a) período diurno e (b) período noturno

Dentre as condições avaliadas, o período noturno foi o mais crítico de operação para a LT, com maior geração eólica nos meses de setembro a dezembro e valores de velocidade de vento acima de 6,0 m/s. Nesse período, observou-se que a velocidade do vento na torre de transmissão também esteve acima de sua média, com variações de 2,5 m/s a 3,7 m/s. O mês com menor velocidade de vento para a LT, com aproximadamente 2,0 m/s, ocorreu em um intervalo de menor geração, com vento médio no parque de 4,5 m/s. Para o período diurno, houve comportamento semelhante ao noturno.

Conforme avaliado, para todos os períodos do ano, os valores de velocidade de vento médio na LT, nos momentos críticos de operação, apresentaram magnitude superior ao determinístico de 1,0 m/s da NBR 5422. Dessa maneira, o uso das velocidades de vento médias melhor representou a operação real da linha de uso exclusivo para geração eólica.

A médias das velocidades de vento diárias, para os períodos noturno e diurno, foram calculadas via rotina computacional em VBA para todos os meses nas três bases de dados e os mesmos interpolados numericamente para torre 44/3. Os resultados são apresentados nas tabelas 9a, 9b e 9c.

Tabela 9 – Média das velocidades de vento médias mensais na LT – (a) INMET (b) ERA5 e (c) Meteoblue

| Velocidade de Vento Média na LT - INMET (m/s) |       |      | Velocidade de Vento Média na LT - ERA5 (m/s) |       |      | Velocidade de Vento Média na LT - Meteoblue (m/s) |       |      |
|---|-------|------|--|-------|------|---|-------|------|
| Mês   | Noite | Dia  | Mês  | Noite | Dia  | Mês   | Noite | Dia  |
| Janeiro                                       | 3.48  | 2.99 | Janeiro                                      | 3.59  | 2.81 | Janeiro   | 3.75  | 4.92 |
| Fevereiro                                     | 2.97  | 2.97 | Fevereiro                                    | 3.44  | 2.68 | Fevereiro   | 3.55  | 4.65 |
| Março   | 2.81  | 2.75 | Março  | 3.16  | 2.44 | Março   | 3.33  | 4.27 |
| Abril   | 2.41  | 2.56 | Abril  | 3.04  | 2.62 | Abril   | 3.32  | 4.26 |
| Mai   | 2.09  | 2.49 | Mai  | 3.03  | 2.92 | Mai   | 3.46  | 4.29 |
| Junho   | 1.99  | 2.46 | Junho  | 3.29  | 3.44 | Junho   | 3.92  | 4.72 |
| Julho   | 2.13  | 2.64 | Julho  | 3.54  | 3.70 | Julho   | 4.10  | 4.91 |
| Agosto  | 2.22  | 2.80 | Agosto                                       | 3.63  | 3.65 | Agosto  | 4.04  | 5.05 |
| Setembro                                      | 2.62  | 3.20 | Setembro                                     | 3.87  | 3.75 | Setembro  | 4.12  | 5.27 |
| Outubro                                       | 3.09  | 3.53 | Outubro                                      | 4.05  | 3.70 | Outubro   | 4.28  | 5.58 |
| Novembro                                      | 3.70  | 3.68 | Novembro                                     | 3.99  | 3.33 | Novembro  | 4.38  | 5.68 |
| Dezembro                                      | 3.67  | 3.63 | Dezembro                                     | 3.88  | 3.21 | Dezembro  | 4.20  | 5.49 |

(a)

(b)

(c)

Assim como estabelecido para temperatura ambiente, foi calculado a média das velocidades de vento diárias para os períodos VD, VN, ID e IN e os resultados apresentados na **Erro! Fonte de referência não encontrada**.bela 10.

Tabela 10 – Média das velocidades de vento Sazonais

| Velocidade de vento Sazonal (m/s) |      |      |      |      |
|-----------------------------------|------|------|------|------|
| Local                             | VD   | VN   | ID   | IN   |
| INMET                             | 3.29 | 3.26 | 2.24 | 2.69 |
| ERA5                              | 3.03 | 3.68 | 3.35 | 3.40 |
| Meteoblue                         | 5.10 | 3.92 | 4.75 | 3.82 |

Como observado, todos os períodos sazonais apresentaram velocidade de vento acima do valor determinístico de 1,0 m/s. Das bases de dados analisadas, os valores da referência INMET, excetuando o período VD, apresentaram as menores velocidades de vento, enquanto a referência Meteoblue destacou-se com maiores magnitudes em todos os períodos.

Na análise mensal dos resultados, a referência INMET apresentou a menor velocidade de vento no período IN com 1,99 m/s em junho, enquanto o maior valor foi encontrado para o VD em novembro, com 5,68 m/s.

## 6.5 Capacidade de Transmissão

Conforme informações do memorial de estudos elétricos do empreendimento, o projeto da linha de transmissão 230 kV Garanhuns II – Paranatama deve ter capacidade operativa de longa e curta duração conforme Tabela 11. As informações de projeto para definição das ampacidade são apresentadas na Tabela 12.

Tabela 11 – Condições operativas da LT 230 kV

| Condição      | Corrente de fase (A) | Temperatura do Condutor (°C) |
|---------------|----------------------|------------------------------|
| Longa Duração | 532                  | 55.64                        |
| Curta Duração | 709                  | 67.43                        |

Tabela 12 – Dados de projeto da LT 230 kV

| Descrição             | Valor de Projeto |
|-----------------------|------------------|
| Potência (MW)         | 200              |
| Nível de Tensão (kV)  | 230              |
| Condutor              | CAL Flint        |
| Cabos por fase        | 1                |
| Comprimento (km)      | 50               |
| Temp. Ambiente (°C)   | 30               |
| Temp. de Projeto (°C) | 60               |

|                                      |            |
|--------------------------------------|------------|
| <b>Vel. Vento (m/s)</b>              | <b>1.0</b> |
| Fator de Pot.                        | 0.95       |
| Irradiação Solar (W/m <sup>2</sup> ) | 1000       |
| Absortividade                        | 0.9        |
| Emissividade                         | 0.7        |
| Altitude (m)                         | 800        |
| Coeficiente B2                       | 0.641      |
| Coeficiente m2                       | 0.471      |
| Perda de Calor Q <sub>c</sub> (W/m)  | 48.76      |
| Perda de Calor Q <sub>R</sub> (W/m)  | 12.13      |
| Ganho de Calor Q <sub>S</sub> (W/m)  | 22.64      |
| R <sub>DC</sub> a 20 °C(Ω/km)        | 0.0892     |

Para comparação entre os resultados das capacidades operativas sazonais pelo método estatístico com as informações determinísticas de projeto, realizou-se os cálculos das correntes elétricas ( $I_{FASE}$ ) e das temperaturas de operação ( $T_{op}$ ) para cada metodologia. A Tabela 13 apresenta os resultados conforme dados do projeto, onde as temperaturas destacadas correspondem as temperaturas de longa duração e curta duração apresentados na tabela 11. Essa referência será utilizada para comparação dos ganhos de capacidade de transmissão entre as metodologias.

Tabela 13 – Ampacidade e parcelas do equilíbrio térmico - Método determinístico

| Top. (°C)    | $I_{FASE}$ (A) | P (MVA) | Parcelas da equação de equilíbrio térmico |                      |                      | $R_{TCAC}$ (Ω/km) | Perdas Joule Total (Kw) | Perdas Joule Total (%) |
|--------------|----------------|---------|---|----------------------|----------------------|-------------------|-------------------------|------------------------|
|              |                |         | Q <sub>c</sub> (W/m)                      | Q <sub>r</sub> (W/m) | Q <sub>s</sub> (W/m) |                   |                         |                        |
| <b>55.64</b> | <b>531.91</b>  | 211.90  | 41.57                                     | 10.15                | 22.64                | 0.102763          | 4,305                   | 2.15%                  |
| <b>67.43</b> | <b>709.37</b>  | 282.59  | 60.70                                     | 15.69                | 22.64                | 0.10682           | 4,475                   | 2.24%                  |

Após a aquisição dos dados de temperatura ambiente e velocidades de vento das series de dados, sumarizados na tabela 14, foram calculadas as capacidades operativas de longa ( $I_{LD}$ ) e curta duração ( $I_{CD}$ ) sazonais para a LT 230 kV, conforme metodologia do item 3, e os valores comparados aos resultados do método determinístico da tabela 13. As tabelas 15a, 15b e 15c apresentam os resultados citados, com análise de ganhos em relação a corrente de projeto de longa duração.

Tabela 14 – Velocidade de Vento e Temperatura Ambiente para cálculo da ampacidade sazonal nas bases de dados INMET, ERA5 e Meteoblue

| Período | INMET                |                     | ERA5                 |                     | Meteoblue            |                     |
|---------|----------------------|---------------------|----------------------|---------------------|----------------------|---------------------|
|         | V <sub>v</sub> (m/s) | T <sub>a</sub> (°C) | V <sub>v</sub> (m/s) | T <sub>a</sub> (°C) | V <sub>v</sub> (m/s) | T <sub>a</sub> (°C) |
| VD      | 3.28                 | 30.95               | 3.03                 | 29.32               | 5.1                  | 28.84               |
| VN      | 3.26                 | 24.91               | 3.68                 | 22.18               | 3.92                 | 21.39               |
| ID      | 2.22                 | 26.99               | 3.35                 | 26.06               | 4.75                 | 24.51               |
| IN      | 2.7                  | 22.59               | 3.4                  | 20.61               | 3.82                 | 19.41               |

Tabela 15 – Resultado da ampacidade sazonal: (a) base de dados INMET e (b) ERA5

| INMET   |              |                |                      |            |            |
|---------|--------------|----------------|----------------------|------------|------------|
| Período | $I_{LD}$ (A) | $I_{FASE}$ (A) | Q <sub>c</sub> (W/m) | Ganhos (A) | Ganhos (%) |
| VD      | <b>823</b>   | 532            | 82.49                | 291        | <b>55%</b> |
| VN      | <b>1055</b>  | 532            | 102.52               | 523        | <b>98%</b> |
| ID      | <b>760</b>   | 532            | 70.74                | 228        | <b>43%</b> |
| IN      | <b>1023</b>  | 532            | 94.83                | 491        | <b>92%</b> |

(a)

| ERA5    |              |                |                      |            |             |
|---------|--------------|----------------|----------------------|------------|-------------|
| Período | $I_{LD}$ (A) | $I_{FASE}$ (A) | Q <sub>c</sub> (W/m) | Ganhos (A) | Ganhos (%)  |
| VD      | <b>827</b>   | 532            | 82.52                | 295        | <b>55%</b>  |
| VN      | <b>1152</b>  | 532            | 123.50               | 620        | <b>116%</b> |
| ID      | <b>934</b>   | 532            | 100.76               | 402        | <b>76%</b>  |
| IN      | <b>1145</b>  | 532            | 121.40               | 613        | <b>115%</b> |

(b)

Tabela 16 – Resultado da ampacidade sazonal: Meteoblue

| Meteoblue |                     |                       |                      |            |             |
|-----------|---------------------|-----------------------|----------------------|------------|-------------|
| Período   | I <sub>LD</sub> (A) | I <sub>FASE</sub> (A) | Q <sub>c</sub> (W/m) | Ganhos (A) | Ganhos (%)  |
| VD        | <b>1060</b>         | 532                   | 127.52               | 528        | <b>99%</b>  |
| VN        | <b>1191</b>         | 532                   | 132.80               | 659        | <b>124%</b> |
| ID        | <b>1124</b>         | 532                   | 140.47               | 592        | <b>111%</b> |
| IN        | <b>1215</b>         | 532                   | 138.11               | 683        | <b>128%</b> |

Conforme esperado, a combinação das reduzidas temperaturas ambiente e altos valores de velocidade de vento trouxeram ganhos de transmissão significativos para os períodos sazonais nas três bases de dados. Apesar do período verão diurno apresentar temperatura do ar próxima ao valor de projeto de 30°C, como observado na tabela 14, os valores de velocidade de vento acarretaram em consideráveis perdas de calor por convecção Q<sub>c</sub>, sendo essa uma parcela significativa para o aumento da ampacidade do condutor. As tabelas 15a, 15b e 16 apresentam os ganhos sazonais para VD, VN, ID e IN na condição operativa de longa duração, assim como a parcela Q<sub>c</sub> da equação de equilíbrio térmico.

Os resultados mostraram que a utilização das variáveis provenientes do Meteoblue trouxe os maiores ganhos de ampacidade sazonal, com menor relação percentual de 99% no VD e maior ganho de 128% para IN. A base de dados ERA5 trouxe o segundo melhor ganho de transmissão, com um mínimo de 55% para VD e 115% para IN. Por fim, a base de dados com dados reais aferidos nas estações do INMET apresentou os menores ganhos, semelhantes a referência ERA5, mas consideráveis, com mínimo de 55% no VD e máximo de 98% para VN.

Adicionalmente, foram avaliadas as variações de ampacidade mensais para os períodos noturnos e diurnos, conforme resultados apresentados nas tabelas 17 a 19 e nos gráficos da figura 9.

Tabela 17 – Ampacidade sazonal e ganhos de transmissão mensais noturnos pelo método estatístico: a) INMET e b) ERA5

| Meses | TA (°C) | V <sub>v</sub> (m/s) | Top (°C) | I <sub>FASE</sub> (A) | Ganhos (%)  |
|-------|---------|----------------------|----------|-----------------------|-------------|
| Jan   | 23.58   | 3.48                 | 30.47    | 1103                  | <b>107%</b> |
| Fev   | 23.81   | 2.96                 | 31.57    | 1038                  | <b>95%</b>  |
| Mar   | 23.77   | 2.8                  | 31.86    | 1018                  | <b>91%</b>  |
| Abr   | 23.07   | 2.4                  | 32.1     | 975                   | <b>83%</b>  |
| Mai   | 22.54   | 2.07                 | 32.59    | 933                   | <b>75%</b>  |
| Jun   | 21.04   | 1.96                 | 31.42    | 938                   | <b>76%</b>  |
| Jul   | 20.11   | 2.1                  | 29.97    | 972                   | <b>83%</b>  |
| Ago   | 20.18   | 2.2                  | 29.71    | 987                   | <b>86%</b>  |
| Set   | 21.04   | 2.6                  | 29.5     | 1034                  | <b>94%</b>  |
| Out   | 21.91   | 3.08                 | 29.4     | 1084                  | <b>104%</b> |
| Nov   | 23.18   | 3.7                  | 29.74    | 1135                  | <b>113%</b> |
| Dez   | 23.2    | 3.67                 | 29.81    | 1131                  | <b>113%</b> |

(a)

| Meses | TA (°C) | V <sub>v</sub> (m/s) | Top (°C) | I <sub>FASE</sub> (A) | Ganhos (%)  |
|-------|---------|----------------------|----------|-----------------------|-------------|
| Jan   | 22.52   | 3.59                 | 29.30    | 1324                  | <b>149%</b> |
| Fev   | 22.84   | 3.44                 | 29.85    | 1300                  | <b>145%</b> |
| Mar   | 23.03   | 3.16                 | 30.50    | 1259                  | <b>137%</b> |
| Abr   | 22.35   | 3.04                 | 30.00    | 1251                  | <b>136%</b> |
| Mai   | 21.63   | 3.03                 | 29.29    | 1258                  | <b>137%</b> |
| Jun   | 20.44   | 3.29                 | 27.62    | 1311                  | <b>147%</b> |
| Jul   | 19.56   | 3.54                 | 26.34    | 1358                  | <b>156%</b> |
| Ago   | 19.61   | 3.63                 | 26.26    | 1370                  | <b>158%</b> |
| Set   | 20.06   | 3.87                 | 26.40    | 1396                  | <b>163%</b> |
| Out   | 20.80   | 4.05                 | 26.95    | 1408                  | <b>165%</b> |
| Nov   | 21.74   | 3.99                 | 27.99    | 1387                  | <b>161%</b> |
| Dez   | 22.13   | 3.88                 | 28.51    | 1368                  | <b>158%</b> |

(b)

Tabela 18 – Ampacidade sazonal e ganhos de transmissão mensais noturnos pelo método estatístico: Meteoblue

| Meses | TA (°C) | V <sub>v</sub> (m/s) | Top (°C) | I <sub>FASE</sub> (A) | Ganhos (%)  |
|-------|---------|----------------------|----------|-----------------------|-------------|
| Jan   | 22.31   | 3.75                 | 28.87    | 1348                  | <b>153%</b> |
| Fev   | 22.59   | 3.43                 | 29.60    | 1302                  | <b>145%</b> |
| Mar   | 22.72   | 2.92                 | 30.62    | 1229                  | <b>131%</b> |
| Abr   | 26.11   | 6.41                 | 30.54    | 1573                  | <b>196%</b> |
| Mai   | 21.25   | 4.00                 | 27.47    | 1396                  | <b>162%</b> |
| Jun   | 20.09   | 5.50                 | 24.95    | 1587                  | <b>198%</b> |
| Jul   | 19.43   | 6.06                 | 23.93    | 1657                  | <b>211%</b> |
| Ago   | 18.73   | 5.67                 | 23.45    | 1628                  | <b>206%</b> |
| Set   | 19.63   | 7.64                 | 23.40    | 1802                  | <b>239%</b> |
| Out   | 20.13   | 6.73                 | 24.29    | 1711                  | <b>222%</b> |
| Nov   | 21.39   | 6.93                 | 25.49    | 1706                  | <b>221%</b> |
| Dez   | 22.11   | 6.09                 | 26.64    | 1614                  | <b>203%</b> |

Tabela 19 – Ampacidade sazonal e ganhos de transmissão mensais diurnos pelo método estatístico: a) INMET, b) ERA5 e c) Meteoblue

| Meses | TA (°C) | Vv (m/s) | Top (°C) | I <sub>FASE</sub> (A) | Ganhos (%) |
|-------|---------|----------|----------|-----------------------|------------|
| Jan   | 30.98   | 3.01     | 45.50    | 788                   | <b>48%</b> |
| Fev   | 30.71   | 2.98     | 45.32    | 790                   | <b>49%</b> |
| Mar   | 30.98   | 2.76     | 46.46    | 755                   | <b>42%</b> |
| Abr   | 29.87   | 2.57     | 46.13    | 752                   | <b>41%</b> |
| Mai   | 27.99   | 2.49     | 44.54    | 779                   | <b>46%</b> |
| Jun   | 25.74   | 2.46     | 42.39    | 816                   | <b>53%</b> |
| Jul   | 24.86   | 2.63     | 40.69    | 859                   | <b>61%</b> |
| Ago   | 25.55   | 2.81     | 40.67    | 871                   | <b>64%</b> |
| Set   | 27.78   | 3.22     | 41.52    | 882                   | <b>66%</b> |
| Out   | 29.81   | 3.53     | 42.69    | 877                   | <b>65%</b> |
| Nov   | 31.25   | 3.69     | 43.77    | 861                   | <b>62%</b> |
| Dez   | 31.84   | 3.62     | 44.54    | 840                   | <b>58%</b> |

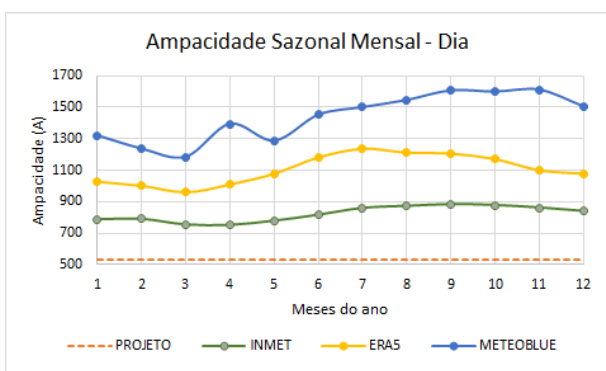
(a)

| Meses | TA (°C) | Vv (m/s) | Top (°C) | I <sub>FASE</sub> (A) | Ganhos (%)  |
|-------|---------|----------|----------|-----------------------|-------------|
| Jan   | 29.24   | 2.81     | 44.62    | 1026                  | <b>93%</b>  |
| Fev   | 29.59   | 2.68     | 45.54    | 1000                  | <b>88%</b>  |
| Mar   | 29.73   | 2.44     | 46.77    | 960                   | <b>81%</b>  |
| Abr   | 28.37   | 2.62     | 44.54    | 1009                  | <b>90%</b>  |
| Mai   | 27.04   | 2.92     | 41.93    | 1077                  | <b>103%</b> |
| Jun   | 25.26   | 3.44     | 38.43    | 1180                  | <b>122%</b> |
| Jul   | 24.07   | 3.70     | 36.52    | 1234                  | <b>132%</b> |
| Ago   | 25.19   | 3.65     | 37.79    | 1210                  | <b>128%</b> |
| Set   | 26.42   | 3.75     | 38.81    | 1204                  | <b>127%</b> |
| Out   | 28.14   | 3.70     | 40.68    | 1170                  | <b>120%</b> |
| Nov   | 29.45   | 3.33     | 43.04    | 1099                  | <b>107%</b> |
| Dez   | 29.74   | 3.21     | 43.72    | 1077                  | <b>103%</b> |

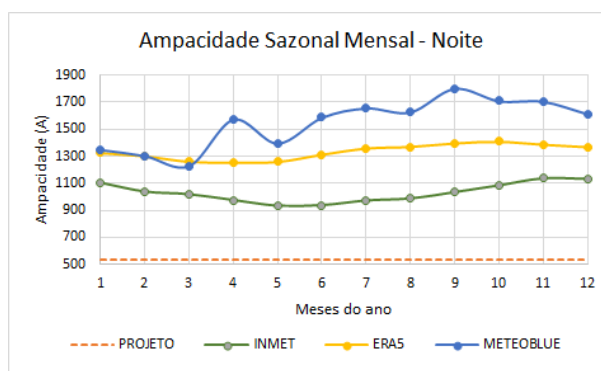
(b)

| Meses | TA (°C) | Vv (m/s) | Top (°C) | I <sub>FASE</sub> (A) | Ganhos (%)  |
|-------|---------|----------|----------|-----------------------|-------------|
| Jan   | 29.98   | 5.27     | 39.64    | 1319                  | <b>148%</b> |
| Fev   | 30.37   | 4.55     | 41.17    | 1234                  | <b>132%</b> |
| Mar   | 30.03   | 4.06     | 41.78    | 1183                  | <b>122%</b> |
| Abr   | 28.67   | 5.77     | 37.67    | 1394                  | <b>162%</b> |
| Mai   | 27.20   | 4.52     | 37.99    | 1286                  | <b>142%</b> |
| Jun   | 25.84   | 5.82     | 34.73    | 1451                  | <b>173%</b> |
| Jul   | 24.21   | 6.00     | 32.86    | 1500                  | <b>182%</b> |
| Ago   | 24.81   | 6.58     | 32.88    | 1546                  | <b>191%</b> |
| Set   | 26.53   | 7.62     | 33.76    | 1606                  | <b>202%</b> |
| Out   | 28.57   | 8.05     | 35.55    | 1599                  | <b>201%</b> |
| Nov   | 30.53   | 8.76     | 37.10    | 1612                  | <b>203%</b> |
| Dez   | 30.86   | 7.50     | 38.26    | 1506                  | <b>183%</b> |

(c)



(a)



(b)

Figura 9 - Comparação entre ampacidade sazonal e ampacidade determinística: (a) período diurno e (b) período noturno

Os resultados mensais mostraram que em 100% do ano, as ampacidades calculadas estiveram acima da referência de projeto de 532 A. A referência de dados do Meteoblue trouxe os maiores ganhos em todos os meses, com menor ganho diurno de 122% em março e maior ganho noturno de 239% em setembro. A base de dados INMET apresentou ganhos inferiores a referência ERA5 ao longo do ano, mas com valores consideráveis, variando de 41% em abril a 113% em novembro, ambos no período noite.

Por fim, avaliou-se o impacto do aumento da capacidade de transmissão da LT no parque eólico serra das vacas. Sendo a linha de transmissão destinada exclusivamente para escoamento da geração eólica, os ganhos de transmissão resultam num aumento da capacidade de geração do parque. Deste modo, avaliou-se a performance dos resultados de cada metodologia, no âmbito de ganhos sazonais, em relação a potência excedente a ser utilizada para aumento da capacidade instalada do parque eólico. Utilizou-se os modelos de aerogeradores com potência 4,2 MW, 5,5 MW e 6,0 MW para avaliar a quantidade de máquinas excedentes permitidas e os resultados apresentados nas tabelas 19 a 21.

Tabela 19 – Quantidade de aerogeradores excedentes para o ganho de ampacidade da LT: INMET

| Performasse do sistema - método estatístico INMET |                |           |             |                      |            |            |
|---|----------------|-----------|-------------|----------------------|------------|------------|
| Cenário   | Sazonal        |           |             | Qtd de Aerogeradores |            |            |
|   | Ampacidade (A) | Ganho (A) | Ganho (MVA) | AEG 4.2 MW           | AEG 5.5 MW | AEG 6.0 MW |
| Valor Mínimo (A)                                  | 760            | 228       | 91          | 21                   | 16         | 14         |
| Valor médio (A)                                   | 915            | 383       | 152         | 34                   | 26         | 24         |
| valor máximo (A)                                  | 1055           | 523       | 208         | 47                   | 36         | 33         |

Tabela 20 – Quantidade de aerogeradores excedentes para o ganho de ampacidade da LT: ERA5

| Performasse do sistema - método estatístico ERA5 |                |           |             |                      |            |            |
|--|----------------|-----------|-------------|----------------------|------------|------------|
| Cenário  | Sazonal        |           |             | Qtd de Aerogeradores |            |            |
|  | Ampacidade (A) | Ganho (A) | Ganho (MVA) | AEG 4.2 MW           | AEG 5.5 MW | AEG 6.0 MW |
| Valor Mínimo (A)                                 | 827            | 295       | 118         | 27                   | 20         | 19         |
| Valor médio (A)                                  | 1014           | 482       | 192         | 43                   | 33         | 30         |
| valor máximo (A)                                 | 1152           | 620       | 247         | 56                   | 43         | 39         |

Tabela 21 – Quantidade de aerogeradores excedentes para o ganho de ampacidade da LT: Meteoblue

| Performasse do sistema - método estatístico Meteoblue |                |           |             |                      |            |            |
|---|----------------|-----------|-------------|----------------------|------------|------------|
| Cenário   | Sazonal        |           |             | Qtd de Aerogeradores |            |            |
|   | Ampacidade (A) | Ganho (A) | Ganho (MVA) | AEG 4.2 MW           | AEG 5.5 MW | AEG 6.0 MW |
| Valor Mínimo (A)                                      | 1124           | 592       | 236         | 53                   | 41         | 37         |
| Valor médio (A)                                       | 1148           | 616       | 245         | 55                   | 42         | 39         |
| valor máximo (A)                                      | 1215           | 683       | 272         | 62                   | 47         | 43         |

Pode-se observar que, para o empreendimento em estudo, os ganhos de transmissão permitem um aumento na capacidade instalada o parque eólico, com acréscimos que variam de 21 a 62 novos aerogeradores (referência 4,2 MW), sem a necessidade de construção de uma nova linha de transmissão, bem como permite o aproveitamento das instalações de transmissão existentes sem riscos de rompimento das condições operativas normais de projeto.

Os resultados também permitiram estabelecer que o limite normativo de velocidade de vento para projetos de linha de transmissão de 1,0 m/s deve ser adequado a aplicação do empreendimento, pois essa referência determinística traz a subutilização de linhas de transmissão de uso exclusivo para geração eólica.

## 7. CONCLUSÕES

Esse artigo apresentou o estudo do aumento da capacidade operativa da Linha de Transmissão 230 kV Paratama – Garanhuns II, responsável exclusivamente pelo escoamento de geração do Parque Eólico Serra das Vacas no estado do Pernambuco. O trabalho analisou o regime de vento e a temperatura do ar na região da LT, com o objetivo de identificar os impactos das variações climáticas na capacidade operativa da linha, utilizando bases de dados observados de estações meteorológicas do INMET, dados de reanálise numérica ERA5 e dados comerciais do modelo de simulações fornecido pela empresa Meteoblue.

Nesse trabalho utilizou-se o cálculo da ampacidade pelo método estatístico, a qual estabelece a operação da LT de acordo com períodos climáticos com uso simultâneo de série de dados diárias de velocidade de vento e temperatura ambiente, e os resultados então comparados aos valores de projeto pelo método determinístico.

Como resultados, constatou-se que em todos os períodos do ano, tanto na análise sazonal quanto mensal, houve ganhos significativos na transmissão nas três bases de dados e, conseqüentemente, de geração excedente para o parque eólico serra das vacas.

Os menores ganhos sazonais foram identificados na base de dados do INMET, com mínimo de 43% e máximo de 92%. O segundo maior ganho deu-se a base de dados ERA5, com valores mínimos de 55% e máximos de 116%, enquanto que a referência de dados Meteoblue apresentou melhores ganhos, com variações de 99% a 128%. Os resultados mensais mostraram que em 100% do ano, as ampacidade calculadas estiveram acima da referência de projeto de 532 A. A referência de dados do Meteoblue trouxe novamente os maiores ganhos em todos os meses, com menor ganho diurno de 122% em março e maior ganho noturno de 239% em setembro. A base de dados INMET apresentou ganhos inferiores a referência ERA5 ao longo do ano, mas com resultados consideráveis, variando de 41% em abril a 113% em novembro, ambos no período noite.

Por fim, avaliou-se que o impacto do aumento da capacidade de transmissão da LT no parque eólico serra das vacas, sendo essa de uso exclusivo para escoamento da geração eólica, resultou num aumento da capacidade de geração do

parque. A análise da performance de cada metodologia, no âmbito de ganhos sazonais, avaliou a quantidade de aerogeradores possíveis de serem implantados no parque para suprir a folga de transmissão da LT. Isso posto, observou-se que os ganhos de transmissão permitem um aumento na capacidade instalada o parque eólico, com acréscimos que variam de 21 a 62 novos aerogeradores (na referência 4,2 MW), sem a necessidade de construção de uma nova linha de transmissão, bem como permite o aproveitamento das instalações de transmissão existentes sem riscos de rompimento das condições operativas de projeto.

Por fim, pode-se concluir que o limite normativo de velocidade de vento para projetos de linha de transmissão de 1,0 m/s não deve ser aplicado de maneira determinística, mas sim adequado a aplicação do empreendimento, pois essa referência traz a subutilização de linhas de transmissão de uso exclusivo para geração eólica.

### **Agradecimentos**

Os autores agradecem o apoio do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará (UFC), da INOVA Energy Fortaleza, da empresa Meteoblue e dos responsáveis pelo parque eólico serra das vacas pelo fornecimento dos dados de projeto, os quais permitiram o desenvolvimento desse trabalho. Para a equipe de pesquisadores e colaboradores que ajudaram direta e indiretamente na elaboração deste projeto.

### **REFERÊNCIAS**

- ANEEL. Resolução normativa 906/2020. Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica. Módulo 4 – Prestação de Serviços. Janeiro, 2021.
- Associação Brasileira De Normas Técnicas (ABNT), (1985). NBR 5422: “Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica”. Rio de Janeiro.
- IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006 - Incorporates IEEE Std 738-2012 Cor 1-2013) 2013:1-72.
- CIGRE, 2002. "Thermal behaviour of overhead conductors", 22.12 WG.
- Junior, O.R., Domingues, L.A.M.C., Aumento das capacidades de linhas de transmissão de conexão de parques eólicos através da correlação de variáveis ambientais, correntes e temperaturas nos condutores, XXIII SNPTEE, 2015, Foz do Iguaçu, PR
- Oliveira, J.C., Asano, P.T.L., Sistemas de monitoramento e Ampacidade de LTs: uma correlação entre geração eólica e o aumento da capacidade de transmissão da rede, XXV SNPTEE, 2019, Belo Horizonte, MG
- Sakagami, Y., "Mapeamento do risco térmico em linhas aéreas de transmissão com base em dados de modelo numérico atmosférico", Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.
- ONS, NT 0094-2016 - Metodologia para Cálculo da Capacidade Sazonal de Projeto de Linhas de Transmissão a Serem Licitadas. Rio de Janeiro, dezembro de 2006.
- Stüker, E., Schuster, C. H., Schuster, J. J., Santos, D. C., Medeiros, L. E., Costa, F. D., Demarco, G., & Puhales, F. S. (2016). Comparação entre os dados de vento das reanálises meteorológicas era-interim e cfsr com os dados das estações automáticas do inmet no rio grande do sul. *Ciência e Natura*, 38. <https://doi.org/10.5902/2179460x20233>
- EPE. Road Map - Energia Eólica Marítima no Brasil. Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap\\_Eolica\\_Offshore\\_EPE\\_versao\\_R2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf)>. Acesso em: Agosto 2021.
- Meteoblue, disponível em <<https://content.meteoblue.com/en/specifications/data-sources/weather-simulation-data>>. Acesso em: Setembro, 2021.

# **Cálculo de viabilidade econômica da inclusão de banco de baterias em um parque eólico - Um estudo de caso.**

**Gabriel Rogatto<sup>1</sup>,**  
**Matheus Kleming de Castro Cunha<sup>1</sup>,**  
**Tarek Mohamed Vilela<sup>1</sup>,**  
**Ubiratan Brasilino de Castro Araújo<sup>1</sup>,**  
**Vicente Ferrer Correia Lima Neto<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Casa dos Ventos Energias Renováveis

Av. Brig. Faria Lima, 3477 TorreA, 14º andar – Itaim Bibi, São Paulo – SP, 04538-133

[gabriel.rogatto@casadosventos.com.br](mailto:gabriel.rogatto@casadosventos.com.br)

[matheus.cunha@casadosventos.com.br](mailto:matheus.cunha@casadosventos.com.br)

[tarek.vilela@casadosventos.com.br](mailto:tarek.vilela@casadosventos.com.br)

[ubiratan.silva@casadosventos.com.br](mailto:ubiratan.silva@casadosventos.com.br)

[vicente.ferrer@casadosventos.com.br](mailto:vicente.ferrer@casadosventos.com.br)

## **ABSTRACT**

The power requirements to meet demand are gaining importance in the new Brazilian electricity matrix, the first step of this paradigm shift was the use of the spot prices values discretized on an hourly basis. This change allows the development and feasibility of new forms of generation such as hybrid wind farms with battery. The joint use of these two sources allows considering wind generation as a source capable of providing steady power at peak demand times and, consequently, capable of competing with other traditional sources in possible capacity auctions. Therefore, this article discusses the economic viability of incorporating a battery bank in a wind farm and aims to calculate the fixed costs to be paid for the enterprise if necessary.

**Keywords:** hybrid renewable energy system; wind/battery hybrid system; economic viability; capacity auctions.



## INTRODUÇÃO

Ao longo dos anos o setor elétrico vem buscando cada vez mais se modernizar, tanto em questões regulatórias quanto tecnológicas, de tal forma que, em 2019 o MME (Ministério de Minas e Energia) instituiu por meio da Portaria MME nº 187 o GT (Grupo de Trabalho) para aprimorar e viabilizar tais modernizações fundamentadas nos pilares da governança, da transparência e da estabilidade jurídico-regulatória [1].

Dentre as melhorias destacamos a Portaria MME nº 301/2019 que determinou a utilização do modelo computacional DESSEM [2] na cadeia de formação do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) a partir do ano de 2021 tornando-o assim sua granularidade em base horária, conforme pode ser visto na Figura 1.

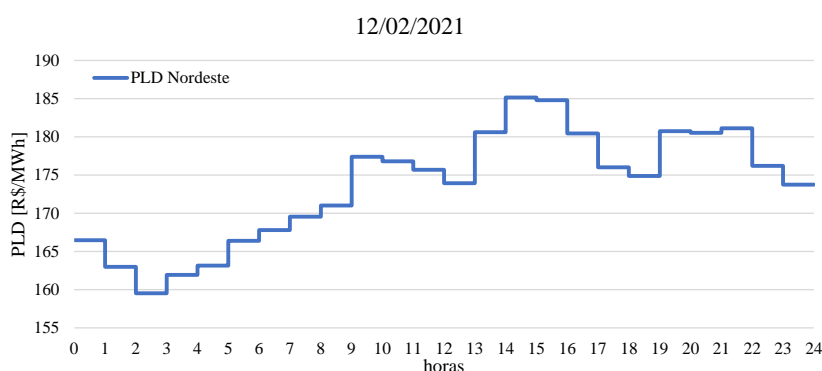


Figura 1: PLD do Nordeste do dia 12/02/2021

Esta modificação visou trazer um maior realismo tarifário permitindo a correta precificação da geração elétrica ao longo das horas do dia, incentivando os consumidores a migrarem seu consumo para horas de custo mais baixos, e conseqüentemente de menor demanda, ou os geradores a buscarem novas tecnologias para deslocarem sua geração para horas mais caras, e conseqüentemente de maior demanda.

Neste contexto a bateria é um equipamento que, adicionado ao parque eólico, permite a modulação da geração que antes era compulsória trazendo tanto um benefício sistêmico para atendimento à demanda máxima, quanto um benefício econômico para o empreendedor, beneficiando-se da venda da energia em um custo mais elevado.

De forma adicional, ao considerarmos o complexo eólico de forma híbrida, com banco de baterias, podemos descaracterizar a geração eólica como uma fonte intrinsecamente não despachável com contribuição somente em energia e passamos a considerá-la como uma fornecedora de potência firme por algumas horas do dia, permitindo assim sua inclusão, por exemplo, em leilões de capacidade.

Diversos estudos a respeito da viabilidade econômica desta tecnologia já foram realizados, porém sempre no âmbito teórico ou em aplicações em países com perfil de preço muito distinto do brasileiro [3], [4], [5] e [6].

Desta forma este trabalho visa estimar a viabilidade econômica da inclusão do banco de baterias em um parque eólico, considerando 12 meses de PLDs verificados, tanto na modalidade de arbitragem de preço, configuração em que se busca aproximar o perfil de geração do parque com o perfil do PLD, quanto por uma forma de contrato por capacidade, configuração em que o parque deve garantir uma potência mínima em determinadas horas do dia.

## MODELAGEM DO PROBLEMA

O sistema híbrido de geração eólica-bateria consiste em um parque eólico conectado a um banco de bateria que só pode ser carregado através da geração proveniente do próprio parque, de tal forma que, para o SIN (Sistema Interligado Nacional) o complexo continua operando como uma fonte geradora tradicional, não necessitando consumir energia da rede, Figura 2.

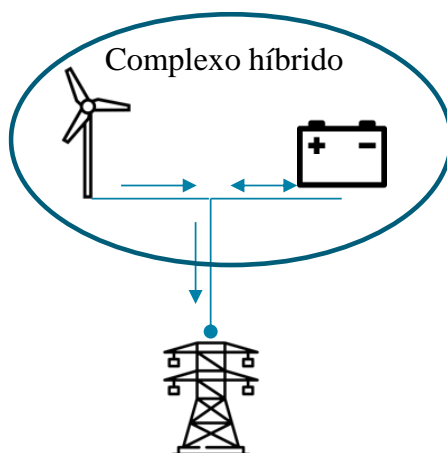


Figura 2: Representação esquemática da geração eólica híbrida

Para simular a geração do complexo foi elaborado um problema de programação linear que visa maximizar o faturamento diário considerando que toda energia será liquidada a PLD.

O horizonte de simulação é diário com discretização horária, e foram otimizados 365 dias distintos (1 ano operativo), desta forma podemos considerar que tanto o PLD quanto a geração eólica são determinísticas, possuindo assim somente a operação da bateria como variável de decisão.

Tal aproximação pode ser realizada uma vez que, dado as características do mercado de energia brasileiro, o PLD é calculado de forma *ex ante* e, portanto, seus valores horários para o dia seguinte já são conhecidos a priori, e, atualmente, já possuímos tecnologia suficiente para estimar a geração eólica para este horizonte de tempo sem cometer grandes desvios.

Os valores do PLD utilizados foram os oficialmente divulgados pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) entre os dias de 01/08/2020 e 31/07/2021.

Para a geração eólica foi utilizada a geração teórica de um parque eólico que possui uma capacidade instalada de 63 MW e está localizado no estado do Rio Grande do Norte. Na Figura 3 são mostrados, em gráficos de boxplot, a geração horária de todos os dias do horizonte de simulação segregados por mês.

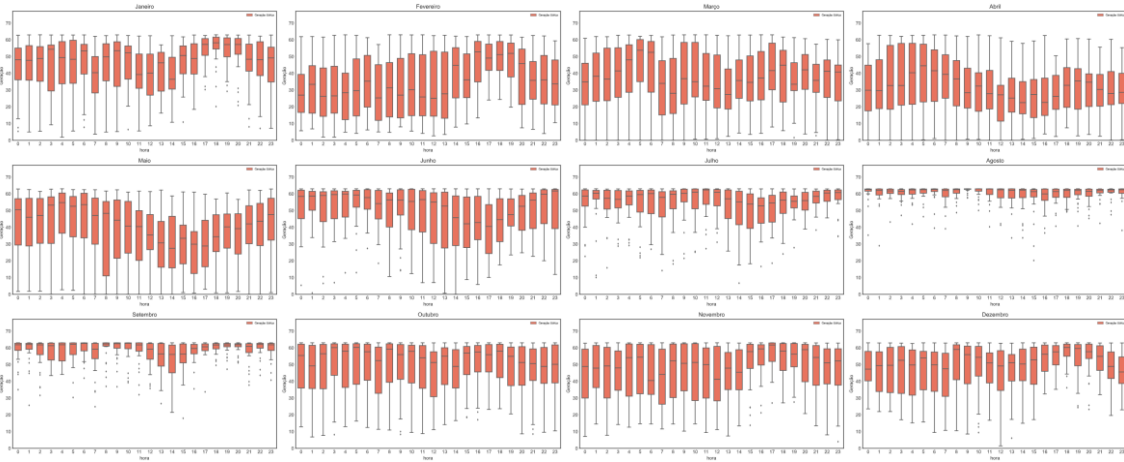


Figura 3: Geração horária teórica para os meses do ano

## MODELAGEM MATEMÁTICA

Para a otimização da operação da bateria foi implementada uma formulação matemática genérica em que há a possibilidade de definir períodos de injeção mínima de energia na rede, possibilitando representar possíveis vendas por capacidade, e conforme [7] e [8], temos:

$$f.o. = \max \left\{ \sum_{i=0}^{24} (ERede_i \cdot PLD_i) - \text{pen} \cdot \sum_{i=0}^{24} FRede_i \right\} \quad (1)$$

sujeito a:

$$EBat_i = EBat_{i-1} + \eta^+ \cdot PBat_i^+ - \frac{PBat_i^-}{\eta^-} \quad (2)$$

$$ERede_i + FRede_i \geq ERede_i^{\min} \quad (3)$$

$$GEol_i + PBat_i^- = PBat_i^+ + ERede_i \quad (4)$$

$$ERede_i \leq \text{MUST} \quad (5)$$

$$FRede_i \leq \text{MUST} \quad (6)$$

$$EBat_i \leq CBat_{MWh} \quad (7)$$

$$PBat_i^+ \leq CBat_{MW} \quad (8)$$

$$PBat_i^- \leq CBat_{MW} \quad (9)$$

Em que:

$EBat_i$ : Energia armazenada na bateria no estágio  $i$

$ERede_i$ : Energia injetada na rede pelo complexo híbrido no estágio  $i$

$FRede_i$ : Folga de geração no estágio  $i$

$PBat_i^+$ : Potência injetada na bateria no estágio  $i$

$PBat_i^-$ : Potência gerada pela bateria no estágio  $i$

$\eta^+$ : Rendimento na etapa de carregamento da bateria

$\eta^-$ : Rendimento na etapa de geração da bateria

$CBat_{MW}$ : Capacidade de geração da bateria em MW

$CBat_{MWh}$ : Capacidade de armazenamento da bateria em MWh

$ERede_i^{\min}$ : Energia mínima a ser injetada na rede pelo complexo híbrido no estágio  $i$

$GEol_i$ : Geração eólica no estágio  $i$

$\text{MUST}$ :  $\text{MUST}$  contratado pelo complexo híbrido

$\text{pen}$ : Penalidade por violação da variável de folga, no valor de 110% do  $\text{PLD}$  máximo

$\text{PLD}_i$ :  $\text{PLD}$  no estágio  $i$

A equação (2) determina o estado da bateria no estágio  $i$ . Em (3) é definido o limite mínimo de geração no estágio  $i$ . Esta equação é utilizada para garantir os requisitos de potência necessários em um possível contrato por capacidade. A expressão (4) calcula a energia injetada na rede, e das equações (5) a (9) são definidos os limites máximos das variáveis de estado.

A função objetiva é definida na equação (1) e possui duas parcelas, a primeira representa o faturamento do complexo híbrido, e a segunda visa penalizar o desvio entre a energia injetada na rede e o seu requisito mínimo.

## OPERAÇÃO DO COMPLEXO HÍBRIDO

Os resultados foram segmentados em duas abordagens distintas e consideramos um conjunto de baterias com rendimentos de ciclo completo de 92,16% e simulamos múltiplas configurações de banco de bateria, a seguir detalharemos os resultados operativos do complexo para ambas as abordagens.

## 1) Otimização do complexo híbrido

Operação que visa modular a geração do complexo exclusivamente pelo perfil do PLD, concentrando assim as descargas da bateria nos horários de maior preço, caso esta operação seja economicamente viável.

A Figura 4 retrata a operação ótima para o dia 14/01/2021 para um banco de bateria de 100MWh e tempo de descarga de 4h. No gráfico da esquerda é mostrado em azul a curva do PLD e em verde o estado da bateria, verifica-se que o sistema armazenou a energia do parque eólico entre as 01h e 06h, momento de menor PLD, atingindo sua capacidade máxima e descarregou sua energia as 09h, 10h, 14h, 15h e 21h, momentos de maiores PLD.

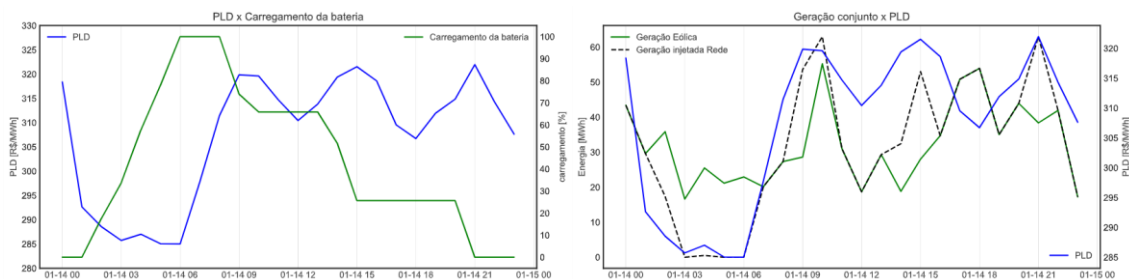


Figura 4: Operação ótima para o dia 14/01/2021

No gráfico da direita temos em azul o PLD, em verde a geração eólica e em preto a geração injetada na rede pelo complexo. Verifica-se que no período de carga da bateria o complexo destina quase que integralmente da sua geração para a bateria e no período de descarga chega a atingir a restrição de MUST (Montante de Uso do Sistema de Transmissão) do parque às 10h e 21h.

A operação deste dia resultou em uma elevação da receita do complexo em R\$ 975,27 em comparação com o parque eólico sem banco de baterias, um ganho equivalente a 1,29 R\$/MWh ao longo do dia.

## 2) Otimização do complexo híbrido considerando o leilão de capacidade

Operação que visa garantir uma potência mínima injetada na rede entre as 17h e 21h nos dias de semana, independentemente da viabilidade econômica desta operação.

Considerando a mesma configuração do banco de baterias do caso anterior, porém incluindo a restrição de geração mínimo de 60 MW temos a operação ótima conforme a Figura 5, em que o período de carga é mantido o mesmo, porém sua descarga foi deslocada para os períodos do contrato de capacidade, garantindo a entrega em potência do complexo, confirmando a possibilidade de modulação da geração do parque. Tal

operação resultou em uma receita R\$ 514,02 acima do caso do parque eólico sem banco de bateria, porém abaixo da operação na modalidade anterior.

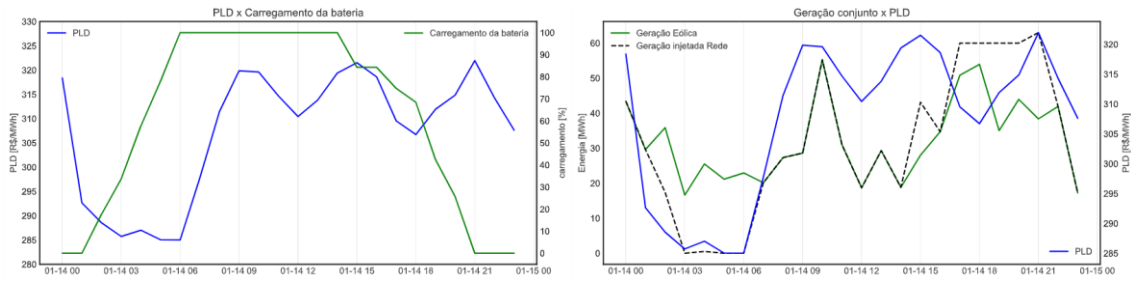


Figura 5: Operação ótima para o dia 14/01/2021 considerando uma geração mínima de 60MW das 17h às 21h

Da Figura 6 à Figura 17 são mostrados os gráficos *boxplot* da geração injetada da rede em base horário do complexo sem a inclusão do banco de baterias (vermelho), considerando a modelagem 1 (verde) e considerando a modelagem 2 (azul), nele é possível constatar a capacidade de modulação da energia perante a configuração sem bateria, cabe destacar que, como os requisitos de potência foram estipulados somente nos dias úteis, nas figuras abaixo há alguns dias em que a geração do complexo é inferior ao valor estipulado no leilão (60 MW).

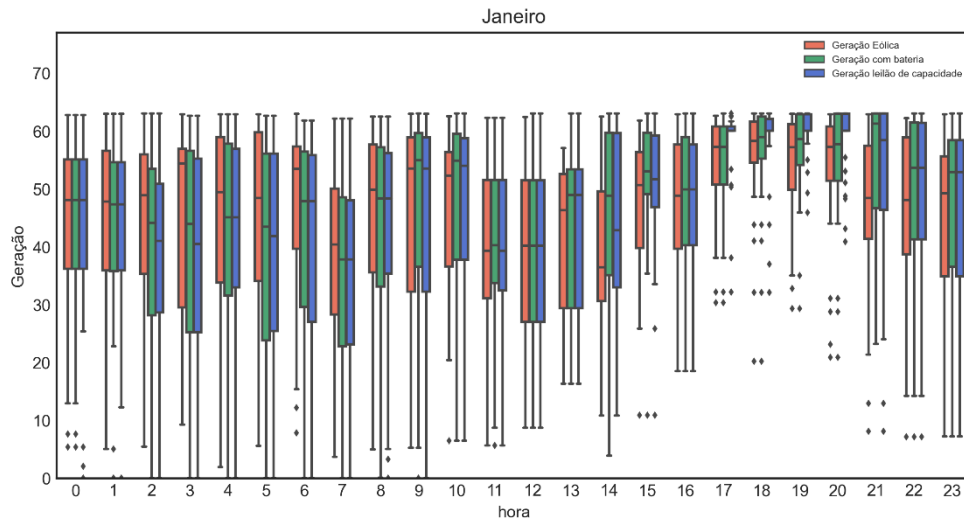


Figura 6: Comparação entre a operação do complexo nas três modalidades (janeiro)

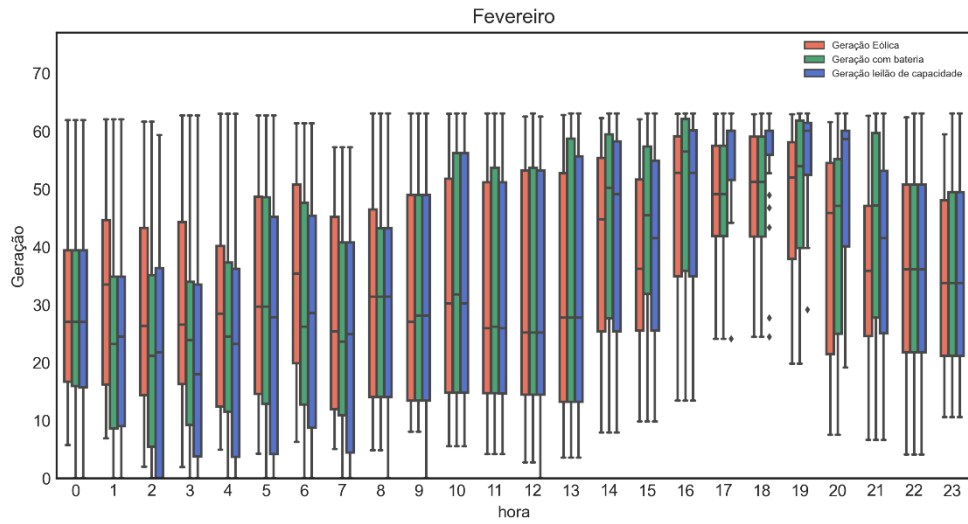


Figura 7: Comparação entre a operação do complexo nas três modalidades (fevereiro)

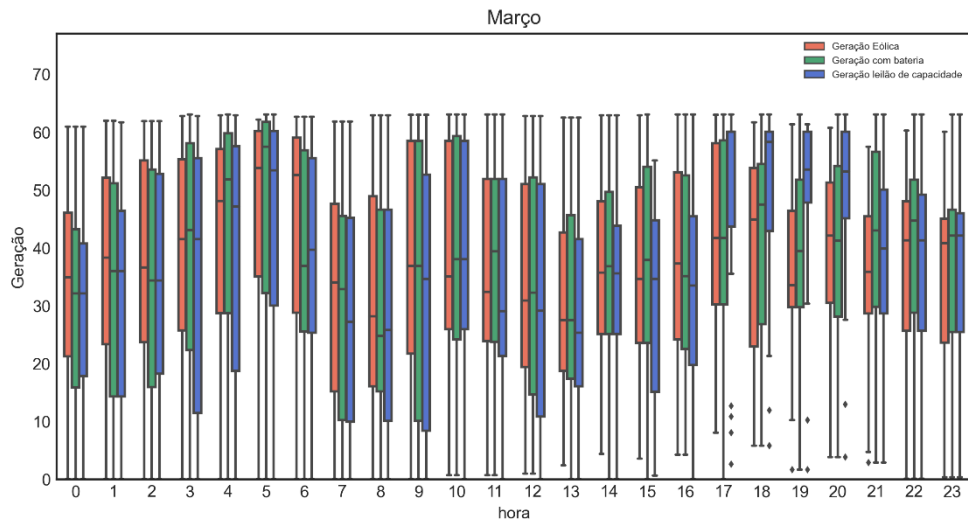


Figura 8: Comparação entre a operação do complexo nas três modalidades (março)

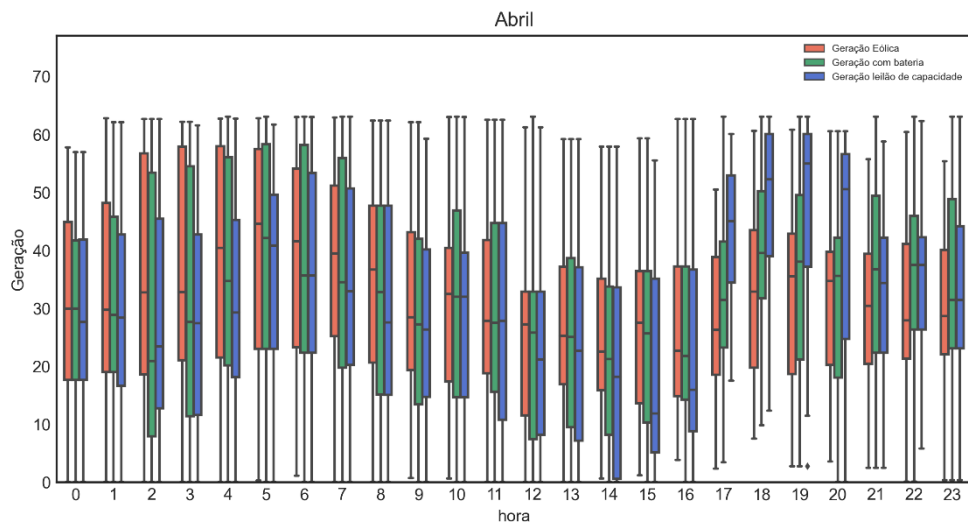


Figura 9: Comparação entre a operação do complexo nas três modalidades (abril)

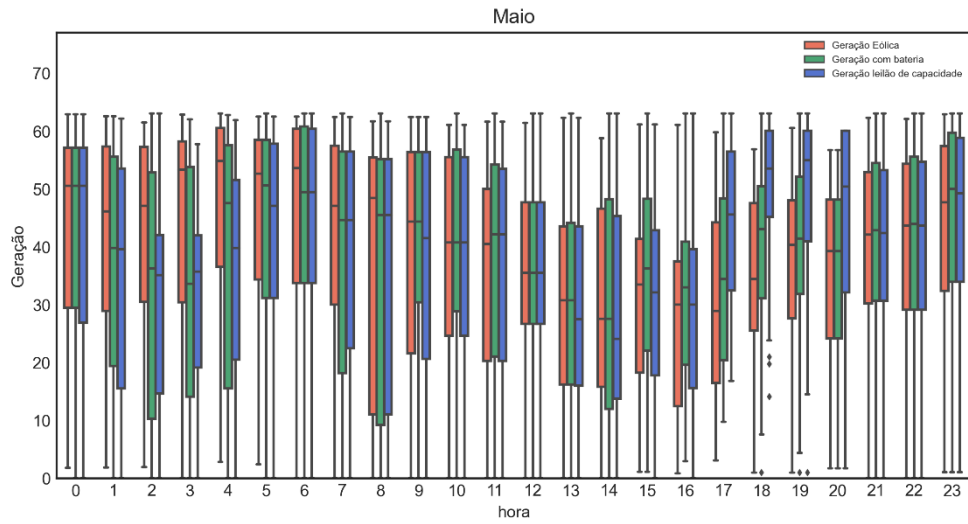


Figura 10: Comparação entre a operação do complexo nas três modalidades (maio)

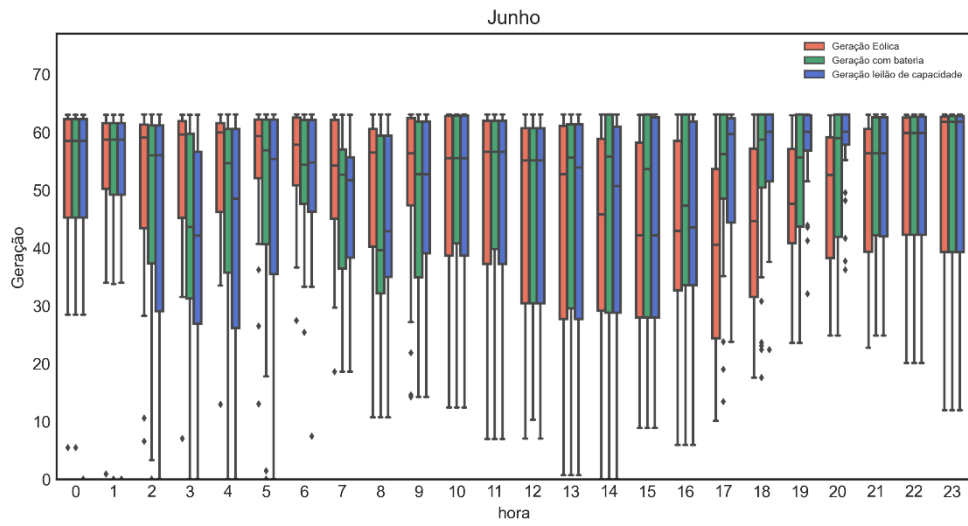


Figura 11: Comparação entre a operação do complexo nas três modalidades (junho)

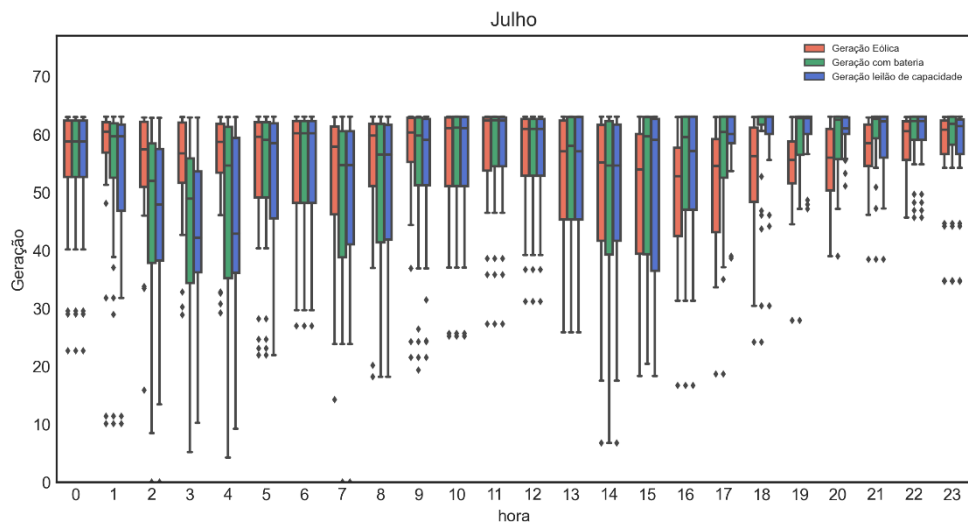


Figura 12: Comparação entre a operação do complexo nas três modalidades (julho)



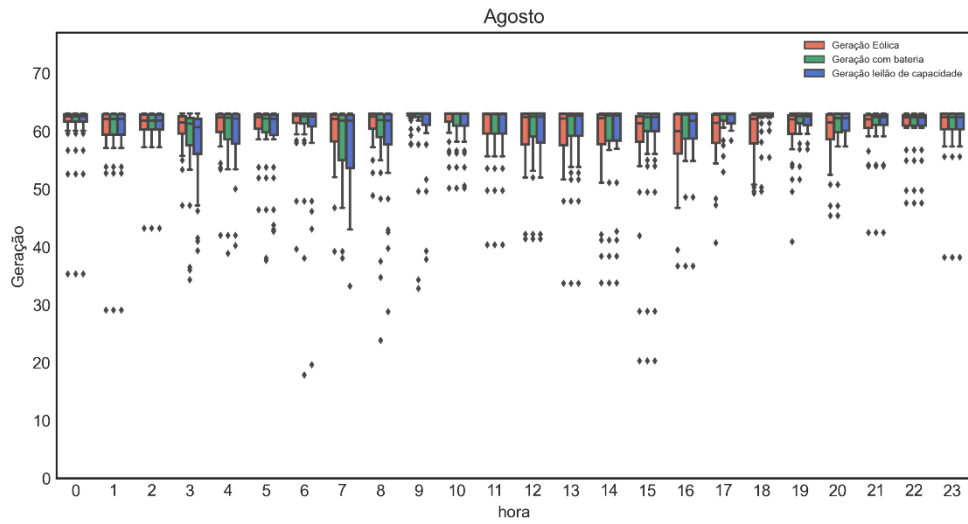


Figura 13: Comparação entre a operação do complexo nas três modalidades (agosto)

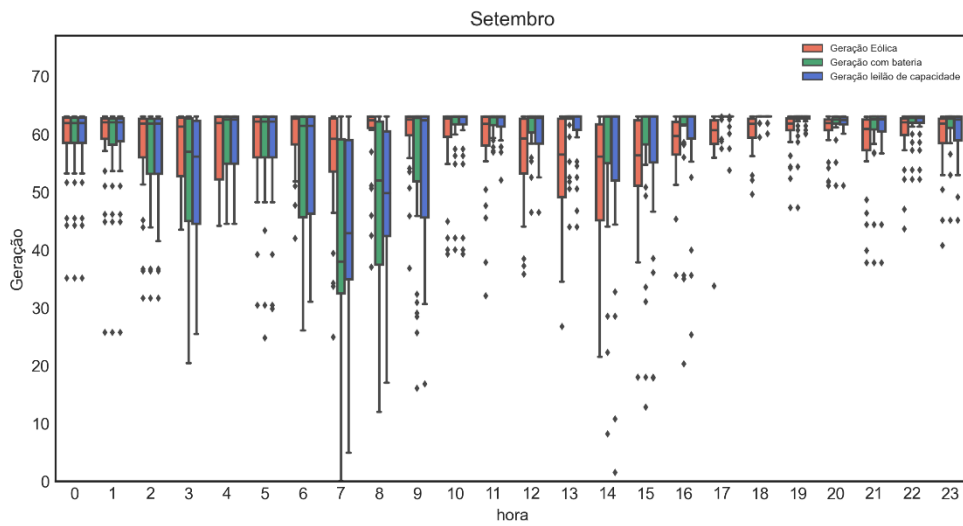


Figura 14: Comparação entre a operação do complexo nas três modalidades (setembro)

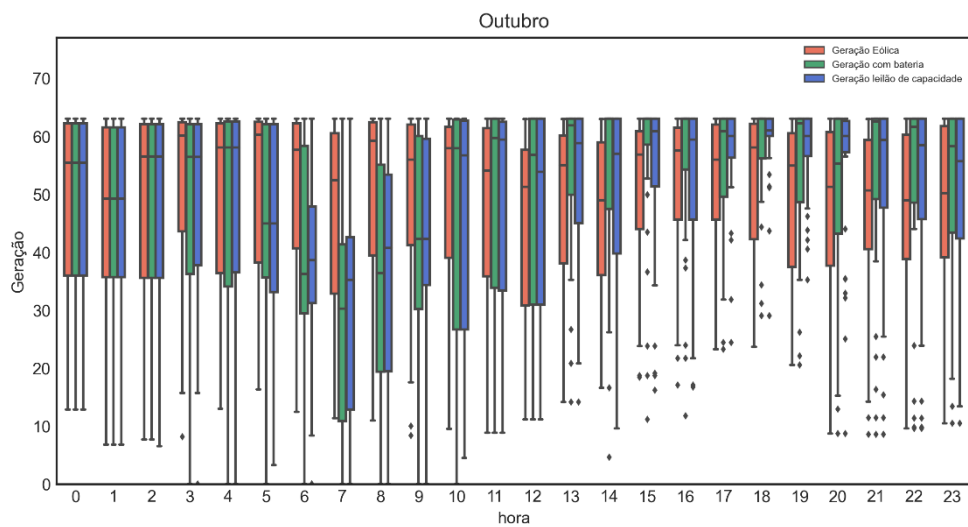


Figura 15: Comparação entre a operação do complexo nas três modalidades (outubro)

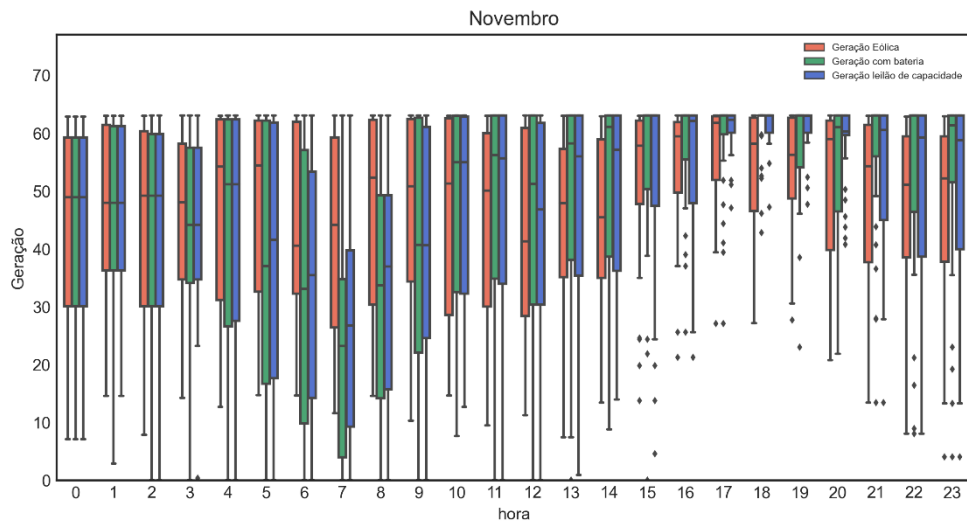


Figura 16: Comparação entre a operação do complexo nas três modalidades (novembro)

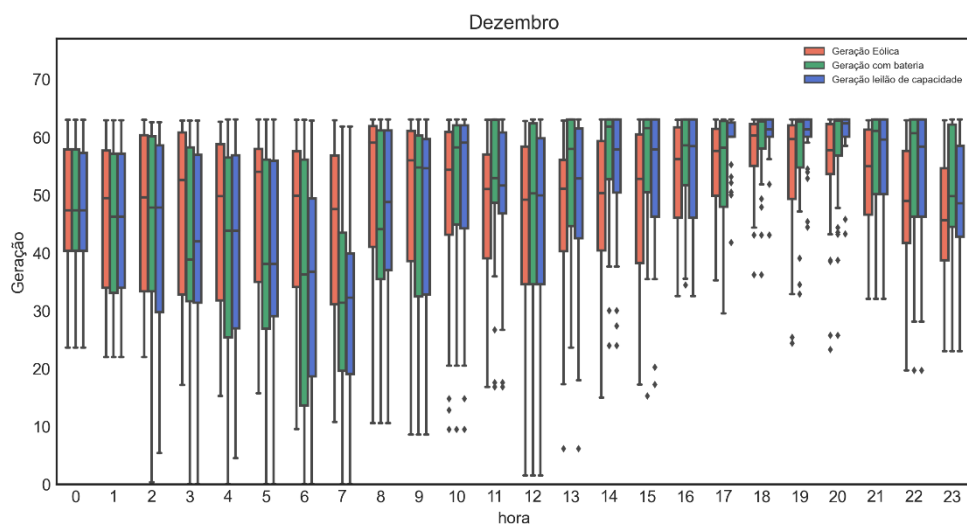


Figura 17: Comparação entre a operação do complexo nas três modalidades (dezembro)

Nota-se que ao maximizar somente o faturamento do complexo híbrido (Geração com bateria – verde) não há um padrão pré-definido das horas em que o sistema irá injetar um montante maior de energia, e na operação via vendar do leilão de capacidade (Geração leilão de capacidade – azul) sua potência foi maximizada prioritariamente nos horários contratos. Contudo ambas as modelagens carregaram a bateria nos mesmos períodos, correspondentes aos horários de menores PLDs.

## VIABILIDADE ECONÔMICA

Para calcular a viabilidade econômica da inclusão do banco de baterias inicialmente elencamos as configurações de interesse variando a capacidade máxima de potência (MW) e o tempo de descarga (h) das baterias, conforme a Tabela 1.

Tabela 1: Dimensões do banco de baterias simulados

| Capacidade<br>[MWh]         |   | Potência do banco de bateria [MW] |    |    |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|-----------------------------|---|-----------------------------------|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|                             |   | 1                                 | 5  | 10 | 15  | 20  | 25  | 30  | 35  | 40  | 45  | 50  | 55  | 60  |
| Nº de horas de descarga [h] | 1 | 1                                 | 5  | 10 | 15  | 20  | 25  | 30  | 35  | 40  | 45  | 50  | 55  | 60  |
|                             | 2 | 2                                 | 10 | 20 | 30  | 40  | 50  | 60  | 70  | 80  | 90  | 100 | 110 | 120 |
|                             | 3 | 3                                 | 15 | 30 | 45  | 60  | 75  | 90  | 105 | 120 | 135 | 150 | 165 | 180 |
|                             | 4 | 4                                 | 20 | 40 | 60  | 80  | 100 | 120 | 140 | 160 | 180 | 200 | 220 | 240 |
|                             | 5 | 5                                 | 25 | 50 | 75  | 100 | 125 | 150 | 175 | 200 | 225 | 250 | 275 | 300 |
|                             | 6 | 6                                 | 30 | 60 | 90  | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 | 360 |
|                             | 7 | 7                                 | 35 | 70 | 105 | 140 | 175 | 210 | 245 | 280 | 315 | 350 | 385 | 420 |
|                             | 8 | 8                                 | 40 | 80 | 120 | 160 | 200 | 240 | 280 | 320 | 360 | 400 | 440 | 480 |

O CAPEX (*Capital Expenditure*) do projeto varia conforme o tempo de descarga sendo seu valor unitário informado na Tabela 2. De forma adicional deve-se atentar aos impostos de importação do equipamento, que corresponde a um acréscimo aproximado de 80% do valor total, visto que grande parte dos equipamentos são importados e carecem de isenção conforme outras fontes de geração.

Tabela 2: CAPEX por \$/kWh

| \$/kWh | Nº de horas de descarga [h] |        |        |        |        |        |        |        |
|--------|-----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|        | 1                           | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      |
| CAPEX  | 343,58                      | 298,61 | 264,96 | 238,84 | 217,84 | 200,43 | 185,65 | 172,83 |

A fim de estimar o *breakeven*, o período de *payback* do empreendimento foi considerado 10 anos, mesmo tempo de vida útil médio das baterias, e considerada uma taxa de desconto real de 7% a.a..

Todas as análises se pautam na comparação do faturamento esperado do complexo híbrido com o mesmo parque sem a inclusão do banco de bateria. Adicionalmente foi calculado o faturamento líquido médio (R\$/MWh), o LCOS (*Levelized Cost Of Storage*) (R\$/MWh) [9] e as receitas fixas (R\$) necessários para viabilizar o projeto, caso seja necessário, conforme as equações (11), (12) e (13), respectivamente.

$$\text{Faturamento líquido médio} = \frac{\text{faturamento total} - \text{custo da bateria}}{\text{geração total do complexo}} \quad (11)$$

$$\text{LCOS} = \frac{\text{CAPEX} + \text{custo de carregamento da energia}}{\text{energia injetada pela bateria}} \quad (12)$$

$$\text{Receita Fixa} = \text{faturamento total}_{\text{sem bateria}} - (\text{faturamento total}_{\text{com bateria}} - \text{custo da bateria}) \quad (13)$$

## 1) Parque eólico sem bateria

Nesta configuração é esperado que o parque gere, ao longo de 10 anos, 4.032.560 MWh, correspondendo a um faturamento de R\$ 641.209.215 e a um faturamento líquido médio de 159,01 R\$/MWh.

## 2) Parque eólico com bateria

Na Tabela 3 é mostrado a geração esperada do complexo híbrido buscando otimizar os melhores momentos de carga e descarga da bateria para cada uma das configurações. Destaca-se que, devido às perdas durante os ciclos de operação da bateria, a geração total do complexo sempre será inferior ao caso base (sem o banco de bateria), porém seu faturamento total, Tabela 4, é superior, uma vez que consegue tirar proveito da modulação do preço da energia.

Tabela 3: Geração esperada para o complexo híbrido [MWh]

| Geração esperada [MWh]      | Potência do banco de bateria [MW] |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
|-----------------------------|-----------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                             | 1                                 | 5         | 10        | 15        | 20        | 25        | 30        | 35        | 40        | 45        | 50        | 55        | 60        |           |
| Nº de horas de descarga [h] | 1                                 | 4.032.305 | 4.031.351 | 4.030.242 | 4.029.209 | 4.028.240 | 4.027.311 | 4.026.444 | 4.025.628 | 4.024.859 | 4.024.112 | 4.023.395 | 4.022.719 | 4.022.066 |
|                             | 2                                 | 4.032.114 | 4.030.446 | 4.028.566 | 4.026.820 | 4.025.213 | 4.023.703 | 4.022.320 | 4.021.085 | 4.020.010 | 4.019.044 | 4.018.165 | 4.017.346 | 4.016.620 |
|                             | 3                                 | 4.031.958 | 4.029.737 | 4.027.259 | 4.024.953 | 4.022.921 | 4.021.114 | 4.019.561 | 4.018.209 | 4.016.991 | 4.015.882 | 4.014.984 | 4.014.270 | 4.013.657 |
|                             | 4                                 | 4.031.830 | 4.029.196 | 4.026.239 | 4.023.615 | 4.021.421 | 4.019.459 | 4.017.755 | 4.016.262 | 4.015.057 | 4.014.086 | 4.013.304 | 4.012.670 | 4.012.157 |
|                             | 5                                 | 4.031.728 | 4.028.762 | 4.025.520 | 4.022.691 | 4.020.311 | 4.018.215 | 4.016.475 | 4.015.064 | 4.013.866 | 4.012.960 | 4.012.303 | 4.011.788 | 4.011.435 |
|                             | 6                                 | 4.031.647 | 4.028.440 | 4.024.979 | 4.021.969 | 4.019.513 | 4.017.344 | 4.015.639 | 4.014.210 | 4.013.083 | 4.012.322 | 4.011.800 | 4.011.446 | 4.011.258 |
|                             | 7                                 | 4.031.592 | 4.028.224 | 4.024.621 | 4.021.518 | 4.018.959 | 4.016.821 | 4.015.096 | 4.013.717 | 4.012.673 | 4.012.025 | 4.011.679 | 4.011.383 | 4.011.229 |
|                             | 8                                 | 4.031.561 | 4.028.099 | 4.024.392 | 4.021.214 | 4.018.661 | 4.016.487 | 4.014.774 | 4.013.457 | 4.012.529 | 4.011.981 | 4.011.646 | 4.011.382 | 4.011.229 |

Tabela 4: Faturamento esperada para o complexo híbrido [mil R\$]

| Fat. [mil R\$]              | Potência do banco de bateria [MW] |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|-----------------------------|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                             | 1                                 | 5       | 10      | 15      | 20      | 25      | 30      | 35      | 40      | 45      | 50      | 55      | 60      |         |
| Nº de horas de descarga [h] | 1                                 | 641.310 | 641.694 | 642.149 | 642.572 | 642.971 | 643.353 | 643.711 | 644.056 | 644.380 | 644.690 | 644.979 | 645.258 | 645.522 |
|                             | 2                                 | 641.387 | 642.057 | 642.816 | 643.523 | 644.185 | 644.804 | 645.351 | 645.843 | 646.278 | 646.674 | 647.039 | 647.360 | 647.634 |
|                             | 3                                 | 641.445 | 642.318 | 643.301 | 644.213 | 645.031 | 645.772 | 646.401 | 646.963 | 647.419 | 647.816 | 648.142 | 648.400 | 648.619 |
|                             | 4                                 | 641.489 | 642.507 | 643.648 | 644.692 | 645.614 | 646.436 | 647.104 | 647.675 | 648.096 | 648.438 | 648.715 | 648.909 | 649.044 |
|                             | 5                                 | 641.523 | 642.645 | 643.902 | 645.043 | 646.031 | 646.895 | 647.568 | 648.097 | 648.492 | 648.762 | 648.957 | 649.098 | 649.176 |
|                             | 6                                 | 641.548 | 642.748 | 644.090 | 645.293 | 646.307 | 647.166 | 647.807 | 648.310 | 648.659 | 648.898 | 649.046 | 649.139 | 649.194 |
|                             | 7                                 | 641.563 | 642.811 | 644.198 | 645.427 | 646.445 | 647.293 | 647.923 | 648.413 | 648.731 | 648.931 | 649.061 | 649.147 | 649.197 |
|                             | 8                                 | 641.570 | 642.841 | 644.250 | 645.487 | 646.506 | 647.357 | 647.978 | 648.445 | 648.747 | 648.938 | 649.064 | 649.147 | 649.197 |

Verifica-se, portanto, que a inclusão do banco de bateria sempre resultou em um ganho financeiro ao empreendimento em comparação com o caso base (R\$ 641.209.215), e que a utilização de bancos de bateria com capacidade de descarga superiores às 5h praticamente não trouxeram ganhos quando comparados a projetos de menor porte. Contudo é necessário verificar se este ganho é suficiente para compensar o CAPEX do projeto.

A Tabela 5 mostra o faturamento líquido médio do complexo. Verifica-se que em todas as configurações o índice foi inferior ao caso base (159,01 R\$/MWh), indicando que o projeto só é economicamente viável caso também seja remunerado via receita fixa.

Tabela 5: Faturamento líquido médio do complexo híbrido [R\$/MWh]

| Fat. líquido médio [R\$/MWh] |   | Potência do banco de bateria [MW] |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |
|------------------------------|---|-----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                              |   | 1                                 | 5      | 10     | 15     | 20     | 25     | 30     | 35     | 40     | 45     | 50     | 55     | 60     |
| Nº de horas de descarga [h]  | 1 | 158,28                            | 155,34 | 151,66 | 147,97 | 144,26 | 140,55 | 136,83 | 133,10 | 129,37 | 125,63 | 121,88 | 118,13 | 114,37 |
|                              | 2 | 157,74                            | 152,63 | 146,22 | 139,79 | 133,33 | 126,86 | 120,35 | 113,83 | 107,28 | 100,72 | 94,15  | 87,56  | 80,95  |
|                              | 3 | 157,32                            | 150,52 | 141,97 | 133,39 | 124,77 | 116,12 | 107,42 | 98,69  | 89,93  | 81,15  | 72,34  | 63,51  | 54,66  |
|                              | 4 | 156,97                            | 148,79 | 138,51 | 128,17 | 117,78 | 107,35 | 96,86  | 86,33  | 75,76  | 65,15  | 54,52  | 43,86  | 33,19  |
|                              | 5 | 156,69                            | 147,35 | 135,60 | 123,80 | 111,93 | 100,00 | 88,01  | 75,96  | 63,87  | 51,74  | 39,58  | 27,41  | 15,21  |
|                              | 6 | 156,44                            | 146,12 | 133,13 | 120,08 | 106,94 | 93,74  | 80,46  | 67,13  | 53,75  | 40,34  | 26,89  | 13,42  | -0,05  |
|                              | 7 | 156,23                            | 145,06 | 131,00 | 116,87 | 102,65 | 88,35  | 73,98  | 59,56  | 45,08  | 30,56  | 16,02  | 1,47   | -13,10 |
|                              | 8 | 156,05                            | 144,14 | 129,17 | 114,10 | 98,95  | 83,72  | 68,42  | 53,05  | 37,63  | 22,18  | 6,70   | -8,79  | -24,29 |

Tal remuneração pode ser entendida como o pagamento para prestação do serviço de modulação de sua geração que visa garantir maior potência para o sistema nos momentos de maior estresse sistêmico, representado aqui como os momentos mais altos de PLD. Na Tabela 6 são mostradas as receitas fixas total, em mil R\$, que o empreendimento deve receber ao longo da vida útil, trazidos a valor presente.

Tabela 6: Receita fixa para viabilizar o complexo híbrido [mil R\$]

| Receita Fixa [mil R\$]      |   | Potência do banco de bateria [MW] |        |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|-----------------------------|---|-----------------------------------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                             |   | 1                                 | 5      | 10      | 15      | 20      | 25      | 30      | 35      | 40      | 45      | 50      | 55      | 60      |
| Nº de horas de descarga [h] | 1 | 2.991                             | 14.976 | 29.982  | 45.020  | 60.083  | 75.162  | 90.265  | 105.381 | 120.517 | 135.669 | 150.841 | 166.023 | 181.220 |
|                             | 2 | 5.197                             | 26.027 | 52.142  | 78.310  | 104.523 | 130.778 | 157.105 | 183.489 | 209.928 | 236.406 | 262.917 | 289.470 | 316.070 |
|                             | 3 | 6.918                             | 34.661 | 69.448  | 104.307 | 139.259 | 174.288 | 209.430 | 244.638 | 279.952 | 315.326 | 350.770 | 386.282 | 421.833 |
|                             | 4 | 8.318                             | 41.693 | 83.544  | 125.491 | 167.560 | 209.730 | 252.053 | 294.473 | 337.043 | 379.693 | 422.407 | 465.204 | 508.061 |
|                             | 5 | 9.489                             | 47.578 | 95.334  | 143.207 | 191.232 | 239.382 | 287.723 | 336.207 | 384.826 | 433.569 | 482.387 | 531.261 | 580.195 |
|                             | 6 | 10.485                            | 52.579 | 105.354 | 158.268 | 211.372 | 264.630 | 318.107 | 371.721 | 425.489 | 479.368 | 533.337 | 587.361 | 641.424 |
|                             | 7 | 11.342                            | 56.877 | 113.969 | 171.219 | 228.679 | 286.310 | 344.160 | 402.149 | 460.310 | 518.588 | 576.938 | 635.330 | 693.759 |
|                             | 8 | 12.083                            | 60.586 | 121.395 | 182.376 | 243.574 | 304.940 | 366.537 | 428.287 | 490.204 | 552.230 | 614.322 | 676.456 | 738.624 |

Por fim, na Tabela 7, é mostrado o LCOS do empreendimento.

Tabela 7: LCOS do banco de baterias [R\$/MWh]

| LCOS [R\$/MWh]              |   | Potência do banco de bateria [MW] |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
|-----------------------------|---|-----------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                             |   | 1                                 | 5        | 10       | 15       | 20       | 25       | 30       | 35       | 40       | 45       | 50       | 55       | 60       |
| Nº de horas de descarga [h] | 1 | 1.178,03                          | 1.233,63 | 1.280,76 | 1.324,06 | 1.364,49 | 1.399,72 | 1.436,64 | 1.473,86 | 1.511,69 | 1.546,31 | 1.580,20 | 1.615,37 | 1.649,47 |
|                             | 2 | 1.169,49                          | 1.227,19 | 1.290,94 | 1.341,42 | 1.391,37 | 1.437,28 | 1.486,39 | 1.541,61 | 1.604,72 | 1.670,21 | 1.736,37 | 1.801,31 | 1.869,59 |
|                             | 3 | 1.156,83                          | 1.225,30 | 1.296,18 | 1.348,63 | 1.411,83 | 1.478,27 | 1.553,44 | 1.633,24 | 1.712,89 | 1.791,65 | 1.881,08 | 1.979,74 | 2.081,31 |
|                             | 4 | 1.150,33                          | 1.236,49 | 1.307,35 | 1.377,39 | 1.463,63 | 1.545,82 | 1.631,98 | 1.721,07 | 1.822,29 | 1.932,34 | 2.049,58 | 2.172,62 | 2.300,76 |
|                             | 5 | 1.150,65                          | 1.248,74 | 1.335,90 | 1.419,39 | 1.513,08 | 1.604,56 | 1.706,65 | 1.819,43 | 1.935,61 | 2.065,42 | 2.208,57 | 2.357,84 | 2.518,03 |
|                             | 6 | 1.158,50                          | 1.269,24 | 1.366,86 | 1.456,91 | 1.563,53 | 1.664,69 | 1.783,89 | 1.907,25 | 2.041,96 | 2.197,79 | 2.367,38 | 2.548,11 | 2.742,65 |
|                             | 7 | 1.177,01                          | 1.299,28 | 1.406,01 | 1.504,91 | 1.615,36 | 1.732,00 | 1.860,16 | 1.998,80 | 2.152,00 | 2.330,71 | 2.532,16 | 2.733,50 | 2.947,84 |
|                             | 8 | 1.209,88                          | 1.338,66 | 1.449,11 | 1.552,99 | 1.675,43 | 1.797,91 | 1.936,29 | 2.090,09 | 2.264,45 | 2.464,93 | 2.680,32 | 2.898,54 | 3.126,77 |

### 3) Parque eólico com bateria considerando o leilão de capacidade

Nesta abordagem o complexo eólico pode definir o valor mínimo de potência que ele irá injetar na rede nas horas compreendidas entre as 17h e 21h, não havendo necessidade desta geração aos finais de semana. Desta forma é buscado simular uma modalidade de leilão por capacidade destinada exclusivamente para atendimento dos horários de ponta.

Foram calculadas as receitas fixas para a viabilidade econômica para duas potências mínimas, sendo elas: 40 MW e 55 MW. Uma vez que não há a possibilidade de compra de energia por parte do complexo híbrido, algumas configurações de banco de baterias não são capazes de fornecer tal potência mínima, visto que não havia geração suficiente ao longo do dia capaz de carregar totalmente a bateria.

Desta forma somente serão consideradas as configurações que asseguram atender a este critério em 98% das horas estipuladas.

Na Tabela 8 são descritas as receitas fixas que viabilizem o empreendimento com uma disponibilidade de 40 MW de potência, destacado em vermelho as configurações que apresentaram uma elevação do custo fixo em relação ao caso base. Nota-se que é necessário um banco de bateria com capacidade de pelo menos 15 MW.

Tabela 8: Receita fixa necessária para viabilizar o complexo com atendimento de potência de 40MW

| Receita Fixa<br>[mil R\$]      |   | Potência do banco de bateria [MW] |   |    |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|--------------------------------|---|-----------------------------------|---|----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                                |   | 1                                 | 5 | 10 | 15      | 20      | 25      | 30      | 35      | 40      | 45      | 50      | 55      | 60      |
| N° de horas de<br>descarga [h] | 4 | -                                 | - | -  | 125.601 | 167.691 | 209.877 | 252.206 | 294.633 | 337.198 | 379.837 | 422.546 | 465.343 | 508.200 |
|                                | 5 | -                                 | - | -  | 143.310 | 191.356 | 239.518 | 287.859 | 336.343 | 384.963 | 433.708 | 482.526 | 531.399 | 580.333 |
|                                | 6 | -                                 | - | -  | 158.367 | 211.482 | 264.744 | 318.227 | 371.850 | 425.626 | 479.506 | 533.475 | 587.499 | 641.562 |
|                                | 7 | -                                 | - | -  | 171.305 | 228.776 | 286.419 | 344.279 | 402.277 | 460.446 | 518.725 | 577.075 | 635.468 | 693.897 |

A Tabela 9 retrata o LCOS do complexo, verifica-se que em todas as configurações o LCOS ficou inferior ao caso base (destaque em verde), visto que o banco de bateria foi obrigado a injetar mais energia no sistema.

Tabela 9: LCOS do complexo com atendimento de potência de 40MW [R\$/MWh]

| LCOS<br>[R\$/MWh]              |   | Potência do banco de bateria [MW] |   |    |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
|--------------------------------|---|-----------------------------------|---|----|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                                |   | 1                                 | 5 | 10 | 15       | 20       | 25       | 30       | 35       | 40       | 45       | 50       | 55       | 60       |
| N° de horas de<br>descarga [h] | 4 | -                                 | - | -  | 1.238,33 | 1.327,65 | 1.416,00 | 1.508,43 | 1.602,70 | 1.705,34 | 1.813,79 | 1.926,51 | 2.045,85 | 2.168,39 |
|                                | 5 | -                                 | - | -  | 1.285,88 | 1.382,28 | 1.480,30 | 1.586,40 | 1.699,75 | 1.814,88 | 1.942,77 | 2.080,90 | 2.224,56 | 2.377,11 |
|                                | 6 | -                                 | - | -  | 1.328,44 | 1.435,16 | 1.540,86 | 1.660,62 | 1.784,35 | 1.918,75 | 2.070,11 | 2.233,10 | 2.405,66 | 2.589,69 |
|                                | 7 | -                                 | - | -  | 1.375,87 | 1.485,72 | 1.604,91 | 1.734,80 | 1.872,21 | 2.024,23 | 2.196,67 | 2.388,78 | 2.580,57 | 2.783,09 |

Por sua vez, na Tabela 10 são mostradas as receitas fixas para viabilizar uma disponibilidade contratual de 55 MW, novamente toda as configurações apresentaram um

valor de receita fixa superior ao caso base (destaque em vermelho). Neste caso o banco de baterias deve ser capaz de fornecer ao mínimo 30 MW.

Tabela 10: Receita fixa necessário para viabilizar o complexo com atendimento de potência de 55MW

| Custa Fixa<br>[mil R\$]        |   | Potência do banco de bateria [MW] |   |    |    |    |    |         |         |         |         |         |         |         |
|--------------------------------|---|-----------------------------------|---|----|----|----|----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                                |   | 1                                 | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30      | 35      | 40      | 45      | 50      | 55      | 60      |
| Nº de horas de<br>descarga [h] | 4 | -                                 | - | -  | -  | -  | -  | 252.460 | 294.882 | 337.433 | 380.062 | 422.769 | 465.564 | 508.418 |
|                                | 5 | -                                 | - | -  | -  | -  | -  | 288.080 | 336.564 | 385.188 | 433.930 | 482.746 | 531.618 | 580.551 |
|                                | 6 | -                                 | - | -  | -  | -  | -  | 318.438 | 372.069 | 425.848 | 479.727 | 533.695 | 587.717 | 641.780 |
|                                | 7 | -                                 | - | -  | -  | -  | -  | 344.485 | 402.495 | 460.667 | 518.947 | 577.295 | 635.686 | 694.115 |

Na Tabela 11 são mostrados o LCOS do complexo considerando um atendimento de potência de 55 MW, são destacados em verde as configurações que apresentam valores menores que o caso de referência.

Tabela 11: LCOS do complexo com atendimento de potência de 55MW [R\$/MWh]

| LCOS<br>[R\$/MWh]              |   | Potência do banco de bateria [MW] |   |    |    |    |    |          |          |          |          |          |          |          |
|--------------------------------|---|-----------------------------------|---|----|----|----|----|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                                |   | 1                                 | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30       | 35       | 40       | 45       | 50       | 55       | 60       |
| Nº de horas de<br>descarga [h] | 4 | -                                 | - | -  | -  | -  | -  | 1.531,08 | 1.630,82 | 1.732,58 | 1.846,76 | 1.973,40 | 2.104,72 | 2.246,25 |
|                                | 5 | -                                 | - | -  | -  | -  | -  | 1.736,01 | 1.847,89 | 1.962,94 | 2.091,41 | 2.233,85 | 2.382,54 | 2.542,30 |
|                                | 6 | -                                 | - | -  | -  | -  | -  | 1.812,78 | 1.934,97 | 2.068,31 | 2.223,21 | 2.392,15 | 2.572,43 | 2.766,73 |
|                                | 7 | -                                 | - | -  | -  | -  | -  | 1.888,61 | 2.026,01 | 2.177,84 | 2.355,76 | 2.556,78 | 2.757,75 | 2.971,90 |

## CONCLUSÃO

Os desenvolvimentos tecnológicos e os ganhos em escala vêm ocasionando uma queda nos preços de bancos de baterias de grande porte, de tal ponto que seu custo normalizado já se encontra em patamares levemente superior a algumas tecnologias de usinas térmicas.

Contudo apesar dos custos relativamente elevados, a utilização conjunta desta tecnologia com outras fontes renováveis, como a eólica, apresenta custos competitivos considerando os diversos ganhos sistêmicos que este complexo passa a proporcionar [10].

Tradicionalmente a geração eólica é vista como uma fonte não controlável e é atualmente uma das principais fontes responsáveis para o atendimento energético brasileiro, já sendo responsável para o atendimento pontual de quase 100% do consumo do submercado Nordeste. Contudo nunca foi considerada como fornecedora de potência firme devido à variabilidade de sua geração.

Neste contexto, os complexos híbridos de eólica-bateria buscam quebrar este paradigma e tornam a geração eólica também presentes no fornecimento de potência firme principalmente nos momentos de alto preço ou demanda máxima.

Uma vez que a viabilidade econômica da bateria está intrinsecamente vinculada com a variação de preço intradia e com o perfil de geração do parque eólico, cada

complexo terá um custo de *breakeven*, e conseqüentemente a necessidade de diferentes parcelas de receitas fixas.

Para o complexo aqui descrito a receita fixa necessária para um empreendimento de 100 MWh varia de R\$ 171.219.000,00 a R\$ 209.730.000,00 a depender da configuração e modalidade de operação do complexo, que devem ser ressarcidos ao longo dos 10 anos do empreendimento.

Um outro ponto de destaque são os altos custos dos impostos, que não possuem os mesmos incentivos que outras fontes de energia renováveis. Ao equiparar tais incentivos é possível reduzir o custo do empreendimento em até 40% de seu valor total. Tornando o complexo muito mais atrativo financeiramente.

## **BIBLIOGRAFICA**

- [1] <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/gt-modernizacao>>. Acesso em: 06/07/2021.
- [2] T.N. Santos, A.L. Diniz, C.H. Saboia, R.N. Cabral, L.F. Cerqueira, “Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: The dessem model”, *Electric Power Systems Research*, Volume 189, 2020, 106709, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106709>.
- [3] T. M. Abreu, A. C. Zambroni de Souza and P. F. Ribeiro, “Economic Analysis of an Energy Storage System in the Context of Hourly Electricity Spot Price in Brazil”, 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281383.
- [4] Chong Li, Dequn Zhou, Hui Wang, Yuzheng Lu, Dongdong Li, Techno-economic performance study of stand-alone wind/diesel/battery hybrid system with different battery technologies in the cold region of China, *Energy*, Volume 192, 2020, 116702, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116702>.
- [5] Abbaszadeh, Mohammad & Jedari Ghourichaei, Masoud & Mohammadkhani, Farzad. (2020). “Thermo-Economic Feasibility of a Hybrid Wind Turbine/PV/Gas Generator Energy System for Application in a Residential Complex in Tehran, Iran”. *Environmental Progress & Sustainable Energy*. 39. 10.1002/ep.13396.



- [6] Ayse Fidan Altun, Muhsin Kilic, Design and performance evaluation based on economics and environmental impact of a PV-wind-diesel and battery standalone power system for various climates in Turkey, *Renewable Energy*, Volume 157, 2020, Pages 424-443, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.042>.  
(<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148120307400>)
- [7] L.H. Macedo, J.F. Franco, M.J. Rider and R. Romero, “Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices”, in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2825-2836, Nov. 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2419134.
- [8] V.A. Silva, A.R. Aoki, G. Lambert-Torres, “Optimal Day-Ahead Scheduling of Microgrids with Battery Energy Storage System”. *Energies* 2020, 13, 5188. <https://doi.org/10.3390/en13195188>.
- [9] Ilja Pawel, “The Cost of Storage – How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and Applications to Renewable Energy Generation”, *Energy Procedia*, Volume 46, 2014, Pages 68-77, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.159>.
- [10] “Nota Técnica – Necessidades da Operação que podem ser supridas por Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE)”, ONS. 08/2021

# **Potencial Econômico da Energia Eólica Offshore no Brasil:**

## **Aplicação de restrições técnicas, ambientais e sociais e estimativa de custos**

**Amanda Vinhoza, Roberto Schaeffer, Pedro Rochedo**

**Resumo:** O desenvolvimento da energia eólica offshore está dando seus primeiros passos no Brasil. Entretanto, pouco se sabe sobre seu Potencial Econômico. Neste estudo, o Potencial Eólico Offshore é mapeado para os níveis Teórico, Técnico, Ambiental e Social, e Econômico. A área disponível para desenvolvimento da fonte no Brasil, após a aplicação de restrições espaciais técnicas, ambientais e sociais, é superior a 292 mil km<sup>2</sup>, onde podem ser instalados quase 880 GW de potência. Os resultados para o Potencial Econômico mostram que o custo nivelado de geração (LCOE) dessa fonte varia entre 99,8 e 261,2 USD/MWh para a área disponível, considerando o emprego de fundações fixas e flutuantes. Os valores estimados para os custos no Brasil são condizentes com as médias globais atuais da fonte, e devem ser reduzidos nos próximos anos diante de inovações tecnológicas e de desenvolvimento do mercado nacional.

**Abstract:** Offshore wind energy is starting to be developed in Brazil, although there is a lack of knowledge regarding its Economic Potential. In this study, the Offshore Wind Potential in Brazil is mapped for the Theoretical, Technical, Environmental and Social, and Economic levels. The available area for the development of this energy source in Brazil, after the application of technical, environmental and social spatial constraints, is above 292 thousand km<sup>2</sup>, in which 880 GW of capacity could be installed. Results for the Economic Potential show that the levelized cost of energy (LCOE) ranges from 99.8 to 261.2 USD/MWh for the available area, considering the employment of bottom-fixed and floating foundations. The cost values estimated for Brazil match the current global averages for the source and shall be reduced in the following years, given the forthcoming technological innovations and the development of the national market.

## 1. INTRODUÇÃO

Seguindo a tendência mundial de significativo crescimento da energia eólica offshore, que já atinge uma capacidade instalada de 35,2 GW (GWEC, 2021), o Brasil vem discutindo o desenvolvimento da fonte em suas águas. Nenhuma turbina eólica offshore foi até agora instalada no país, mas projetos já foram propostos para o Nordeste e para o Sudeste, e juntos somariam 42,1 GW de capacidade adicional à matriz elétrica brasileira (IBAMA, 2021).

Porém, pouco se estudou sobre o Potencial Econômico da fonte no Brasil. Em um estudo recente (Lozer dos Reis, Mitsuo Mazetto e Costa Malateaux da Silva, 2021), os autores mapearam os custos de desenvolvimento da fonte em regiões com até 50 m de profundidade no Brasil. Contudo, nenhuma restrição espacial foi aplicada, o que pode significar que as áreas mais atrativas através de uma perspectiva econômica não possam ser, efetivamente, exploradas.

A avaliação de potencial eólico pode ser feita em níveis, indo desde o Potencial Teórico até o Potencial de Mercado da fonte, como definido em (Musial *et al.*, 2016). Cada nível está sujeito a limitações técnicas, ambientais, sociais e econômicas em relação ao nível anterior. Essas limitações se traduzem em exclusões espaciais que limitam a área disponível para a instalação de parques eólicos offshore.

Em estudos anteriores (Vinhoza e Schaeffer, 2019, 2021) o Potencial Eólico Offshore do Brasil foi calculado para os níveis Teórico, Técnico e Ambiental e Social, a partir da imposição de restrições espaciais a cada nível. Ao final, uma análise econômica das áreas que seriam mais atrativas à instalação de parques também foi realizada, a partir de uma Análise de Decisão Multi-Critério que considera fatores que influenciam os custos de projetos eólicos offshore, como velocidade do vento, profundidade e distância da costa e de portos. Contudo, o Potencial Econômico, em termos de custos, não foi estimado nos referidos estudos.

Outra questão relevante para estudos de potencial e de custos é a escolha da base de dados de vento, dado que a velocidade do vento impacta significativamente nos cálculos. A avaliação de potencial realizada em (Vinhoza e Schaeffer, 2019, 2021), bem como a de custos realizada em (Lozer dos Reis, Mitsuo Mazetto e Costa Malateaux da Silva, 2021), utilizaram como base dados de vento advindos do mais recente Atlas Eólico Brasileiro (CEPEL, 2017). Contudo, como discutido no

Roadmap da Eólica Offshore (EPE, 2020), as bases de dados para o recurso eólico offshore no Brasil são divergentes entre si e o estudo, por exemplo, escolheu empregar a base de dados ERA5 para mapear o Potencial Teórico brasileiro.

Com base nisso, a presente análise traz uma adaptação do trabalho realizado em (Vinhoza e Schaeffer, 2019, 2021) ao avaliar o Potencial Teórico, Técnico e Ambiental e Social do Brasil a partir da base de dados do Global Wind Atlas (GWA), que combina simulações de meso-escala, com resolução espacial de 3 km, e dados de reanálise da base ERA5 (DTU, 2021). Assim, permite comparar como as velocidades de vento provenientes de diferentes bases de dados afetam a localização das áreas mais atrativas para o desenvolvimento.

Mais do que isso, o objetivo central deste estudo é mapear o Potencial Econômico da Energia Eólica Offshore no Brasil, combinando uma análise de viabilidade espacial a uma metodologia proposta para o cálculo dos custos. Esta metodologia foi construída a partir da literatura internacional existente para os custos de eólicas offshore fixas e flutuantes e estima o Custo Nivelado da Energia (LCOE) em função dos fatores de profundidade e distância da costa.

Sendo assim, seguindo esta introdução, o capítulo 2 traz um panorama dos custos da Eólica Offshore, o capítulo 3 detalha a metodologia a ser aplicada, o 4 apresenta os resultados e o 5 traz a discussão e as conclusões dos autores.

## **2. CUSTOS DA EÓLICA OFFSHORE**

Conforme o relatório anual da Agência Internacional da Energias Renováveis (IRENA, 2020), a energia eólica offshore começou a década com uma média global para os custos de instalação (CAPEX) de 4.650 USD/kW. Com o avanço dos projetos a profundidades e distâncias da costa maiores, a média global subiu e atingiu 5.738 USD/kW em 2013. Desde então, os custos caíram, chegando a 3.800 USD/kW em 2019. Já o LCOE da fonte apresentava uma média global de 161 USD/MWh em 2010, seguido por um pico na faixa dos 180 USD/MWh entre 2013 e 2014. Em 2019, o LCOE da eólica offshore atingiu o nível de 115 USD/MWh (IRENA, 2020).

Contudo, os custos de instalação variam regionalmente e de acordo com o nível de desenvolvimento dos mercados. Tanto na China quanto na Dinamarca, que possuíam, respectivamente, 9,9 e 1,7 GW de capacidade instalada em 2020 (GWEC, 2021), a média dos custos ficou na faixa dos 3.000 USD/kW em 2019

(IRENA, 2020). Já no Japão, como o desenvolvimento está em fase pré-comercial, a média chegou a 4.900 USD/kW (IRENA, 2020). Em contrapartida, no Reino Unido, que detém a maior parte da capacidade instalada no mundo (10,2 de 35,3 GW, em 2020 (GWEC, 2021)), a média dos custos também foi alta em 2019. Os custos, que chegaram a 4.580 USD/kW, se devem à tendência de instalar os parques a maiores profundidades e distâncias no Reino Unido, atingindo médias de 43 m e 113 km, respectivamente (IRENA, 2020).

Para a eólica offshore flutuante, que contempla projetos em profundidades acima da faixa dos 50 m, os dados de custos da IRENA são para projetos de demonstração ou em estágio pré-comercial. Mas as projeções indicam que os custos de instalação podem cair de 14.161 USD/kW em 2010 para 4.310 USD/kW em 2024, e que o LCOE poderia chegar a 130 USD/MWh em 2024 (IRENA, 2020).

Em um estudo que calculou CAPEX e LCOE para todos os países do mundo, (Bosch, Staffell e Hawkes, 2019) apresentam valores para projetos flutuantes próximos e, às vezes, menores do que para fundações fixas. Dentre todos os países, o CAPEX médio foi de 6.033 USD/kW para profundidades menores que 25 m, 6.642 USD/kW de 25 a 55 m e 7.278 USD/kW para profundidades acima dos 55 m, ou seja, com fundações flutuantes. Para as mesmas classes de profundidade, o LCOE foi de 198 USD/MWh, 208 USD/MWh e 214 USD/MWh, respectivamente.

Para o Brasil, (Bosch, Staffell e Hawkes, 2019) estimaram um CAPEX médio de 6.889 e 7.615 USD/kW para fundações fixas em profundidades menores que 25 m e entre 25 e 55 m, respectivamente, e de 7.865 USD/kW para as flutuantes. Já o LCOE médio foi de 199 e 204 USD/MWh para as fixas e de 193 USD/MWh para flutuantes. Ou seja, apesar de o CAPEX ser maior para as flutuantes, o LCOE é menor do que para as fixas devido à maior geração elétrica em profundidades maiores que 55 m no Brasil, segundo (Bosch, Staffell e Hawkes, 2019). É válido ressaltar que o referido estudo fez estimativas considerando toda a ZEE brasileira e excluindo áreas de proteção ambiental e áreas ao redor de cabos submarinos.

Em outro recente estudo (Lozer dos Reis, Mitsuo Mazetto e Costa Malateaux da Silva, 2021), os custos para eólicas offshore até os 50 m de profundidade, ou seja, apenas com fundações fixas, foram calculados. Além da profundidade, nenhuma outra restrição espacial é imposta. Os autores utilizaram os dados de vento do CEPEL (CEPEL, 2017) e encontraram valores para o CAPEX variando entre 2.340 e 5.220 USD/kW, e para o LCOE entre 69 e 200 USD/MWh.

### 3. METODOLOGIA

A metodologia do presente trabalho segue os procedimentos adotados e discutidos em trabalhos anteriores dos autores (Vinhoza e Schaeffer, 2019, 2021). Contudo, como já comentado, traz novas contribuições ao aplicar a metodologia a uma outra base de dados e, mais do que isso, ao agregar um novo nível de potencial à análise, o Potencial Econômico.

A base de dados de recurso eólico offshore escolhida foi a do Global Wind Atlas (GWA) versão 3.0 (DTU, 2021). Segundo (DTU, 2021), o GWA 3.0 traz melhoramentos significativos em relação às versões anteriores. O recurso eólico é calculado com maior acurácia, através da combinação de simulações com 10 anos de séries temporais de meso-escala, com resolução espacial de 3 km, e dados de reanálise da base ERA5. Além disso, a modelagem de micro-escala também conta com dados melhorados de relevo e cobertura do solo. Para o recurso eólico offshore, as novas simulações atingem distâncias de 200 km da linha de costa. As alturas de modelagem para as velocidades do vento variam de 10 a 200 m. No presente estudo, os dados coletados são para a altura de 100 m, ao longo de toda a costa do Brasil.

O fluxograma metodológico é mostrado na Figura 1. Com o auxílio de um software de Sistema de Informações Geográficas (SIG), são aplicadas, entre os diferentes níveis de potencial, exclusões espaciais que restringem a área disponível para o desenvolvimento da eólica offshore nas águas brasileiras. As exclusões espaciais técnicas, ambientais e sociais aplicadas são detalhadas na Tabela 1 e são uma simplificação da metodologia aplicada pelos autores em (Vinhoza e Schaeffer, 2019, 2021). Para o cálculo da capacidade é considerada uma densidade de potência do parque de 3 MW/km<sup>2</sup>, como em (Vinhoza e Schaeffer, 2019, 2021).

Contudo, entre os dois últimos níveis, o do Potencial Ambiental e Social e o do Econômico, a área disponível não é reduzida, mas sim classificada conforme o LCOE.

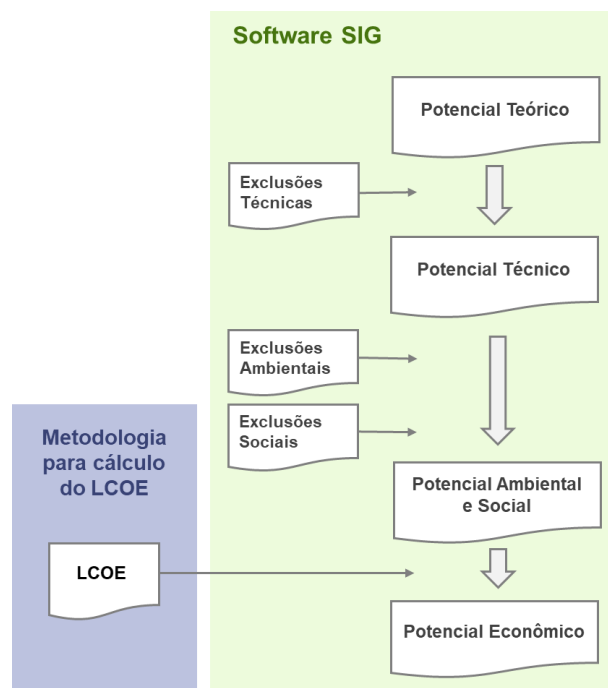


Figura 1. Fluxograma metodológico

Tabela 1. Exclusões espaciais técnicas, ambientais e sociais aplicadas

| Exclusões         | Critério   |
|-------------------|--|
| <b>Técnicas</b>   | Velocidade do Vento $\geq 7,0$ m/s<br>Profundidade $\leq 1000$ m |
| <b>Ambientais</b> | Unidades de Conservação - Proteção Integral e Uso Sustentável    |
| <b>Sociais</b>    | Distância da Costa $\geq 8$ km                                   |

### 3.1. METODOLOGIA PARA CÁLCULO DOS CUSTOS

O LCOE é uma métrica de custo muito empregada, pois permite a comparação entre diferentes tecnologias. A fórmula para o cálculo pode ser vista na Equação 1, onde  $CNR$  representa os custos não-recorrentes iniciais do projeto,  $CR$  os custos recorrentes anuais de operação da planta,  $E$  é a geração de energia anual e  $FRC$  é a fator de recuperação de capital.

$$LCOE = \frac{(CNR \times FRC) + CR}{E} \quad (1)$$

As taxas financeiras, como o FRC, possuem um grande impacto no cálculo do LCOE e variam de país para país, sendo mais elevadas em mercados em

desenvolvimento, como o Brasil (Bosch, Staffell e Hawkes, 2019). O FRC estimado para os primeiros projetos eólicos offshore dos Estados Unidos era de 10,5% (NREL, 2016), apesar da taxa aplicada em estudos atualmente ficar em torno de 5 e 6% (NREL, 2019a, 2020). Neste estudo, o FRC aplicado para o Brasil foi de 10%.

Para o cálculo da geração elétrica, uma turbina referência de 8MW foi escolhida, com base na curva de potência dada em (NREL, 2019b). Além disso, uma disponibilidade de 94% e perdas totais de 12%, incluindo perdas por efeito esteira e elétricas (Myhr *et al.*, 2014; NREL, 2020), foram descontadas da geração elétrica total estimada.

Para o cálculo dos custos, uma metodologia foi produzida a partir da combinação de valores e equações estipulados por outros estudos (Myhr *et al.*, 2014; Shafiee, Brennan e Espinosa, 2016; Bosch, Staffell e Hawkes, 2019; BVG Associates, 2019; NREL, 2019a, 2020; Johnston *et al.*, 2020). Para permitir a comparação com referências internacionais, a unidade monetária está em dólares americanos (USD).

A seguir são detalhadas as fases de um projeto eólico offshore e a metodologia utilizada para calcular os custos em cada fase. Quando possível, os custos variáveis são apresentados em forma de funções das variáveis espaciais de profundidade e distância da costa. Já os custos fixos, ou especialmente independentes, são apresentados na Tabela 5 para cada fase.

É importante ressaltar que diferentes estudos dividem as fases dos projetos e, portanto, agregam os custos de diferentes formas. Além disso, algumas variáveis são localmente dependentes e de difícil inclusão em metodologias replicáveis. Portanto, geralmente, o cálculo dos custos está sujeito a simplificações. Neste estudo, a escolha da metodologia prezou por ressaltar a influência das variáveis de profundidade e de distância da costa em projetos eólicos offshore.

- **Pré-desenvolvimento:** essa fase engloba procedimentos de gerenciamento de projeto e engenharia, bem como as pesquisas ambientais e geológicas e serviços legais que dão suporte ao projeto. Também contempla um valor relativo ao seguro e a contingências de projeto. Estes custos tendem a ser considerados fixos, não dependendo das variáveis locativas do projeto.
- **Aquisição:** engloba a aquisição dos materiais e componentes para o parque, incluindo turbinas, torres, fundações e sistema de transmissão elétrica, com cabos e



subestações. A escolha dos componentes irá depender da profundidade de instalação, como é o caso da escolha entre fundações fixas (até 50 m) ou flutuantes (maior que 50 m), e da distância da costa, que influencia o comprimento e o tipo de cabeamento, por exemplo.

O custo das fundações foi calculado de acordo com as equações provenientes de (Bosch, Staffell e Hawkes, 2019), do tipo  $y = ax^2 + bx + c$ , em que  $x$  é a profundidade e os parâmetros  $a$ ,  $b$  e  $c$  são definidos como na Tabela 2.

Tabela 2. Parâmetros para cálculo dos custos das fundações, segundo (Bosch, Staffell e Hawkes, 2019).

| Fundação  | Profundidade | a      | b      | c       |
|-----------|--------------|--------|--------|---------|
| Monopilar | 0 – 20 m     | 201    | 612,93 | 411.464 |
| Jacket    | 20 – 50 m    | 114,24 | -2270  | 531.738 |
| Flutuante | 50 – 1000 m  | 0      | 773,85 | 680.651 |

Já os custos do sistema de transmissão são dependentes da distância da costa e também foram calculados a partir das equações definidas por (Bosch, Staffell e Hawkes, 2019), do tipo  $y = ax + b$ , em que  $x$  é a distância da costa e os parâmetros  $a$  e  $b$  são definidos como na Tabela 3.

Tabela 3. Parâmetros para cálculo dos custos de transmissão, segundo (Bosch, Staffell e Hawkes, 2019).

| Distância da costa | a      | b      |
|--------------------|--------|--------|
| $\leq 56$ km       | 0,0085 | 0,0568 |
| $> 56$ km          | 0,0022 | 0,3878 |

- **Instalação:** custos com os procedimentos de instalação das turbinas e suas fundações, e da parte elétrica. Dependem indiretamente da profundidade e da distância da costa, dado que estes fatores irão influenciar no tipo de fundação a ser instalada e nas operações de transporte até o local de instalação.

Os custos de instalação das fundações estipulados por (Bosch, Staffell e Hawkes, 2019) podem ser vistos na Tabela 4. No presente estudo, foram usados os mesmos valores, porém para o critério de distâncias menores ou iguais a 210 km (média

entre 50 e 370 km) em substituição à distância fixa de 50 km, e maiores que 210 km em substituição a de 370 km.

Tabela 4. Custos de instalação de fundações, em USD/kW, segundo (Bosch, Staffell e Hawkes, 2019).

| Fundação  | Profundidade | Distância da costa |        |
|-----------|--------------|--------------------|--------|
|           |              | 50 km              | 370 km |
| Monopilar | 0 – 20 m     | 182,2              | 194,8  |
| Jacket    | 20 – 50 m    | 233,9              | 246,4  |
| Flutuante | 50 – 1000 m  | 100,1              | 206,8  |

- **Operação (OPEX):** custos recorrentes dos procedimentos de operação e manutenção (O&M) ao longo da vida útil das plantas eólicas offshore. Dependem significativamente das condições meteorológicas locais e da consequente janela temporal de operação.
- **Descomissionamento:** representa o custo de descomissionar a planta, ao fim de sua vida útil. Depende da estratégia de descomissionamento escolhida.

Tabela 5. Custos fixos para cada fase de projetos eólicos offshore fixos e flutuantes.

| Fase                | Fundações Fixas |  | Fundações Flutuantes |   |
|---------------------|-----------------|--|----------------------|---|
|                     | Custo (USD/kW)  | Referências Bibliográficas   | Custo (USD/kW)       | Referências Bibliográficas  |
| Pré-desenvolvimento | 626,3           | (Shafiee, Brennan e Espinosa, 2016; NREL, 2019a, 2020; Johnston <i>et al.</i> , 2020)  | 678,7                | (Shafiee, Brennan e Espinosa, 2016; NREL, 2019a, 2020; Johnston <i>et al.</i> , 2020)                         |
| Aquisição           | 2.025,4         | (Myhr <i>et al.</i> , 2014; Shafiee, Brennan e Espinosa, 2016; Bosch, Staffell e Hawkes, 2019; BVG Associates, 2019; NREL, 2019a, 2020; Johnston <i>et al.</i> , 2020) | 2.096,5              | (Myhr <i>et al.</i> , 2014; Bosch, Staffell e Hawkes, 2019; NREL, 2019a, 2020; Johnston <i>et al.</i> , 2020) |
| Instalação          | 482,0           | (BVG Associates, 2019; NREL, 2019a, 2020)  | 695,0                | (Myhr <i>et al.</i> , 2014; BVG Associates, 2019; NREL, 2019a, 2020)  |
| Operação            | 125,0           | (NREL, 2019a, 2020)  | 133,5                | (NREL, 2019a, 2020)   |

|                           |       |   |       |  |
|---------------------------|-------|---|-------|--|
| <b>Descomissionamento</b> | 465,0 | (Myhr <i>et al.</i> , 2014; BVG Associates, 2019) | 507,0 | (Myhr <i>et al.</i> , 2014; Johnston <i>et al.</i> , 2020) |
|---------------------------|-------|---|-------|--|

Para verificar se a metodologia estima valores de CAPEX e LCOE correspondentes a valores médios atuais, ela é aplicada a dois projetos de referência do NREL (NREL, 2019a, 2020) e os resultados são comparados na Tabela 6. Apesar do CAPEX para fundações flutuantes estar um pouco abaixo dos valores referência, o LCOE, que também considera outros custos, está representativo.

Tabela 6. Aplicação da metodologia para projetos referência do NREL e comparação dos resultados.

| Tipo de Fundação | CAPEX (USD/kW) |               |              | LCOE (USD/MWh) |               |              |
|------------------|----------------|---------------|--------------|----------------|---------------|--------------|
|                  | Calculado      | (NREL, 2019a) | (NREL, 2020) | Calculado      | (NREL, 2019a) | (NREL, 2020) |
| <b>Fixa</b>      | 4435,9         | 4.444,0       | 4.077,0      | 93,8           | 89,0          | 85,0         |
| <b>Flutuante</b> | 5185,7         | 5.355,0       | 5.328,0      | 136,1          | 132,0         | 132,0        |

#### 4. RESULTADOS

Primeiramente é mapeado o Potencial Teórico (Figura 2), que representa os dados de vento offshore até a distância de 200 km da costa, provenientes do GWA (DTU, 2021), e sem nenhuma restrição aplicada. Já é possível observar que, segundo a base de dados, as menores velocidades estão concentradas nos litorais da região Norte, da região Nordeste voltada para leste, e da divisa entre Sudeste e Sul do Brasil. Velocidades anuais médias acima dos 9 m/s são encontradas nos estados do RS, PI e RN, sendo que no último chegam aos 10 m/s.

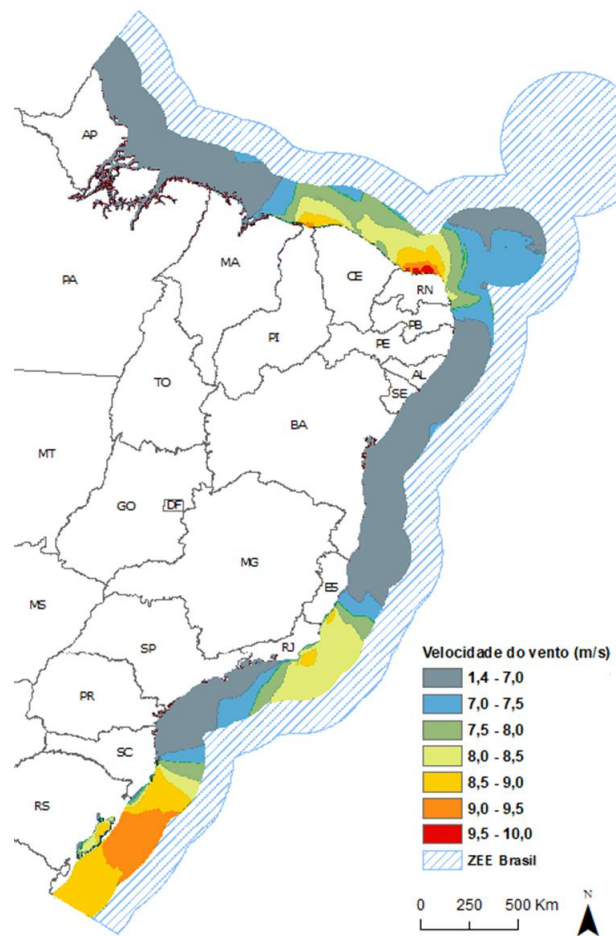


Figura 2. Potencial Teórico do Brasil até 200 km da costa, conforme base de dados do GWA (DTU, 2021).

Em seguida, na Figura 3, é mostrado o Potencial Técnico, após as exclusões espaciais técnicas serem aplicadas. Essas exclusões são referentes a profundidades maiores que 1000 m e velocidades médias menores que 7m/s. As áreas remanescentes se dividem em três regiões: entre MA e PB; entre ES e SP, já a grandes distâncias da costa; e entre SC e RS.

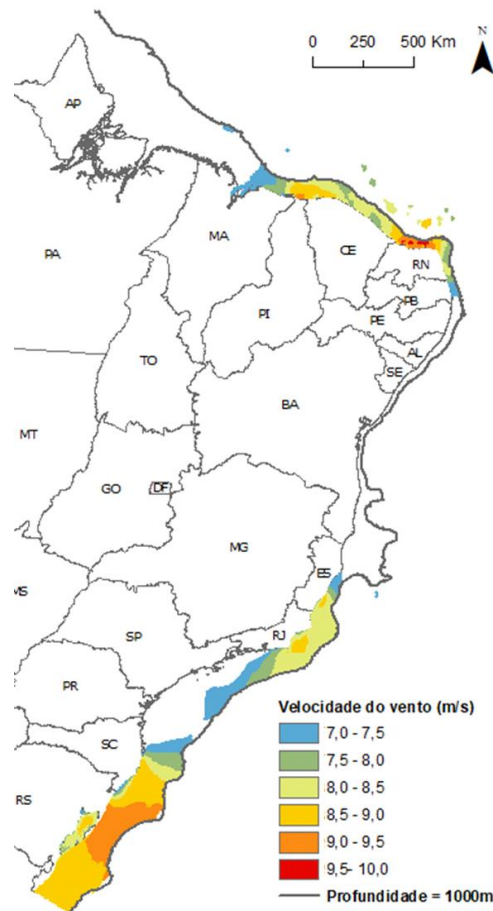


Figura 3. Potencial Técnico do Brasil até os 1000m de profundidade.

Por fim, as exclusões ambientais e sociais são aplicadas, gerando o mapa do Potencial Ambiental e Social, apresentado na Figura 4. A Tabela 7 mostra, por classe de velocidade, os resultados de área disponível e capacidade instalável para os níveis de Potencial Técnico e Ambiental e Social.

Além disso, mostra a fração que a área do Potencial Ambiental e Social representa em relação ao Técnico. A aplicação das restrições ambientais reduziu a área do Potencial Técnico em apenas 7%. As maiores reduções relativas foram nas pequenas regiões em que o vento ultrapassa os 9,5 m/s e também nas regiões com velocidades entre 8,0 e 8,5 m/s. Ainda assim, quase 880 GW de capacidade instalada poderiam ser instalados na área disponível final.

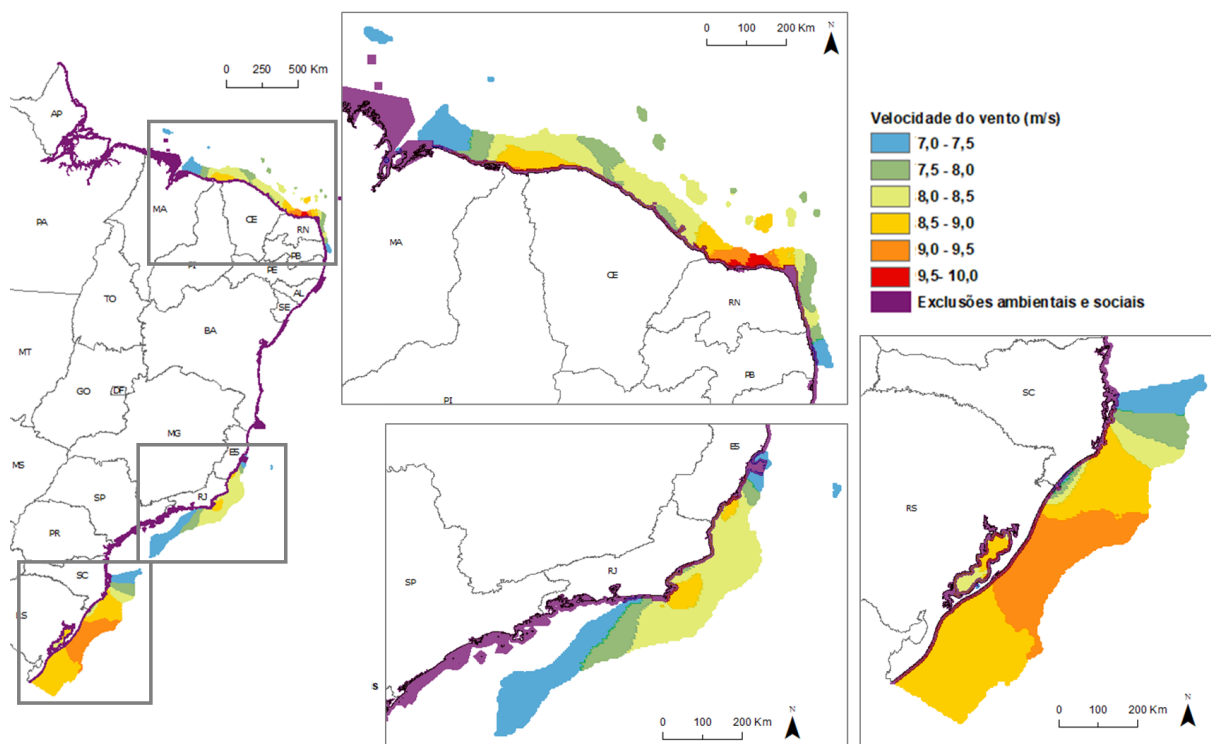


Figura 4. Potencial Ambiental e Social, com destaque para as 3 regiões no NE, SE e Sul do Brasil.

Tabela 7. Área e capacidade instalável para os potenciais Técnico e Ambiental e Social, por classe de velocidade.

| Classes de Velocidade (m/s) | Técnico                            |                            | Ambiental e Social                 |                       |                            |
|-----------------------------|------------------------------------|----------------------------|------------------------------------|-----------------------|----------------------------|
|                             | Área Disponível (km <sup>2</sup> ) | Capacidade Instalável (GW) | Área Disponível (km <sup>2</sup> ) | Fração do Técnico (%) | Capacidade Instalável (GW) |
| 7,0 - 7,5                   | 45.776,3                           | 137,3                      | 42.109,4                           | 92%                   | 126,3                      |
| 7,5 - 8,0                   | 36.140,9                           | 108,4                      | 33.041,5                           | 91%                   | 99,1                       |
| 8,0 - 8,5                   | 83.880,2                           | 251,6                      | 74.561,9                           | 89%                   | 223,7                      |
| 8,5 - 9,0                   | 101.639,3                          | 304,9                      | 96.248,2                           | 95%                   | 288,7                      |
| 9,0 - 9,5                   | 46.343,3                           | 139,0                      | 44.585,6                           | 96%                   | 133,8                      |
| 9,5 - 10,0                  | 1.897,9                            | 5,7                        | 1.629,3                            | 86%                   | 4,9                        |
| <b>Total</b>                | <b>315.677,9</b>                   | <b>947,0</b>               | <b>292.175,9</b>                   | <b>93%</b>            | <b>876,5</b>               |

Uma vez aplicadas todas as exclusões espaciais e definida a área disponível final, os custos são calculados e o Potencial Econômico é mapeado, como pode ser visto na Tabela 8 e na Figura 5, respectivamente.

Tabela 8. Valores de CAPEX e LCOE calculados e média global, segundo (IRENA, 2020).

| Custos                            | CAPEX (USD/kW) |           | LCOE (USD/MWh) |           |
|-----------------------------------|----------------|-----------|----------------|-----------|
|                                   | Fixa           | Flutuante | Fixa           | Flutuante |
| <b>Calculado</b>                  |                |           |                |           |
| <b>Mínimo</b>                     | 3.810,4        | 4.387,6   | 98,9           | 113,1     |
| <b>Máximo</b>                     | 4.768,0        | 5.735,6   | 217,5          | 261,2     |
| <b>Média</b>                      | 4.179,7        | 5.011,0   | 132,5          | 159,3     |
| <b>Média global (IRENA, 2020)</b> | 3.800,0        |           | 115,0          |           |

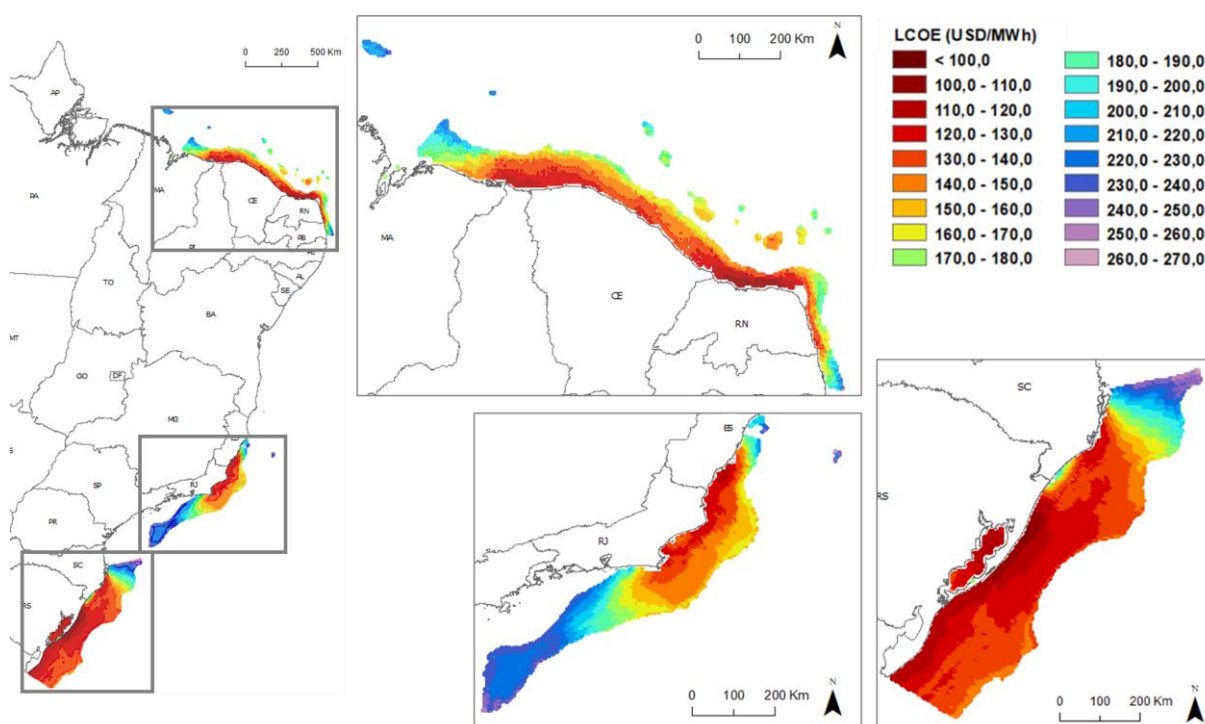


Figura 5. Potencial Econômico

A Figura 6 mostra a curva de oferta para a eólica offshore no Brasil. A curva de oferta representa quanto de capacidade pode ser instalada para cada classe de LCOE, considerando a área disponível. Também traz a indicação para a capacidade instalada no mundo em 2020, de 35,2 GW, para o LCOE médio global de 115 MWh/USD (IRENA, 2020; GWEC, 2021). Já a Tabela 9, cruza os resultados de área disponível por classe de LCOE com as classes de profundidade.

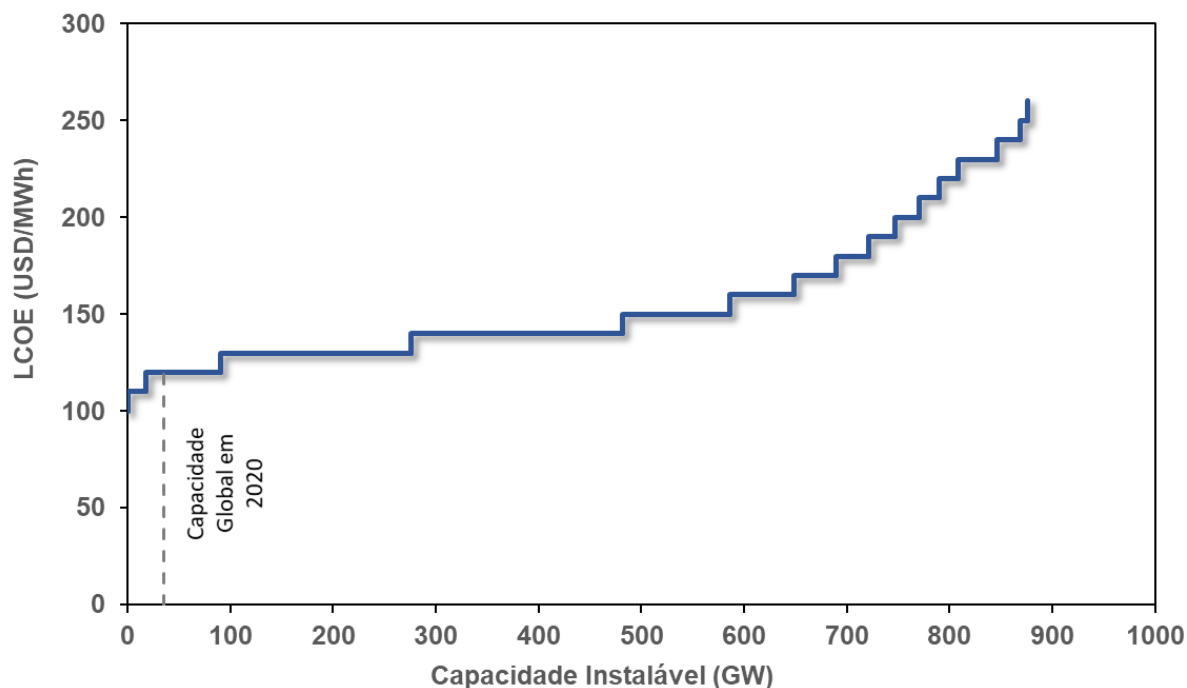


Figura 6. Curva de oferta da energia eólica offshore no Brasil. Valores para a capacidade global a partir de (IRENA, 2020; GWEC, 2021).

Tabela 9. Área do Potencial Ambiental e Social, por classes de LCOE e de profundidade.

| Classes de Profundidade | 0 – 20m                            |                          | 20 – 50m                           |                          | 50 – 1000m                         |                          |
|-------------------------|------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|--------------------------|
|                         | Área disponível (km <sup>2</sup> ) | Fração da área total (%) | Área disponível (km <sup>2</sup> ) | Fração da área total (%) | Área disponível (km <sup>2</sup> ) | Fração da área total (%) |
| < 100                   | 23,4                               | 0,06%                    | 9,8                                | 0,02%                    | 0,0                                | 0,00%                    |
| 100 -110                | 2.142,7                            | 5,93%                    | 3.462,4                            | 5,55%                    | 124,7                              | 0,06%                    |
| 110 -120                | 12.579,1                           | 34,80%                   | 5.715,2                            | 9,16%                    | 6.262,9                            | 3,23%                    |
| 120-130                 | 10.783,7                           | 29,83%                   | 16.829,1                           | 26,98%                   | 33.908,4                           | 17,51%                   |
| 130-140                 | 5.754,8                            | 15,92%                   | 15.100,4                           | 24,21%                   | 48.007,6                           | 24,79%                   |
| 140-150                 | 2.203,4                            | 6,10%                    | 9.827,4                            | 15,76%                   | 22.665,4                           | 11,70%                   |
| 150-160                 | 591,0                              | 1,64%                    | 3.576,3                            | 5,73%                    | 16.656,6                           | 8,60%                    |
| 160-170                 | 869,7                              | 2,41%                    | 971,0                              | 1,56%                    | 11.978,1                           | 6,19%                    |
| 170-180                 | 718,0                              | 1,99%                    | 2.246,9                            | 3,60%                    | 7.280,3                            | 3,76%                    |
| 180-190                 | 335,3                              | 0,93%                    | 2.108,5                            | 3,38%                    | 6.248,8                            | 3,23%                    |
| 190-200                 | 57,7                               | 0,16%                    | 1.816,7                            | 2,91%                    | 6.125,6                            | 3,16%                    |
| 200-210                 | 54,3                               | 0,15%                    | 540,6                              | 0,87%                    | 5.876,0                            | 3,03%                    |
| 210-220                 | 31,6                               | 0,09%                    | 134,9                              | 0,22%                    | 5.838,1                            | 3,01%                    |



|              |                 |             |                 |             |                  |             |
|--------------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|------------------|-------------|
| 220-230      | 0,0             | 0,00%       | 29,0            | 0,05%       | 12.641,1         | 6,53%       |
| 230-240      | 0,0             | 0,00%       | 0,0             | 0,00%       | 7.558,3          | 3,90%       |
| 240-250      | 0,0             | 0,00%       | 0,0             | 0,00%       | 2.204,9          | 1,14%       |
| 250-260      | 0,0             | 0,00%       | 0,0             | 0,00%       | 286,2            | 0,15%       |
| <b>Total</b> | <b>36.144,7</b> | <b>100%</b> | <b>62.368,3</b> | <b>100%</b> | <b>193.663,0</b> | <b>100%</b> |

A partir dos resultados apresentados, se verifica que a área disponível final para o desenvolvimento da eólica offshore no Brasil possui 292.175,9 km<sup>2</sup>, onde podem ser instalados 876,5 GW de capacidade (Tabela 7), cerca de 25 vezes a capacidade instalada mundial atual (GWEC, 2021). Além disso, a curva de oferta (Figura 6) mostra que cerca de 90 GW de eólica offshore poderiam ser explorados no Brasil a um LCOE abaixo ou na mesma faixa de valor do LCOE mundial médio (IRENA, 2020).

Como pode ser visto na Figura 6 e na Tabela 9, a maior parte do potencial (55%) apresenta LCOE na faixa de até 140 USD/MWh, em regiões divididas entre todas as classes de profundidade e entre os 3 *hotspots* identificados na Figura 5. Da área disponível total, cerca de 2% poderiam ser explorados a um LCOE inferior a 110 USD/MWh nos estados do RN e RS, majoritariamente em profundidades de até 50 m. Já as áreas mais caras, a partir de 200 e até a cerca de 260 USD/MWh, estão concentradas nos limites entre as regiões Sudeste e Sul, no MA e na PB, em regiões com profundidades atingindo a faixa de 800 a 900 m.

Conforme valores da Tabela 9, cerca de 93% das áreas de até 20 m de profundidade, 82% das entre 20 e 50 m e 57% das áreas com profundidades acima dos 50 m teriam LCOE até a faixa de 140 a 150 USD/MWh na costa brasileira. Para fundações fixas (até 50 m de profundidade), o LCOE varia entre o mínimo de 99,8 até cerca de 220 USD/MWh. Já para as fundações flutuantes, o LCOE atinge o máximo de 261,2 USD/MWh, porém começa na faixa de 100 a 110 USD/MWh, em regiões do RN e RS com profundidades entre 50 e 300 m, até 30 km da costa e com velocidades acima dos 9,0 m/s.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo deste estudo foi mapear e calcular os custos do desenvolvimento da energia eólica offshore no Brasil, seguindo a lógica da avaliação do potencial em níveis. Portanto, primeiro foram mapeadas as áreas disponíveis dos Potenciais:

Teórico, que segue a base de dados empregada; Técnico, que representa as áreas viáveis para exploração diante da tecnologia atual; e Ambiental e Social, que considera também exclusões ambientais e sociais que visam a mitigação de impactos e de conflitos. Sendo assim, a última região representa a área disponível final para o desenvolvimento da eólica offshore no Brasil. Para a área disponível, foram então calculados os custos, de acordo com a metodologia proposta.

Quanto à base de dados, é possível comparar os dados de vento do CEPEL, empregados em (Vinhoza e Schaeffer, 2021) e os aplicados neste estudo. Ambas apresentam 3 *hotspots* de vento offshore no Brasil: no Nordeste voltado para norte, entre RJ e ES e entre SC e RS. Porém, uma análise mais detalhada mostra que, no presente estudo, tanto o Nordeste quanto o Sul apresentam os melhores ventos do país, enquanto que em (Vinhoza e Schaeffer, 2021) há uma maior concentração no Nordeste. Por outro lado, neste estudo, as áreas com velocidade média abaixo dos 7 m/s, que seriam inviáveis, têm maior extensão do que em (Vinhoza e Schaeffer, 2021), excluindo todo o litoral do Norte e grande parte do Nordeste voltado para leste.

Em termos dos níveis de Potencial calculados neste estudo, as áreas tecnicamente viáveis para instalação de eólicas offshore, representadas pelo Potencial Técnico, se dividem nos 3 *hotspots* acima comentados, localizados no Nordeste, no Sudeste e no Sul do Brasil. A aplicação das restrições ambientais e sociais impactou pouco a área tecnicamente viável, reduzindo-a em apenas 7%. É importante ressaltar que as restrições aqui consideradas representam o mínimo que deve ser feito em termos de redução de impactos ambientais e conflitos sociais, segundo as boas práticas adotadas mundialmente pela indústria. Como discutido em (Vinhoza e Schaeffer, 2021), é possível aumentar o escopo das restrições, visando a conservação de espécies e de atividades humanas específicas.

Os resultados do mapeamento do Potencial Ambiental e Social indicam que cerca de 880 GW de capacidade de energia eólica offshore poderiam ser instalados na área disponível final. Desses, quase 590 GW teriam um LCOE de até 150 USD/MWh, que poderiam ser explorados com fundações fixas e flutuantes, conforme o mapeamento do Potencial Econômico.

Em comparação com as médias mundiais de CAPEX e LCOE para a eólica offshore com fundações fixas em 2019, de 3.800 USD/kW e 115 USD/MWh, respectivamente (IRENA, 2020), as médias calculadas foram mais elevadas.

Contudo, o valor mínimo do CAPEX calculado para fundações fixas foi de 3.810,4 USD/kW, ficando na faixa da média global. Já para o LCOE, cerca de 90 GW do potencial, sendo 72 GW com fundações fixas e 19 GW com flutuantes, poderiam ser explorados a um valor na faixa de 99,8 a 120 USD/MWh, abaixo ou na mesma faixa do custo médio mundial.

Sendo assim, a presente análise mostra que o Brasil tem um bom potencial eólico offshore, que pode ser explorado de maneira sustentável e a custos competitivos com outros países. Além disso, o Brasil tende a se beneficiar de reduções de custos provenientes de inovações tecnológicas a nível global. A nível nacional, o desenvolvimento do mercado e da cadeia produtiva tendem a reduzir riscos e as taxas financeiras no país, o que pode significar uma redução significativa no LCOE. Com base nisso, estudos futuros deveriam estimar os impactos de tais variáveis no Potencial Econômico do Brasil e avaliar as oportunidades de redução de custos para o país.

## 6. REFERÊNCIAS

Bosch, J., Staffell, I. e Hawkes, A. D. (2019) “Global levelised cost of electricity from offshore wind”, *Energy*, 189. doi: 10.1016/j.energy.2019.116357.

BVG Associates (2019) *A Guide to an Offshore Wind Farm*. Published on behalf of The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult, 2019. Available at: [http://www.thecrownestate.co.uk/guide\\_to\\_offshore\\_windfarm.pdf](http://www.thecrownestate.co.uk/guide_to_offshore_windfarm.pdf).

CEPEL (2017) *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013*. CEPEL/Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ.

DTU (2021) *Global Wind Atlas 3.0, a free, web-based application developed, owned and operated by the Technical University of Denmark (DTU). The Global Wind Atlas 3.0 is released in partnership with the World Bank Group, utilizing data provided by Vortex, using fundi.*

EPE (2020) *Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima*. NT-EPE-PR-001/2020-r2. EPE/Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). Rio de Janeiro. Available at: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap\\_Eolica\\_Offshore\\_EPE\\_versao\\_R1.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R1.pdf).

GWEC (2021) *Global Wind Report 2021*. GWEC/Global Wind Energy Council, BELGIUM, 2021. Available at: <http://www.gwec.net/global-figures/wind-energy-global-status/>.

IBAMA (2021) *LICENCIAMENTO AMBIENTAL FEDERAL COMPLEXOS EÓLICOS OFFSHORE JUNHO / 2021*. Available at:

<http://ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/2021-07-21-CEOffshore.pdf>  
(Acessado: 24 de julho de 2021).

IRENA (2020) *Renewable Power Generation Costs in 2019*. ISBN 978-92-9260-244-4. IRENA/International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.

Johnston, B. *et al.* (2020) “Levelised cost of energy, A challenge for offshore wind”, *Renewable Energy*, 160, p. 876–885. doi: 10.1016/j.renene.2020.06.030.

Lozer dos Reis, M. M., Mitsuo Mazetto, B. e Costa Malateaux da Silva, E. (2021) “Economic analysis for implantation of an offshore wind farm in the Brazilian coast”, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. Elsevier Ltd, 43(July 2020), p. 100955. doi: 10.1016/j.seta.2020.100955.

Musial, W. *et al.* (2016) *2016 Offshore Wind Energy Resource Assessment for the United States*. NREL/TP-5000-66599. NREL/National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, US.

Myhr, A. *et al.* (2014) “Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a lifecycle perspective”, *Renewable Energy*. Elsevier Ltd, 66, p. 714–728. doi: 10.1016/j.renene.2014.01.017.

NREL (2016) *A Spatial-Economic Cost- Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030*, National Renewable Energy Laboratory (NREL). NREL/TP-6A20-66579. NREL/National Renewable Energy Laboratory, US, 2016.

NREL (2019a) *2018 Cost of Wind Energy Review*. NREL/TP-5000-74598. NREL/National Renewable Energy Laboratory, 2019.

NREL (2019b) *Oregon Offshore Wind Site Feasibility and Cost Study*. NREL/TP-5000-74597. NREL/National Renewable Energy Laboratory, US, 2019. Available at: <http://www.osti.gov/servlets/purl/1570430/>.

NREL (2020) *2019 Cost of Wind Energy Review*. NREL/TP-5000-78471. NREL/National Renewable Energy Laboratory, 2020.

Shafiee, M., Brennan, F. e Espinosa, I. A. (2016) “A parametric whole life cost model for offshore wind farms”, *International Journal of Life Cycle Assessment*, 21(7), p. 961–975. doi: 10.1007/s11367-016-1075-z.

Vinhoza, A. e Schaeffer, R. (2019) *POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE NO BRASIL: LOCALIZAÇÃO DE ÁREAS NOBRES ATRAVÉS DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO*. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Vinhoza, A. e Schaeffer, R. (2021) “Brazil’s offshore wind energy potential assessment based on a Spatial Multi-Criteria Decision Analysis”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd, 146(May), p. 111185. doi: 10.1016/j.rser.2021.111185.

## **STOCHASTIC MODELLING APPLIED TO HYBRID ENERGY PROJECTS IN BRAZIL**

**Leonardo Barriatto** - leonardo.barriatto@dnv.com

**Samuel Hartmann** - samuel.hartmann@dnv.com

**Frederico Tilman** - frederico.tilman@dnv.com

### **SUMMARY**

In this paper, DNV introduces a next-generation stochastic modelling tool that robustly estimates risks associated with the natural variability of renewable energy time series.

The tool is applied in a case study of a hybrid wind and solar project in the Northeast region of Brazil, with 21-years of historical data as the input. Based on 500 scenarios comprising 10,500 years of synthetic historical power data, the results are compared to the industry standard Typical Meteorological Year model, showing an improved capability of assessing both typical and unusual wind and solar power production scenarios across generation portfolios. The analysis also indicates that the stochastic model is a robust method to evaluate hourly, daily, seasonal and annual variability of the individual and combined wind and solar generation.

In addition to better informing decision-makers on variability and risk management of energy portfolios, the stochastic model sheds light on new possibilities of evaluating hourly and sub-hourly time series of energy production, market prices, and load, therefore becoming an important tool in the continuous development of the electricity sector in Brazil.

**Keywords:** Stochastic models, Hybrid Power, Wind, Solar, Brazilian energy market.

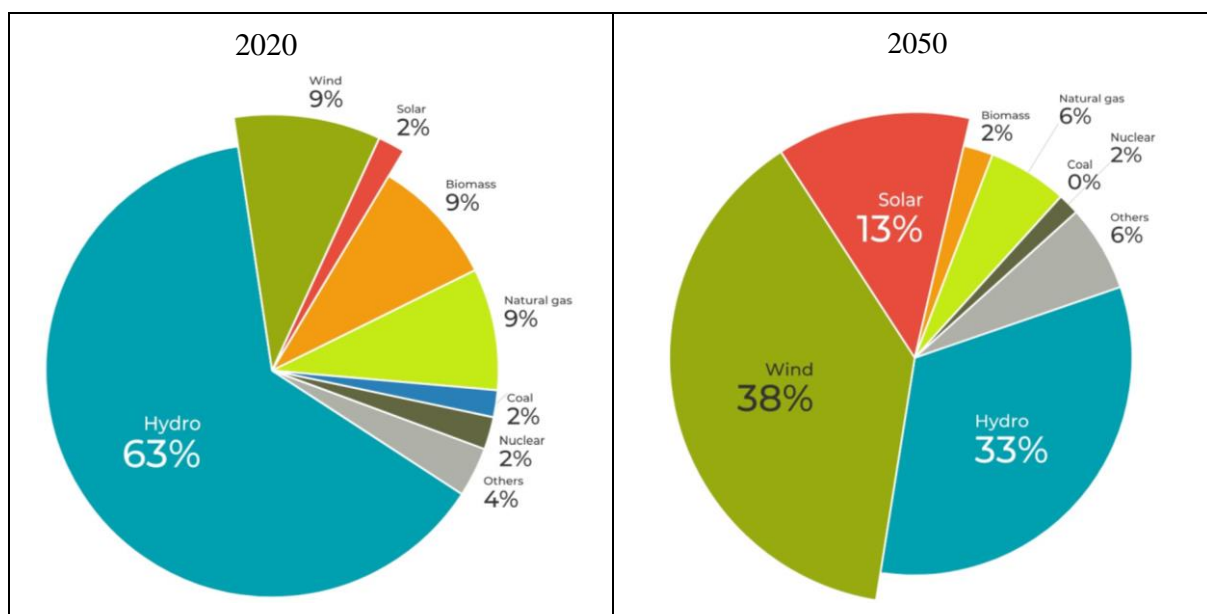
## 1 INTRODUCTION

The Brazilian energy matrix is highly dependent on water resources. According to the Statistical Yearbook of Electrical Energy 2021, prepared by the Brazilian Energy Research Company (“EPE”) linked to the Brazilian Ministry of Mines and Energy (“MME”), the production of electricity from Hydroelectric Power Plants accounted for 63.8% of the total energy produced in 2020 in Brazil [1].

While, on the one hand, these results place Brazil at an advanced level in the process of decarbonization of the energy matrix; on the other hand, the security of the energy supply of Brazil’s electrical system is highly dependent on the volume of water in the reservoirs of hydroelectric plants. Periods of low rainfall and low water level in the reservoirs have become recurrent, having occurred recently in 2001, 2013, and 2014. And currently, in 2021, Brazil has been experiencing the worst hydrological crisis since 1930, with an increased risk of energy rationing [2]. These risks foster strategies to increase the participation of alternative energy sources aiming to diversify the Brazilian energy matrix.

In this context, alternative renewable sources, such as wind and solar, are on the rise. In 2020, 9.2% and 1.7% of the electricity produced in Brazil came from wind and solar sources, respectively [1]. According to the National Energy Plan 2050 (“PNE2050”) [3], prepared by EPE, in 2050 the contribution of wind and solar sources can reach up to 38% and 13% of the electricity matrix, respectively, as indicated in Figure 1-1 below.

**Figure 1-1 Electricity production by source in Brazil in 2020, and projections for 2050, accordingly to PNE2050 - adapted from [1] and [3].**



This rapid acceleration in the participation of alternative energy sources imposes new challenges for the planning and operation of the Brazilian electricity sector. Among these, the high seasonality and the variable nature of wind and photovoltaic resources result in high variability in the production of these sources. In addition, both electricity prices and the load of subsystems also show substantial fluctuation on an hourly basis. The quantification of the variabilities associated with either the known patterns or the random nature of these variables is a difficult task and imposes risks for planning and investment decision-making.

To mitigate and quantify these risks, the development of tools compatible with stochastic time series such as wind speed and power, irradiance, energy prices, load, among others, is necessary. Under these conditions, traditional methods that are widely studied in the literature and applied in the industry fail to represent the stochasticity of historically occurred events and to subsidize accurate predictions for future occurrences. The widely adopted 8760 series, or Typical Meteorological Year (“TMY”) [4], for instance, assumes that the direct observation of past events is a good representation of what to expect for the future. While, generally speaking, this logic is true, there are many caveats to be taken into account. The sample sizes are typically limited to historical on-site measurements corrected by linear extrapolation using reanalysis data, missing seasonal and hourly variations. Therefore, TMY series may fail to represent extreme weather events that might occur in the future and that have not been observed yet.

In this sense, DNV has developed a tool compatible with the stochasticity of renewable energy production and the time series of price and load. This stochastic tool enables the creation of thousands of alternative scenarios that could have occurred, preserving spatial correlations and hourly and seasonal fluctuations for a broad portfolio of assets. The results illustrate the variability and quantification of time series risks for the energy market.

As a case study for this article, DNV selected a hybrid project of wind and solar sources combined, located in the northeast region of Brazil, to evaluate the individual and combined variability of the power series of these assets. In addition to this case study, other stochastic applications in the energy market will be discussed in the following section.

## **2 THE STOCHASTIC ENGINE**

The Stochastic Engine developed by DNV employs a non-parametric bootstrap resampling method to generate synthetic sequences of time series data based on the historical record. It uses historical observation trajectories as multivariate "dependence templates" onto

which the stochastic realizations are assembled to duplicate the pairwise rank correlation structure in the historical record.

Like other empirical copula methods, the dependence templates used in the Stochastic Engine contain all the information about the inter-site and inter-variable dependencies within the data (both linear and non-linear dependencies). The daily, seasonal, and annual cycles of the original dataset are fully preserved, along with the spatial coherency of weather, wind and solar generation, and load across the entire portfolio of sites (inter-site correlations). The preservation of these inter-site correlations is very important for understanding the relationship of projects across a region.

The true value of the Stochastic Engine is its ability to represent the full spectrum of possible weather conditions that drive wind and solar power production, thereby allowing a comprehensive assessment of all possible scenarios across the entire portfolio. Each synthetic time series closely mimics the characteristics of the weather that could occur at each project location, based on the historical record. The output is a synthetic series of hourly data with the same statistical properties as the observations.

## **2.1 Applications**

The list of potential applications for the stochastic engine is extensive, as the input data can be any type of historical time-series, such as wind speed, solar irradiance, air temperature, atmospheric pressure, system load, market prices, or multiple combinations of these variables. The method is particularly suited for problems where time and spatial variabilities matter. These are the types of problems that traditional techniques often fail to address, both due to the lack of sufficiently large sample sizes, and due to not considering the proper time and spatial dependencies between the modelling variables.

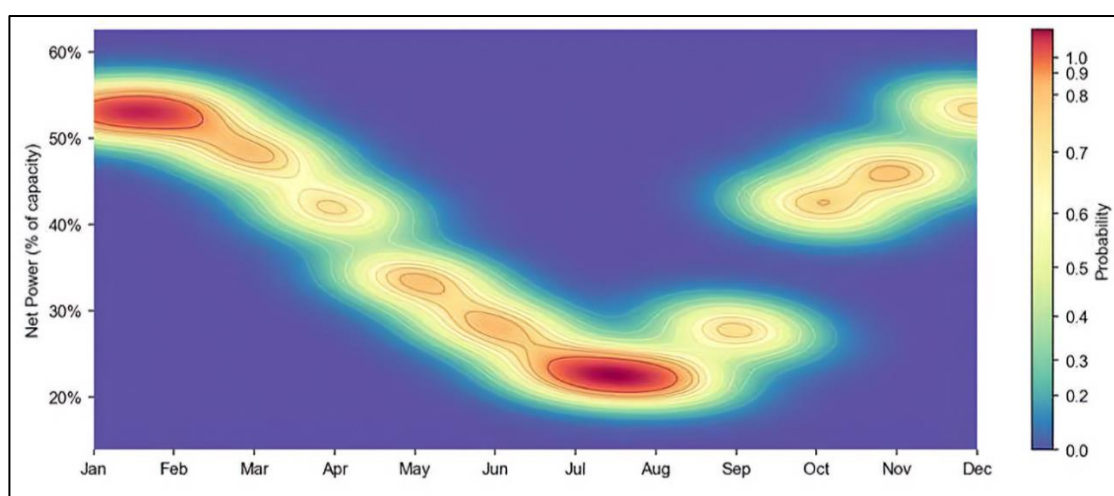
The accurate estimation of future energy production has long been an important task for most stakeholders in the energy business. But now, understanding how individual projects can interact with each other over time, and how the risk associated with each one may overlap, has become crucial. Developers, energy traders, and system operators must assess portfolios of power generation projects in combination. The result of these assessments can be favorable, or sometimes, very negative, and depend on the rigor of how portfolio risks are quantified.

The accurate quantification of risks and opportunities regarding the development and acquisition of new assets is a key indicator for optimizing a pipeline of projects. In this context, the stochastic time-series of various power generation assets can be assessed together to evaluate the combined portfolio risk. These power sources include, but are not limited to wind,



solar, biomass, and hydro. For example, the geographic dispersion of wind farms may decrease the variability of the combined generation, because the risk that a single weather anomaly may impact the generation of all plants, based on different technologies, or located in various regions, at the same time, is reduced. Figure 2-1 illustrates the probability distribution of possible capacity factors for each month of the year, based on thousands of realizations of the Stochastic Engine, for a portfolio of geographically spread wind farms, all located in the United States [6]. Based on that, one can have a more precise understanding of the low and high-risk zones for the entire portfolio.

**Figure 2-1 Example of combined monthly portfolio power generation probability**



The Stochastic Engine allows for uncertainty estimations of energy and revenue probability distributions with different time resolutions. In that regard, the generated time-series of electrical power provides important information on the probability of occurrence of all possible weather scenarios, including the less common ones, and which are usually not contemplated by traditional methodologies such as the Typical Meteorological Year (“TMY 8760”). This consideration is important both for analyzing individual projects operating in isolation and for a large portfolio of geographically distributed assets.

In Brazil, as in many other countries, renewable energy projects have historically received incentives from policymakers to accelerate the energy transition. In many cases, long-term contracts have been established to make these projects financially viable. However, with the increase and prevalence of wind and solar projects in some areas, along with the decentralization of energy markets, incentives are no longer a requirement, and bilateral negotiations in unregulated energy environments are becoming predominant. Such is the case, that from April 2020 to April 2021, the number of agents in the so-called “free energy market”

in Brazil grew by 20% [7]. This rapid transition implies that the terms discussed in contracts, such as monthly seasonality, hourly modulation, price ranges, are getting more attention.

Price estimates are usually modeled through complex algorithms where simplifications on data inputs, such as rain and commodity price predictions, are needed. In that regard, the stochastic modeling of price scenarios is a powerful mechanism to better understand uncertainties and risks for cash flow estimations of a portfolio of assets, which could lead to better interest rates in financing these projects, along with more reliable information for decision-makers.

In addition, wind and solar energy may function as complementary electric power sources in many places. For example, in the northeast region of Brazil, wind power output usually peaks during the night, while solar power is only available during the daytime. The benefits of combining such assets have been broadly discussed in the industry [8], and many hybrid projects are already under development. In addition, new mechanisms such as single contracts targeting the combined P90 (energy output that is 90% likely to be exceeded) are a possibility. This is a typical situation where the Stochastic Engine can be successfully deployed to identify the time-dependent risk of a hybrid project.

### **3 CASE STUDY**

The case selected for this study is a hybrid project in Brazil composed of a wind farm and a solar plant. Both the solar and the wind power plants shall be connected to the same point on the electric grid, functioning as one hybrid project. Wind power corresponds to about 75% of the hybrid system installed capacity. Solar power corresponds to the remaining 25%.

Synthetic time-series of hourly net power for the past 21 years (Jan-1999 to Dec-2020) have been generated by DNV for each project component (solar and wind) considering the standalone operation of each project. The primary source of long-term wind data used was the 5<sup>th</sup> generation reanalysis dataset from the European Centre for Medium-Range Weather Forecasts, also known as ERA-5 [9]. The primary source of long-term solar data used was Solargis satellite-based model [10]. These reference datasets were weighed by onsite local measurements when possible.

The aerodynamic interactions between neighboring wind turbines (wake and blockage effects) as well as the one-way interaction between the wind turbines and the photovoltaic modules (shadow flicker effect) have been modeled and are already accounted for in the historical time-series of solar and wind power.

The Stochastic Engine was deployed using the 21 years of solar and wind hourly power time-series as input data. 500 possible synthetic realizations were achieved for each timestamp. In other words, 500 alternative hourly power datasets were generated for the period that spans from 1999-01-01 00:00:00 to 2020-12-31 23:00:00. Each of these realizations retained the same dependence templates as the input time-series, meaning that the daily, seasonal, and annual cycles of the original datasets, along with auto and cross-correlations between them, were preserved.

### 3.1 Solar power component

Figure 3-1 illustrates 4 (out of 500) selected realizations of solar power generation for a random period of 6 consecutive days. The capacity factor calculated considers only the solar plant rated power.

**Figure 3-1 Four illustrative realizations of hourly solar capacity factor (6 days)**

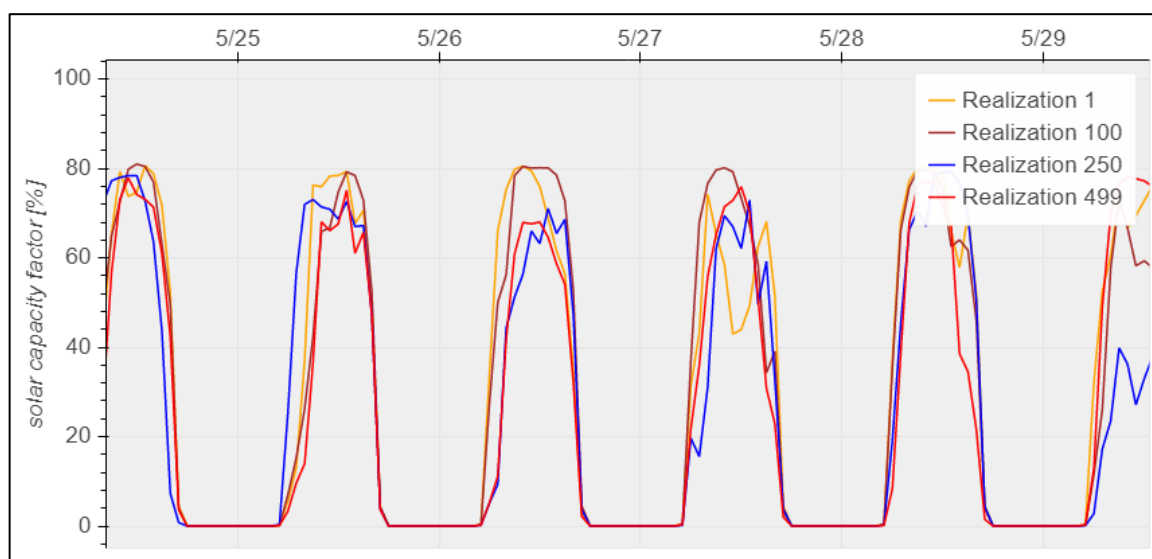


Figure 3-1 only illustrates a short window of synthetic data. But the 500 alternative realizations of the 21-years historical period produced 10500 years of synthetic solar energy production. It is thus possible to infer the probabilities of energy exceedance for each specific timestamp (hour), as shown in Figure 3-2.



### 3.2 Wind power component

The same logic described in the previous chapter, is also applied here. But now the calculations shift from the solar component to the wind power component of the hybrid generation system.

Figure 3-3 illustrates 4 (out of 500) selected realizations of wind power generation for a random period of 6 consecutive days. The capacity factor calculated considers only the wind plant rated power.

**Figure 3-3 Four illustrative realizations of hourly wind capacity factor (6 days)**

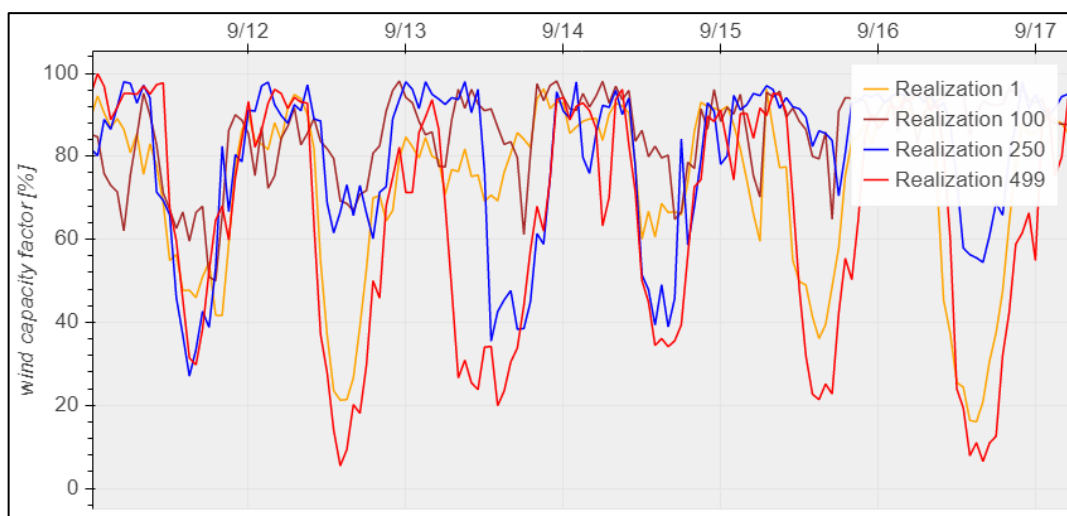
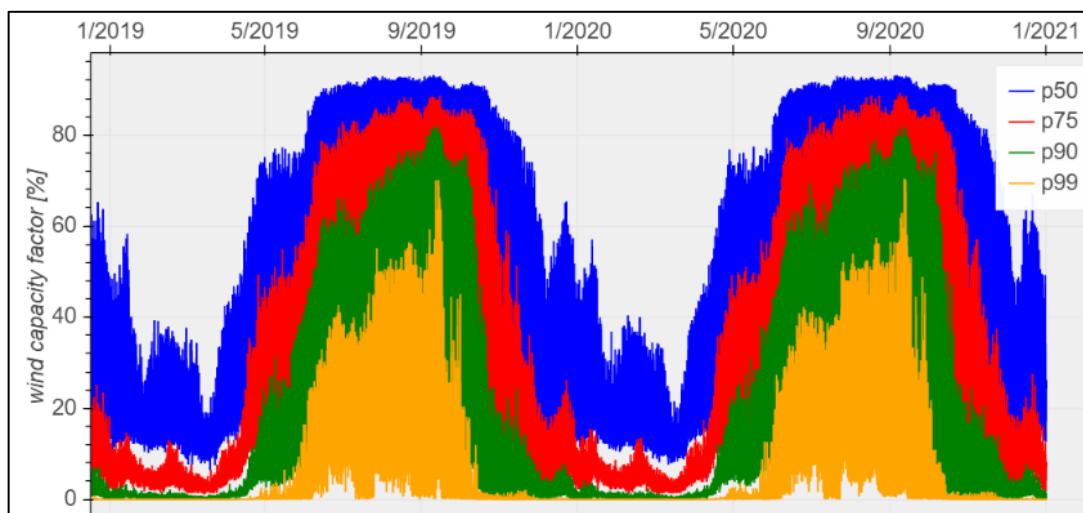


Figure 3-3 illustrates only a short window of synthetic data. But the 500 alternative realizations of the 21-years historical period produced 10500 years of synthetic wind energy production. It is thus possible to infer the probabilities of energy exceedance for each specific timestamp (hour), as shown in Figure 3-4.

**Figure 3-4 Simulated hourly wind capacity factor for past 2 years (P quantiles)**



The time-series of hourly wind P-quantiles can also be presented in the form of an average 12-24 matrix. The P90 matrix considering only the wind component of the hybrid system is presented in Table 3-2. Each cell in the matrix presents the net energy capacity factor that has a 90% chance of being exceeded considering any specific hour for any given month.

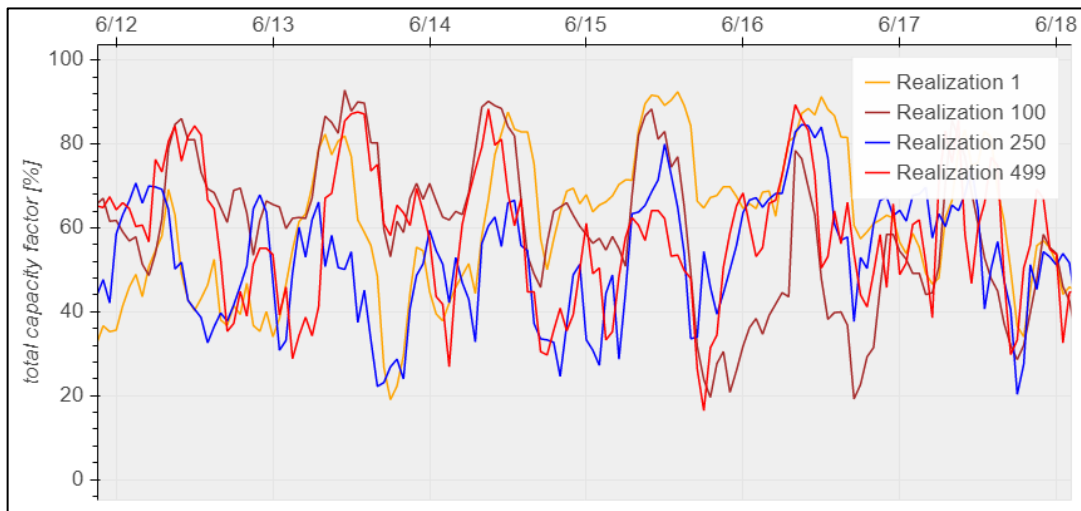
**Table 3-2 Hourly P90 wind capacity factor in percentage [%] from 10500 synthetic**

| Hour | Jan | Feb | Mar | Apr | May  | Jun  | Jul  | Aug  | Sep  | Oct  | Nov  | Dec |
|------|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|-----|
| 0    | 0.7 | 0.7 | 0.4 | 4.7 | 21.1 | 48.8 | 58.9 | 70.5 | 70.5 | 32.1 | 5.4  | 1.4 |
| 1    | 0.7 | 0.8 | 0.5 | 4.1 | 22.2 | 48.0 | 56.8 | 69.2 | 75.1 | 36.4 | 6.3  | 1.5 |
| 2    | 0.9 | 0.5 | 0.4 | 4.2 | 22.3 | 47.8 | 55.1 | 67.3 | 75.8 | 39.6 | 8.5  | 1.8 |
| 3    | 1.1 | 0.7 | 0.5 | 5.6 | 23.7 | 47.4 | 54.8 | 66.2 | 72.6 | 39.8 | 11.0 | 2.4 |
| 4    | 1.4 | 0.7 | 0.4 | 5.6 | 23.4 | 46.7 | 54.1 | 65.1 | 70.1 | 39.8 | 11.1 | 3.1 |
| 5    | 1.3 | 0.7 | 0.4 | 5.6 | 23.6 | 46.8 | 53.7 | 63.4 | 68.2 | 38.3 | 11.1 | 3.9 |
| 6    | 1.4 | 0.8 | 0.3 | 5.5 | 23.3 | 45.8 | 52.8 | 62.8 | 62.8 | 30.6 | 9.9  | 4.2 |
| 7    | 0.9 | 0.4 | 0.2 | 3.9 | 19.5 | 40.6 | 49.1 | 59.5 | 59.1 | 24.8 | 8.5  | 2.5 |
| 8    | 1.4 | 0.7 | 0.4 | 4.4 | 21.7 | 54.1 | 62.5 | 70.1 | 62.8 | 24.0 | 7.9  | 3.4 |
| 9    | 1.6 | 0.8 | 0.6 | 4.7 | 22.0 | 53.7 | 62.1 | 69.9 | 57.3 | 18.7 | 5.4  | 2.7 |
| 10   | 1.2 | 1.0 | 0.5 | 4.5 | 17.5 | 46.8 | 56.8 | 62.3 | 46.4 | 12.9 | 2.7  | 1.5 |
| 11   | 0.7 | 0.8 | 0.4 | 4.0 | 11.8 | 39.1 | 48.1 | 51.0 | 33.2 | 8.2  | 1.5  | 0.8 |
| 12   | 0.6 | 0.7 | 0.4 | 2.9 | 8.7  | 32.2 | 38.8 | 38.2 | 23.7 | 5.1  | 0.9  | 0.6 |
| 13   | 0.4 | 0.5 | 0.4 | 2.5 | 7.0  | 27.0 | 31.2 | 28.9 | 18.1 | 4.2  | 0.7  | 0.5 |
| 14   | 0.4 | 0.5 | 0.4 | 2.4 | 6.2  | 23.4 | 26.2 | 22.5 | 15.4 | 4.0  | 0.6  | 0.6 |
| 15   | 0.3 | 0.4 | 0.4 | 2.5 | 5.6  | 21.5 | 24.5 | 20.3 | 15.1 | 4.6  | 0.7  | 0.7 |
| 16   | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 2.5 | 5.8  | 21.3 | 24.4 | 22.1 | 17.0 | 5.7  | 1.0  | 0.9 |
| 17   | 0.7 | 0.4 | 0.4 | 2.5 | 6.7  | 22.0 | 25.7 | 24.6 | 19.8 | 8.3  | 1.8  | 1.3 |
| 18   | 0.8 | 0.5 | 0.4 | 3.6 | 10.9 | 26.9 | 30.1 | 29.5 | 26.5 | 12.0 | 2.7  | 1.7 |
| 19   | 0.9 | 0.5 | 0.5 | 4.0 | 14.2 | 30.6 | 33.7 | 37.1 | 32.9 | 14.8 | 4.0  | 1.6 |
| 20   | 1.1 | 0.6 | 0.6 | 4.6 | 15.6 | 35.4 | 40.9 | 45.2 | 42.3 | 19.8 | 3.1  | 1.8 |
| 21   | 0.9 | 0.7 | 0.7 | 4.9 | 16.3 | 41.0 | 49.0 | 56.7 | 52.4 | 23.1 | 2.7  | 1.8 |
| 22   | 0.9 | 0.8 | 0.3 | 4.7 | 17.7 | 47.6 | 55.7 | 66.0 | 60.7 | 25.3 | 3.9  | 1.8 |
| 23   | 0.8 | 0.7 | 0.4 | 5.1 | 20.2 | 50.5 | 60.4 | 69.7 | 66.0 | 28.1 | 4.5  | 1.6 |

### 3.3 Total (hybrid) power

Each hour (timestamp) for each realization of solar power and wind power was then summed up to produce a time-series of total power for the hybrid system. These time-series were then divided by the total rated power of the hybrid system. These results are illustrated in Figure 3-5, for a random consecutive period of 6 days. The same results are presented in the form of monthly averages in Figure 3-6 for the entire 21 years of simulations.

**Figure 3-5 Four illustrative realizations of total hourly capacity factor (6 days)**



**Figure 3-6 Four illustrative realizations of total capacity factor for the hybrid system (monthly means)**

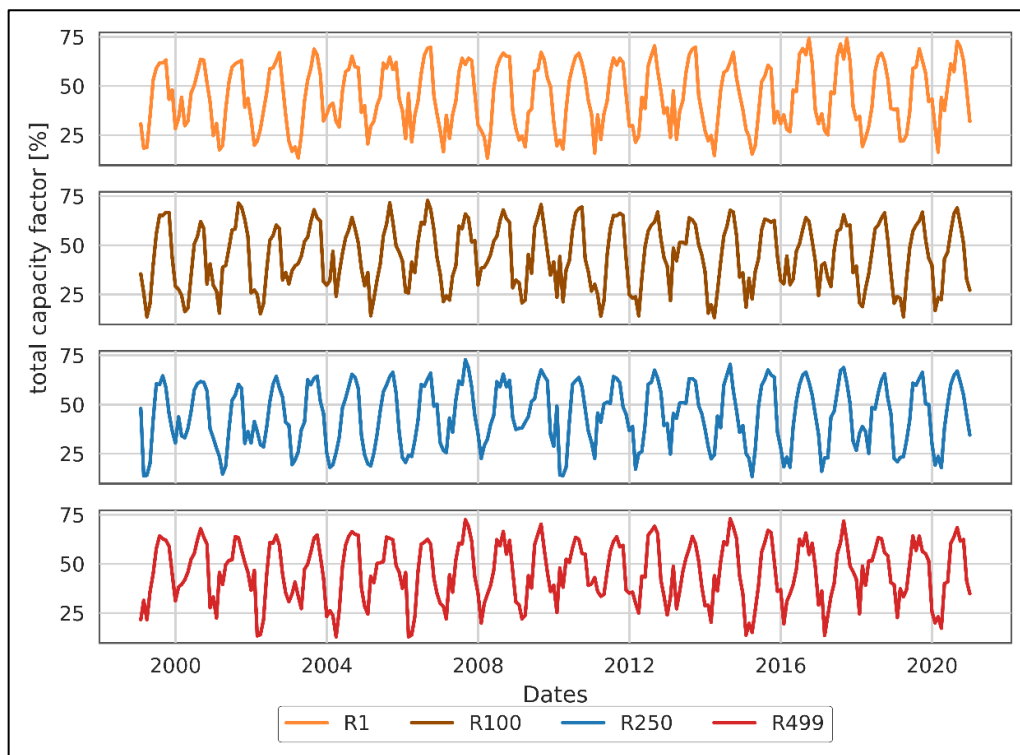
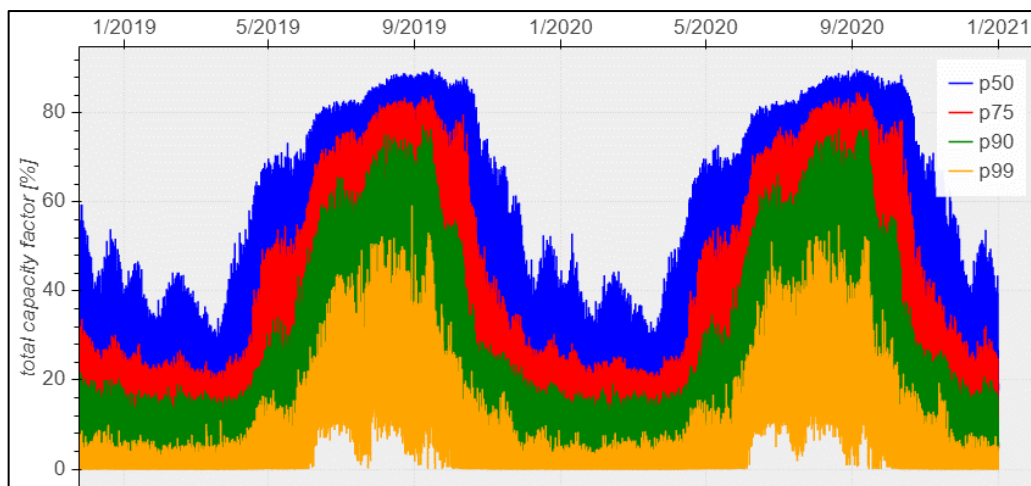


Figure 3-5 and Figure 3-6 illustrate only four alternative realizations of total power for the hybrid electric energy generation hybrid system, but for the present study there is a total of 500 statistically viable realizations. This large amount of sample points enables statistical conclusions that would otherwise not be viable. It is possible, for instance, to extract probability of energy exceedance levels for each hour of each day over the past 21 years. Following that

logic, Figure 3-7 illustrates selected hourly P quantiles for the past 2 years of the hybrid system under assessment.

**Figure 3-7 Simulated hourly hybrid capacity factor for past 2 years (P quantiles)**



Based on the 10500 years of hourly production data resulting from the Stochastic Engine runs for the Hybrid system, it is possible to calculate the P90 capacity factor for each typical hour in any month. These results are presented in Table 3-3.

**Table 3-3 Hourly P90 total capacity factor in percentage [%] from 10500 years**

| Hour | Jan  | Feb  | Mar  | Apr  | May  | Jun  | Jul  | Aug  | Sep  | Oct  | Nov  | Dec  |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 0    | 0.5  | 0.5  | 0.3  | 3.5  | 15.5 | 35.9 | 43.3 | 51.8 | 51.9 | 23.6 | 4.0  | 1.0  |
| 1    | 0.5  | 0.6  | 0.4  | 3.0  | 16.4 | 35.3 | 41.8 | 50.9 | 55.2 | 26.8 | 4.7  | 1.1  |
| 2    | 0.6  | 0.4  | 0.3  | 3.1  | 16.4 | 35.2 | 40.5 | 49.5 | 55.8 | 29.1 | 6.3  | 1.3  |
| 3    | 0.8  | 0.5  | 0.3  | 4.1  | 17.5 | 34.8 | 40.3 | 48.7 | 53.4 | 29.2 | 8.1  | 1.8  |
| 4    | 1.0  | 0.5  | 0.3  | 4.1  | 17.2 | 34.3 | 39.8 | 47.9 | 51.6 | 29.2 | 8.1  | 2.3  |
| 5    | 1.1  | 0.6  | 0.3  | 4.1  | 17.4 | 34.4 | 39.5 | 46.7 | 50.6 | 29.6 | 9.5  | 3.4  |
| 6    | 3.9  | 2.5  | 1.9  | 7.8  | 22.0 | 38.5 | 42.7 | 51.7 | 54.9 | 32.4 | 14.2 | 7.5  |
| 7    | 6.5  | 5.3  | 4.8  | 11.0 | 26.1 | 41.8 | 48.4 | 58.0 | 58.7 | 34.9 | 18.6 | 10.9 |
| 8    | 11.3 | 10.4 | 10.2 | 14.9 | 30.1 | 53.8 | 61.0 | 69.1 | 65.6 | 37.8 | 23.0 | 15.5 |
| 9    | 15.0 | 14.1 | 14.1 | 18.2 | 31.3 | 55.9 | 62.4 | 71.1 | 64.6 | 35.2 | 23.4 | 17.9 |
| 10   | 15.1 | 15.7 | 14.3 | 19.3 | 29.8 | 52.3 | 60.4 | 67.3 | 57.4 | 30.9 | 21.3 | 17.2 |
| 11   | 15.0 | 15.4 | 15.2 | 18.4 | 25.8 | 46.6 | 54.3 | 59.6 | 47.9 | 26.6 | 18.6 | 16.1 |
| 12   | 13.5 | 13.9 | 15.1 | 18.9 | 23.6 | 41.6 | 48.1 | 50.7 | 41.0 | 23.9 | 16.8 | 15.1 |
| 13   | 12.5 | 12.7 | 14.1 | 18.0 | 22.2 | 37.5 | 42.8 | 43.1 | 36.4 | 22.0 | 14.9 | 13.8 |
| 14   | 11.2 | 10.4 | 12.0 | 16.0 | 19.8 | 33.9 | 37.9 | 37.0 | 32.7 | 19.7 | 12.7 | 11.4 |
| 15   | 8.5  | 8.2  | 9.6  | 13.6 | 18.4 | 30.7 | 34.8 | 33.4 | 29.3 | 17.9 | 9.9  | 10.0 |
| 16   | 6.6  | 5.5  | 6.0  | 10.4 | 14.9 | 26.6 | 31.5 | 30.5 | 26.0 | 15.6 | 8.3  | 7.5  |
| 17   | 3.5  | 3.2  | 2.6  | 3.4  | 5.9  | 17.3 | 21.1 | 20.6 | 16.7 | 7.5  | 2.7  | 3.6  |
| 18   | 0.6  | 0.4  | 0.3  | 2.6  | 8.0  | 19.8 | 22.1 | 21.7 | 19.5 | 8.8  | 2.0  | 1.2  |
| 19   | 0.7  | 0.4  | 0.3  | 2.9  | 10.4 | 22.5 | 24.8 | 27.2 | 24.2 | 10.9 | 3.0  | 1.1  |
| 20   | 0.8  | 0.4  | 0.5  | 3.4  | 11.4 | 26.0 | 30.1 | 33.3 | 31.1 | 14.5 | 2.3  | 1.3  |
| 21   | 0.7  | 0.5  | 0.5  | 3.6  | 12.0 | 30.2 | 36.1 | 41.7 | 38.6 | 17.0 | 2.0  | 1.3  |
| 22   | 0.6  | 0.6  | 0.2  | 3.5  | 13.0 | 35.0 | 40.9 | 48.5 | 44.7 | 18.6 | 2.8  | 1.3  |
| 23   | 0.6  | 0.5  | 0.3  | 3.7  | 14.9 | 37.1 | 44.4 | 51.3 | 48.5 | 20.7 | 3.3  | 1.2  |



Each cell in Table 3-3 can be interpreted as a probability of occurrence. For example, between 10 and 11 in the morning, during June, for any given year, there is a 90% chance that the net capacity factor for the hybrid system (solar + wind) will exceed 52.3%. This probability is based on a sample of 500 synthetic realizations of the Stochastic Engine.

The results presented in Table 3-3 are statistically viable. But unfortunately, these do not represent industry standards at present. Many developers, owners, and financiers of energy generation portfolios still rely solely on long-term P90 energy production forecasts. And although those figures may be adequate for the assessment of long periods of interest (10+ years), these are a poor choice when assessing the hourly-monthly behavior of risk. Especially when the average P90 energy estimate is simply distributed equally over the hours of a calendar year, using a median meteorological year (“TMY”) as the weighing factor. For comparison purposes only, this incorrect methodology was deployed for the hybrid project under assessment, and the results are shown in Table 3-4.

**Table 3-4 Long-term average P90 capacity factor, in percentage [%], weighed by a median TMY**

| Hour | Jan  | Feb  | Mar  | Apr  | May  | Jun  | Jul  | Aug  | Sep  | Oct  | Nov  | Dec  |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 0    | 9.1  | 7.1  | 5.9  | 13.5 | 21.6 | 27.0 | 28.8 | 30.6 | 31.0 | 29.9 | 21.2 | 12.3 |
| 1    | 10.2 | 7.8  | 6.2  | 14.6 | 21.9 | 26.5 | 28.3 | 30.2 | 30.9 | 30.5 | 24.9 | 14.8 |
| 2    | 11.6 | 9.2  | 7.1  | 15.6 | 21.9 | 26.2 | 27.7 | 29.7 | 30.8 | 30.4 | 26.1 | 17.1 |
| 3    | 12.6 | 10.3 | 7.8  | 16.3 | 22.4 | 25.8 | 27.4 | 29.4 | 30.3 | 30.0 | 25.7 | 18.3 |
| 4    | 12.6 | 10.8 | 8.1  | 16.8 | 22.4 | 25.8 | 27.3 | 29.1 | 30.0 | 29.1 | 24.2 | 17.4 |
| 5    | 12.5 | 10.6 | 7.6  | 16.5 | 22.0 | 25.6 | 27.2 | 28.9 | 29.9 | 29.0 | 23.1 | 16.5 |
| 6    | 13.9 | 11.9 | 9.1  | 18.1 | 23.4 | 27.2 | 29.1 | 31.5 | 33.1 | 32.4 | 25.0 | 17.8 |
| 7    | 15.6 | 13.6 | 11.8 | 21.0 | 27.4 | 31.6 | 33.4 | 35.8 | 37.7 | 35.6 | 27.3 | 19.2 |
| 8    | 18.1 | 18.1 | 15.3 | 25.9 | 31.4 | 35.4 | 37.0 | 39.3 | 40.5 | 37.8 | 28.9 | 21.3 |
| 9    | 17.7 | 18.5 | 16.0 | 26.0 | 32.2 | 36.7 | 38.6 | 40.6 | 41.0 | 37.3 | 26.8 | 20.2 |
| 10   | 16.4 | 17.5 | 15.6 | 24.5 | 30.3 | 36.8 | 38.8 | 40.8 | 40.2 | 34.7 | 23.8 | 18.2 |
| 11   | 15.3 | 15.8 | 14.6 | 21.5 | 27.3 | 36.1 | 38.3 | 39.8 | 37.6 | 31.0 | 20.7 | 16.6 |
| 12   | 14.2 | 14.4 | 13.6 | 19.1 | 24.3 | 34.7 | 37.0 | 38.2 | 34.2 | 26.7 | 18.1 | 15.2 |
| 13   | 13.5 | 13.6 | 13.0 | 17.2 | 22.3 | 32.7 | 35.8 | 35.9 | 31.0 | 23.9 | 16.4 | 14.3 |
| 14   | 12.6 | 12.7 | 12.3 | 15.6 | 20.2 | 30.8 | 33.9 | 34.1 | 28.3 | 21.9 | 15.4 | 13.3 |
| 15   | 11.9 | 11.4 | 11.4 | 14.3 | 18.7 | 28.7 | 31.9 | 32.4 | 26.6 | 20.2 | 14.5 | 12.6 |
| 16   | 10.7 | 9.7  | 9.6  | 12.6 | 16.4 | 26.1 | 29.8 | 30.9 | 24.8 | 18.6 | 13.4 | 11.6 |
| 17   | 8.0  | 6.8  | 5.5  | 7.9  | 11.3 | 19.8 | 23.6 | 26.0 | 20.0 | 14.1 | 9.5  | 8.2  |
| 18   | 6.6  | 4.6  | 4.2  | 7.9  | 11.9 | 18.7 | 20.7 | 22.8 | 18.8 | 14.0 | 9.5  | 7.8  |
| 19   | 6.8  | 5.1  | 5.1  | 9.0  | 13.6 | 21.0 | 22.3 | 24.9 | 22.0 | 17.0 | 11.1 | 8.3  |
| 20   | 7.4  | 5.8  | 5.2  | 10.0 | 15.8 | 23.2 | 25.0 | 28.1 | 26.3 | 21.5 | 14.1 | 9.3  |
| 21   | 7.9  | 6.4  | 5.4  | 10.9 | 18.3 | 25.1 | 27.1 | 29.5 | 29.1 | 25.0 | 15.6 | 9.3  |
| 22   | 8.3  | 6.5  | 5.6  | 11.5 | 20.3 | 26.5 | 28.4 | 30.5 | 30.5 | 27.4 | 16.6 | 9.6  |
| 23   | 8.8  | 7.0  | 5.8  | 12.6 | 21.1 | 27.1 | 28.8 | 30.7 | 30.9 | 28.9 | 18.2 | 10.5 |

The P90 net energy capacity factors presented in Table 3-3 have been subtracted from the ones presented in Table 3-4. The net difference for each hour in any month is presented in Table 3-5.

**Table 3-5 Net difference between P90 capacity factors from Table 3-3 and Table 3-4, in percentage points**

| Hour | Jan  | Feb  | Mar  | Apr  | May | Jun   | Jul   | Aug   | Sep   | Oct  | Nov  | Dec  |
|------|------|------|------|------|-----|-------|-------|-------|-------|------|------|------|
| 0    | 8.6  | 6.6  | 5.6  | 10.0 | 6.1 | -9.0  | -14.5 | -21.3 | -20.9 | 6.3  | 17.3 | 11.3 |
| 1    | 9.7  | 7.2  | 5.8  | 11.5 | 5.5 | -8.8  | -13.5 | -20.7 | -24.3 | 3.7  | 20.2 | 13.6 |
| 2    | 11.0 | 8.8  | 6.8  | 12.5 | 5.5 | -8.9  | -12.8 | -19.8 | -25.0 | 1.3  | 19.8 | 15.8 |
| 3    | 11.8 | 9.9  | 7.4  | 12.2 | 4.9 | -9.0  | -12.9 | -19.3 | -23.2 | 0.8  | 17.6 | 16.5 |
| 4    | 11.6 | 10.3 | 7.8  | 12.7 | 5.1 | -8.5  | -12.5 | -18.8 | -21.5 | -0.1 | 16.0 | 15.0 |
| 5    | 11.4 | 10.0 | 7.3  | 12.3 | 4.6 | -8.8  | -12.3 | -17.7 | -20.7 | -0.5 | 13.6 | 13.1 |
| 6    | 10.0 | 9.4  | 7.2  | 10.3 | 1.3 | -11.3 | -13.6 | -20.2 | -21.8 | 0.0  | 10.8 | 10.3 |
| 7    | 9.1  | 8.3  | 6.9  | 10.1 | 1.3 | -10.1 | -15.1 | -22.2 | -21.0 | 0.7  | 8.7  | 8.3  |
| 8    | 6.9  | 7.8  | 5.1  | 10.9 | 1.4 | -18.4 | -24.0 | -29.7 | -25.1 | 0.0  | 5.8  | 5.8  |
| 9    | 2.7  | 4.3  | 2.0  | 7.8  | 0.9 | -19.2 | -23.8 | -30.5 | -23.6 | 2.1  | 3.4  | 2.3  |
| 10   | 1.3  | 1.7  | 1.3  | 5.2  | 0.5 | -15.5 | -21.7 | -26.5 | -17.2 | 3.8  | 2.5  | 1.0  |
| 11   | 0.3  | 0.4  | -0.5 | 3.0  | 1.6 | -10.5 | -16.0 | -19.8 | -10.3 | 4.4  | 2.1  | 0.5  |
| 12   | 0.8  | 0.5  | -1.5 | 0.2  | 0.6 | -6.8  | -11.0 | -12.4 | -6.8  | 2.8  | 1.2  | 0.2  |
| 13   | 1.0  | 0.9  | -1.1 | -0.9 | 0.1 | -4.7  | -7.0  | -7.2  | -5.4  | 1.9  | 1.5  | 0.5  |
| 14   | 1.4  | 2.3  | 0.2  | -0.4 | 0.4 | -3.1  | -4.0  | -2.9  | -4.4  | 2.1  | 2.7  | 1.8  |
| 15   | 3.4  | 3.2  | 1.8  | 0.6  | 0.3 | -2.0  | -2.9  | -1.1  | -2.7  | 2.3  | 4.6  | 2.6  |
| 16   | 4.1  | 4.2  | 3.6  | 2.2  | 1.5 | -0.5  | -1.7  | 0.5   | -1.3  | 2.9  | 5.1  | 4.1  |
| 17   | 4.5  | 3.5  | 2.9  | 4.5  | 5.5 | 2.5   | 2.5   | 5.5   | 3.3   | 6.6  | 6.7  | 4.6  |
| 18   | 5.9  | 4.2  | 4.0  | 5.3  | 4.0 | -1.0  | -1.4  | 1.1   | -0.6  | 5.2  | 7.5  | 6.6  |
| 19   | 6.1  | 4.7  | 4.7  | 6.0  | 3.2 | -1.5  | -2.5  | -2.4  | -2.2  | 6.1  | 8.2  | 7.1  |
| 20   | 6.5  | 5.4  | 4.8  | 6.6  | 4.4 | -2.8  | -5.1  | -5.1  | -4.8  | 7.0  | 11.7 | 8.0  |
| 21   | 7.3  | 5.9  | 4.9  | 7.3  | 6.3 | -5.0  | -8.9  | -12.2 | -9.5  | 8.0  | 13.6 | 8.1  |
| 22   | 7.7  | 5.9  | 5.3  | 8.1  | 7.2 | -8.6  | -12.5 | -18.1 | -14.2 | 8.7  | 13.7 | 8.3  |
| 23   | 8.2  | 6.5  | 5.5  | 8.9  | 6.2 | -10.1 | -15.5 | -20.6 | -17.6 | 8.2  | 14.9 | 9.3  |

The risk benefits of adding the solar power component can also be quantified. In that sense, the hourly P90 capacity factors from the hybrid system (wind + solar) operation can be compared against the hourly P90 capacity factors from the wind component standalone operation. The results of this comparison are presented in Table 3-6.

**Table 3-6 Net difference between P90 capacity factors from wind power alone (Table 3-2) and total hybrid power (Table 3-3), in percentage points**

| Hour | Jan  | Feb  | Mar  | Apr  | May  | Jun   | Jul   | Aug   | Sep   | Oct   | Nov  | Dec  |
|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|
| 0    | -0.2 | -0.2 | -0.1 | -1.2 | -5.6 | -12.9 | -15.6 | -18.7 | -18.7 | -8.5  | -1.4 | -0.4 |
| 1    | -0.2 | -0.2 | -0.1 | -1.1 | -5.9 | -12.7 | -15.0 | -18.3 | -19.9 | -9.6  | -1.7 | -0.4 |
| 2    | -0.2 | -0.1 | -0.1 | -1.1 | -5.9 | -12.7 | -14.6 | -17.8 | -20.1 | -10.5 | -2.3 | -0.5 |
| 3    | -0.3 | -0.2 | -0.1 | -1.5 | -6.3 | -12.5 | -14.5 | -17.5 | -19.2 | -10.5 | -2.9 | -0.6 |
| 4    | -0.4 | -0.2 | -0.1 | -1.5 | -6.2 | -12.4 | -14.3 | -17.2 | -18.6 | -10.5 | -2.9 | -0.8 |
| 5    | -0.2 | -0.2 | -0.1 | -1.4 | -6.2 | -12.4 | -14.2 | -16.7 | -17.6 | -8.7  | -1.5 | -0.5 |
| 6    | 2.5  | 1.7  | 1.6  | 2.3  | -1.3 | -7.3  | -10.1 | -11.0 | -7.9  | 1.7   | 4.3  | 3.3  |
| 7    | 5.6  | 4.9  | 4.6  | 7.1  | 6.6  | 1.2   | -0.7  | -1.6  | -0.4  | 10.1  | 10.2 | 8.3  |
| 8    | 9.9  | 9.7  | 9.8  | 10.6 | 8.4  | -0.3  | -1.5  | -1.0  | 2.7   | 13.8  | 15.2 | 12.1 |
| 9    | 13.4 | 13.3 | 13.5 | 13.5 | 9.3  | 2.2   | 0.3   | 1.2   | 7.3   | 16.4  | 17.9 | 15.2 |
| 10   | 14.0 | 14.8 | 13.8 | 14.8 | 12.3 | 5.6   | 3.6   | 4.9   | 11.0  | 18.0  | 18.6 | 15.7 |
| 11   | 14.3 | 14.6 | 14.8 | 14.4 | 14.0 | 7.5   | 6.2   | 8.6   | 14.7  | 18.4  | 17.1 | 15.3 |
| 12   | 12.9 | 13.1 | 14.7 | 16.0 | 15.0 | 9.4   | 9.3   | 12.5  | 17.3  | 18.8  | 16.0 | 14.5 |
| 13   | 12.1 | 12.1 | 13.7 | 15.5 | 15.2 | 10.4  | 11.6  | 14.2  | 18.3  | 17.8  | 14.2 | 13.3 |
| 14   | 10.8 | 9.9  | 11.7 | 13.6 | 13.6 | 10.6  | 11.8  | 14.5  | 17.3  | 15.7  | 12.1 | 10.8 |
| 15   | 8.2  | 7.8  | 9.2  | 11.1 | 12.8 | 9.3   | 10.2  | 13.1  | 14.2  | 13.2  | 9.2  | 9.3  |
| 16   | 6.2  | 5.1  | 5.6  | 7.9  | 9.0  | 5.3   | 7.1   | 8.4   | 9.0   | 9.9   | 7.3  | 6.6  |
| 17   | 2.9  | 2.9  | 2.3  | 0.9  | -0.8 | -4.7  | -4.6  | -4.0  | -3.1  | -0.9  | 1.0  | 2.3  |
| 18   | -0.2 | -0.1 | -0.1 | -0.9 | -2.9 | -7.1  | -8.0  | -7.8  | -7.0  | -3.2  | -0.7 | -0.4 |
| 19   | -0.2 | -0.1 | -0.1 | -1.1 | -3.8 | -8.1  | -8.9  | -9.8  | -8.7  | -3.9  | -1.1 | -0.4 |
| 20   | -0.3 | -0.2 | -0.2 | -1.2 | -4.1 | -9.4  | -10.8 | -12.0 | -11.2 | -5.2  | -0.8 | -0.5 |
| 21   | -0.2 | -0.2 | -0.2 | -1.3 | -4.3 | -10.9 | -13.0 | -15.0 | -13.9 | -6.1  | -0.7 | -0.5 |
| 22   | -0.2 | -0.2 | -0.1 | -1.2 | -4.7 | -12.6 | -14.7 | -17.5 | -16.1 | -6.7  | -1.0 | -0.5 |
| 23   | -0.2 | -0.2 | -0.1 | -1.3 | -5.4 | -13.4 | -16.0 | -18.5 | -17.5 | -7.4  | -1.2 | -0.4 |

## 4 CONCLUSIONS

In this paper, the stochastic model developed by DNV was applied to validate the complementarity of wind and solar resources for a hybrid project located in the Northeast region of Brazil.

The results indicate that stochastically modelling historical time series of wind or solar production is suitable for predicting hourly or seasonal variations for a specific project. The ability to model more than a thousand possible scenarios is a key factor to build frequency distributions of individual energy production and, therefore, enable a better visualization and quantification of probability of occurrence of different scenarios. This is particularly relevant when compared to standard methodologies seen in the industry and literature, where a Typical Meteorological Year (“TMY”), or 8760 hourly series, is used to make decisions regarding the likelihood of future scenarios.

In addition, when stochastic models are employed to estimate the variability of combined wind and solar production in the same area, these can provide robust estimates of the transient behavior of the combined sources.

As one would expect from a robust numerical simulation method, if presented with the proper format of inputs, the Stochastic Engine will converge and find results. However, the

validity of such results is directly related to the quality of the input time-series fed into the method. The ideal case occurs when the input time-series are long enough to encapsulate at least a few samples of extraordinary (outlier) events so that the method can mimic the intensity of such events and deploy it in some alternative time-series realizations. The input time-series must also have optimal data coverage, thus the need to use reference datasets to fill gaps and to expand measurement periods.

The statistical analysis of transient energy production risk, presented in Table 3-3, where each cell shows the capacity factor that has a 90% chance of being exceeded for any hour in any month, considers the entire hybrid power plant. Table 3-4 presents the results from an alternative and incorrect method from the statistical perspective, as a long-term annual P90 probability of energy exceedance is simply spread over a typical meteorological year profile. Nonetheless, it is the current industry-standard method for assessing transient risk. The differences between Table 3-3 and Table 3-4 are not small. The incorrect method (Table 3-4) will dump and reduce the time variability, meaning that it overpredicts the P90 hourly capacity factor during the months of lower wind speeds and weaker solar irradiance. On the other hand, the hourly P90 levels for the periods of high wind speeds and stronger solar irradiance will be underpredicted, as shown in Table 3-5.

Table 3-6 shows the variation to the hourly risk (in the form of P90 capacity factors) brought by the solar power component into the hybrid (wind + solar) project. During the nocturnal periods, especially between June and October, the newly combined capacity factors are lower than the ‘pure’ wind-based ones. However, there is a substantial increase during the diurnal periods for all the calendar months. All the cells in Table 3-6 sum to 385.7 percentage points, which means that the benefits in terms of energy generation from adding solar power more than compensate the cons. Or, in other words, the risk associated with the energy production of the hybrid Project will overall be lower than that of the standalone wind farm operation, as shown by the probability of energy exceedance levels.

This example study case sheds light into the awareness that decision makers should have when analyzing possible scenarios of future renewable production, price estimates, subsystem’s load, and hourly and seasonal profiles of renewable sources. Such analyses require sophisticated tools, such as DNV’s stochastic modelling, in order to deal with either the natural variability or randomness of these variables, whereas traditional methods may not be suitable for providing information.

## 5 REFERENCES

- [1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *In: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021*: Ano base 2020. [S. l.], May 2021. Available at: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Access on: July 2021.
- [2] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Sistema de informações sobre a Escassez Hídrica**. [S. l.], July 2021. Available at: <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210707-escassez-hidrica-2021.aspx>. Access on: July 2021.
- [3] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Nacional de Energia 2050 (PNE-2050)**. [S. l.], 2020. Available at: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Access on: July 2021.
- [4] FREW, Bethany; COLE, Wesley; SUN, Yinong; RICHARDS, James; MAI, Trieu; NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **8760-Based Method for Representing Variable Generation Capacity Value in Capacity Expansion Models**. International Energy Workshop, [s. l.], 2017. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68869.pdf>. Access on: July 2021.
- [5] DNV. **Energy Transition Outlook 2020**. [s. l.], 2020. Available at: <https://eto.dnv.com/2020>. Access on: July 2021.
- [6] DNV. **Analysis of Stochastic Dataset for ISO New England Inc**. [s. l.], February 24<sup>th</sup>, 2021. Available at: [https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2021/03/a9\\_dnv\\_gl\\_report\\_analysis\\_of\\_stochastic\\_dataset\\_for\\_iso\\_ne\\_rev1.pdf](https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2021/03/a9_dnv_gl_report_analysis_of_stochastic_dataset_for_iso_ne_rev1.pdf). Access on: July 2021.
- [7] CCEE. **Mercado Livre: volume de agentes consumidores no mercado livre cresce 20% nos doze meses até abril**. May 18th, 2021. Available at: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao). Access on: July 2021.
- [8] KHARE, Vikas; NEMA, Savita; BAREDAR, Prashant. **Solar-wind hybrid renewable energy system: A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, [S. l.], v. 58, p. 22-33. May 2016.
- [9] ECMWF, **ERA5**. Available at: [www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5](http://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5). Access on: March 2021.
- [10] SOLARGIS. **Solar Radiation Modeling – Solargis**. Available at: [www.solargis.com/docs/methodology/solar-radiation-modeling](http://www.solargis.com/docs/methodology/solar-radiation-modeling). Access on March 2021.

[11] PEARSON, Karl. **Notes on regression and inheritance in the case of two parents**. Proceedings of the Royal Society of London. [S. l.], 58: 240–242. June 1985. Available at: <https://play.google.com/books/reader?id=60aL0zIT-90C&pg=GBS.PR7-IA3&hl=en>

## **IMPORTANT NOTICE AND DISCLAIMER**

Neither DNV nor any group company (the "Group") assumes any responsibility whether in contract, tort (including without limitation negligence), or otherwise and no company in the Group including DNV shall be liable for any loss or damage whatsoever. This document is issued on a no-reliance basis and nothing in this document guarantees any particular wind speed or energy output.

This report should be considered in its entirety. Reference to part of this report may lead to misinterpretation and is not permissible.

## **ABOUT DNV**

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification, technical assurance, software and independent expert advisory services to the maritime, oil & gas and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Combining leading technical and operational expertise, risk methodology and in-depth industry knowledge, we empower our customers' decisions and actions with trust and confidence. We continuously invest in research and collaborative innovation to provide customers and society with operational and technological foresight. Operating in more than 100 countries, our professionals are dedicated to helping customers make the world safer, smarter and greener.

## TRABALHO TÉCNICO

### A transformação de um produto modelado para um cliente em uma solução na nuvem para análise de complexos eólicos

*Túlio Silva<sup>1</sup>*

*Spin Engenharia de Automação*

*Clovis Simões<sup>2</sup>*

*Spin Engenharia de Automação*

**Resumo:** Este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma solução inovadora no mercado eólico, a partir de um produto modelado junto a um cliente. O foco do artigo é a trajetória desde o desenvolvimento inicial até sua sofisticação, criando um produto globalizado, capaz de atender às necessidades de qualquer cliente, em uma solução SaaS disponibilizada na nuvem.

Nessa trajetória, é descrito, inicialmente, o projeto de análise pós-operatória de um complexo eólico, onde se apresenta a motivação para seu desenvolvimento, a metodologia utilizada, o resultado alcançado e uma breve descrição de suas funcionalidades.

Na sequência, descreve-se o processo de transformação de uma solução bem sucedida em um produto mais abrangente, que deve atender a dois requisitos essenciais visando reduzir o tempo de onboarding de novos clientes e a padronização das regras de nomeação de variáveis de diferentes clientes, visando utilizar os mesmos algoritmos para dados de diferentes clientes, criando-se um espaço de nomes unificado para todas as fontes de dados. Apresenta-se a seguir a solução definida para atender estes requisitos, baseada em uma análise do estado da arte para este tipo de solução, segundo os autores, e os desenvolvimentos que foram feitos para se chegar a este estado da arte.

Finalmente, em conclusões, é mostrado o estado do produto hoje e uma síntese das metas alcançadas resolvendo os problemas levantados.

O produto é uma solução orientada a serviço (SaaS) que pode ser implementada em um servidor físico ou na nuvem, onde existe um sistema de análise pós-operatória de complexos eólicos. Sua arquitetura é em estrela e utiliza o conceito de “unified namespace” (UNS), sendo baseada no protocolo MQTT Sparkplug B (SpB) [1]. O elemento central desta arquitetura é o MQTT/Server (Broker) que no nosso caso estará sempre vinculado a um SCADA/IloT Host (Action.NET), que centralizará todas as mensagens enviadas por clientes produtores de conteúdo (Client MQTT producer) e as enviará para todos os clientes assinantes de conteúdo (Client MQTT subscriber).

**Palavras-chave:** SCADA; Parque eólico; MQTT; Sparkplug B; Unified Namespace; Gateway; Protocolos de comunicação; Provedor de dados.

**Abstract:** This work presents the development of a very innovative solution in the wind market, from a product developed with a client. The focus of the article is the trajectory from initial development to its sophistication, creating a globalized product, capable of meeting the needs of any customer, in a SaaS solution available in the cloud.

In this trajectory, the solution for the post-operative analysis of a wind complex is initially described, where the motivation for its development, the methodology used, the result achieved and a brief description of its features are presented.

The process of transforming this successful solution into a product that can reach a broader market scope must meet two essential requirements in order to reduce the onboarding time of a new customer and the standardization of the rules for naming variables from different customers, aiming at use the same algorithms for data from different customers, creating a



unified namespace for all data sources. The solution defined to meet these requirements is presented below, based on an analysis of the state of the art for this type of solution, according to the authors, and the developments that were made to reach this state of the art.

Finally, in conclusions, the state of the product is shown today, and a summary of the goals achieved by solving the problems raised.

The product is a service-oriented solution (SaaS) that can be implemented on a physical server or in the cloud, where there is a system for post-operative analysis of wind complexes. Its architecture is star and uses the concept of “unified namespace” (UNS), being based on the MQTT Sparkplug B (SpB) protocol [1]. The central element of this architecture is the MQTT/Server (Broker) which in our case will always be linked to a SCADA/IloT Host (Action.NET), which will centralize all messages sent by content producer clients (Client MQTT producer) and the will send to all content subscriber clients (Client MQTT subscriber).

**Keywords:** SCADA; Wind Farm; MQTT; Sparkplug B; Unified Namespace; Gateway; communications protocol.

## 1. Desenvolvimento de um Sistema de Análise Pós-operatória de Parques Eólicos

### 1.1 Experiência Anterior

Os autores trabalham na empresa Spin Engenharia de Automação, que já implantou o sistema de automação de vários complexos eólicos, totalizando mais de 1 GW. Nestas soluções foi fornecido o SCADA para automatizar as subestações coletoras, a conexão com a subestação transmissora, os diversos parques com aerogeradores que compõe o complexo eólico, suas estações anemométricas e os medidores de energia que contabilizam a energia nos parques, nas subestações coletoras e nas linhas de transmissão.

Assim, já havia uma experiência anterior de geração eólica e das tecnologias envolvidas, dentre as quais destacam-se a automação das subestações coletoras e da subestação transmissora onde a energia é entregue, os protocolos utilizados, a comunicação com o ONS, as diferentes marcas de aerogeradores, os concentradores de aerogeradores e seus protocolos, as estações anemométricas, a cultura operacional de delegar a manutenção dos aerogeradores aos fabricantes durante o período de garantia.

### 1.2 Contrato para Desenvolver um Sistema de Análise Pós-operatória de um Complexo Eólico

No final de 2019 a Spin foi contratada para fornecer um sistema de análise pós-operatória de um complexo eólico de 170,2 MW, localizado na Bahia. O sistema compreende duas subestações coletoras que se integram a sete parques eólicos totalizando 92 aerogeradores de 1,85 MW.

O cliente tinha alguns técnicos dedicados em coletar e organizar em planilhas os dados das diferentes fontes de informação como o SCADA da subestação, os dados das turbinas eólicas e torres anemométricas e os dados dos medidores de energia. Após a coleta e consistência dos dados eram gerados alguns relatórios e indicadores de qualidade.

Os proprietários do complexo tinham acesso aos dados históricos dos aerogeradores através de uma conexão ODBC com planilha de dados Excel. Assim, qualquer tratamento desses dados era feito via planilha. Além disso, tinham dúvidas se os dados de produção, desempenho e manutenção apresentados eram resultado de uma gestão ótima dos recursos. Enfim, os proprietários estavam inseguros e insatisfeitos com o que tinham e não se sentiam empoderados do processo, dependendo de terceiros.

A proposta feita ao cliente sugeria automatizar o tratamento dos dados das diferentes fontes, colocando-o em um grande banco de dados relacional (data lake) e após gerar os

relatórios e KPIs necessários as diferentes áreas da empresa, assim como, através de ferramentas de BI, disponibilizar esses dados diariamente aos gestores, de uma forma organizada.

### 1.3 Metodologia de Trabalho

Foi designado um gestor do projeto do lado da Spin e outro do lado do cliente e, usando-se a metodologia Scrum, baseados no cronograma inicialmente proposto, faziam-se reuniões semanais onde definia-se as metas daquela semana e discutia-se o resultado do desenvolvimento da semana anterior. Dessa forma, a experiência do cliente, seu conhecimento do processo e suas necessidades de informações, foram transferidos a equipe de desenvolvimento enquanto o cliente foi tomando conhecimento semanal dos resultados alcançados, podendo analisá-los criticamente, corrigindo o curso do projeto dirigindo-o à solução desejada.

### 1.4 Resultado Alcançado

A modelagem desse sistema teve a duração de aproximadamente um ano, sendo concluído em plena pandemia.

A solução se integrou com os seguintes sistemas legados:

- SCADA existente nas subestações coletoras;
- Sistema de medição de energia principal e de retaguarda;
- Banco de dados histórico do fabricante dos aerogeradores;
- Dados das estações anemométricas recuperado a partir do dado banco de dados dos aerogeradores, pois não existia conexão com os IEDs das estações via protocolo.

A integração com o banco de dados histórico do fabricante dos aerogeradores ocorreu em dois momentos distintos, inicialmente, foram feitas rotinas para buscar os dados históricos até a data de início operacional do novo sistema. Uma vez implantada a nova solução, já existiam os dados históricos e essa base passou a ser alimentada, diariamente, pelo próprio sistema que lê os dados a cada intervalo de alguns minutos. Com isso, no início operacional o cliente passou a dispor dos dados de seus aerogeradores desde sua implantação, anos atrás, permitindo com o uso de ferramentas de análise e cálculo de KPIs ter um conhecimento completo dos seus ativos.

O sistema busca todos os dados necessários para a análise pós-operatória automaticamente, permitindo que os técnicos que antes tratavam planilhas, passem a desenvolver atividades mais nobres, utilizando as ferramentas de análise pós-operatória do complexo.

Os gestores das diversas áreas de empresa passaram a receber relatórios diários com todos os dados das análises, feitas nas diferentes disciplinas como veremos a seguir.

Qualquer problema mais sério é alertado, em tempo real, por SMS. De outro lado, os gestores e técnicos das diversas disciplinas, além dos relatórios periódicos, podem acessar o sistema através de tablets, smartphones ou computadores utilizando um sistema de segurança adequado.

Do lado dos técnicos da Spin, foram adquiridos conhecimentos importantes sobre a análise dos dados do complexo necessárias à tomada de decisão, permitindo um melhor atendimento de clientes com demandas semelhantes.

### 1.5 Apresentação Resumida do Projeto Desenvolvido

O projeto [2], como mostra a figura abaixo, possui 10 grandes funções, onde cada função contém vários dashboards onde são feitas várias análises de cada disciplina identificada

pela função. Ao todo são mais de 70 dashboards onde cada dashboard é uma ferramenta de análise com vários atributos.

Na figura 1, abaixo, é mostrada uma tela que leva o usuário a cada função que trata uma disciplina da análise pós-operatória do parque:

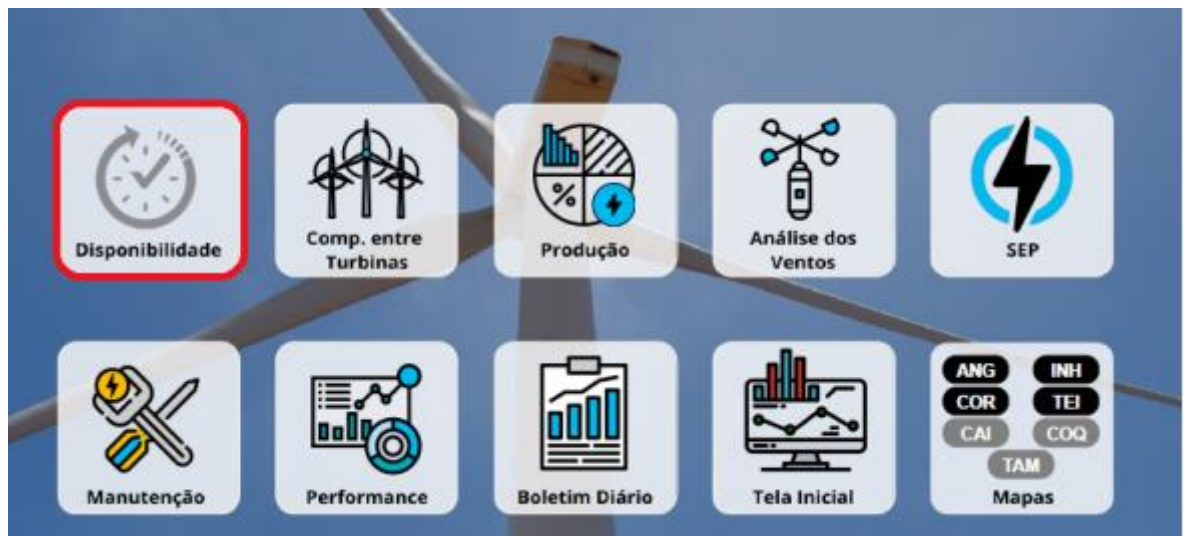


Figura 1 – Disciplinas do sistema de análise pós-operatória

- a) Disponibilidade: são vários dashboards que apresentam a disponibilidade dos aerogeradores, da subestação e do complexo composto de duas subestações e dezenas de aerogeradores. São mostrados também os alarmes e eventos relacionados a essa disponibilidade, sendo permitidas consultas por período, por parque, por ativo etc.
- b) Comparação entre turbinas: são vários dashboards com comparações entre turbinas em parques, mostrando, por exemplo, as 10 melhores, as 10 piores, o número de eventos por turbina, os valores gerados, com sinalização de potência, valor unitário, análise relacional por turbinas e variáveis selecionadas nessas turbinas. Nesses dashboards será possível selecionar períodos, parques, turbinas e valores de corte, por exemplo, sinalizando turbinas com potência acima ou abaixo de determinado valor.
- c) Produção: são apresentados vários dashboards relacionados a produção do parque contra a velocidade do vento, fator de capacidade, energia enviada para a CCEE, análise de produção restrita a determinadas condições, em determinados parques/períodos.
- d) Análise dos ventos: são vários dashboards analisando a tendência, a qualidade, a intensidade e a direção dos ventos. Em todos os relatórios é possível selecionar períodos, parques, torres, variáveis analisadas etc.
- e) SEP (Sistema Elétrico de Potência): apresenta todas as subestações do complexo, com o estado dos ativos, valores de grandezas analógicas e os alarmes que ocorreram.
- f) Manutenção: são vários dashboards com dados gerais, dados por parque e dados por turbina. Esses dados são mostrados considerando a distribuição e tempo de falhas por categoria, custo operacional associado a manutenção, por mês/ano, indicadores gerais, por parque e turbina, MTTR, MTBF. O sistema também tem entrada de dados para apropriar todos os custos de manutenção, fazendo a análise relacional dos custos operacionais e os gastos de manutenção.

- g) Performance dos aerogeradores: são vários dashboards que fazem a análise de performance dos aerogeradores do complexo. Cada turbina tem uma curva de potência definida pelo fabricante em função da velocidade do vento e da densidade do ar. O módulo de análise de performance calcula o índice de performance de cada turbina do complexo, considerando sua curva de potência, definida pelo fabricante, a potência gerada, a velocidade e a densidade do ar. São geradas séries temporais para cada turbina e são analisados vários aspectos, tais como comportamento para diferentes velocidades e densidades do ar, comportamento considerando turbinas próximas, etc. Em função dos índices de performance, pode-se concluir, por exemplo, que há uma imprecisão nos sensores daquela turbina, ou uma falha em um de seus módulos.
- h) Boletim Diário: são relatórios diários de todos os dados relevantes do complexo, enviados por e-mail aos técnicos e gestores do complexo.
- i) Tela do complexo: esta tela tem um resumo do complexo com produção atual, diária e mensal, metas de performance, dados do vento, dados de manutenção e resumo de cada parque, com número de aerogeradores e vários indicadores de performance.



Figura 2 – Tela inicial do complexo

- j) Mapas dos parques: para cada parque será apresentado seu mapa, com os aerogeradores, mostrando estado de cada turbina e dados de produção do parque, por turbina. Desta tela será possível navegar tanto para a tela detalhe da turbina, com seus dados, como também para a torre anemométrica do parque.

Abaixo, na figura 3, a título de exemplo, são mostrados alguns dashboards do sistema. A coluna da esquerda de cada dashboard mostra sua disciplina e as subdisciplinas (botões que permitem navegar). Por exemplo, o primeiro dashboard trata de Turbinas e seus componentes são: Análise relacional entre turbinas, Análise relacional entre variáveis e Histórico de medidas. No caso, está sendo feito a análise de um período de um dia de três turbinas de um parque e a métrica da análise é aceleração da torre. Existem dezenas de métricas que podem ser selecionadas.

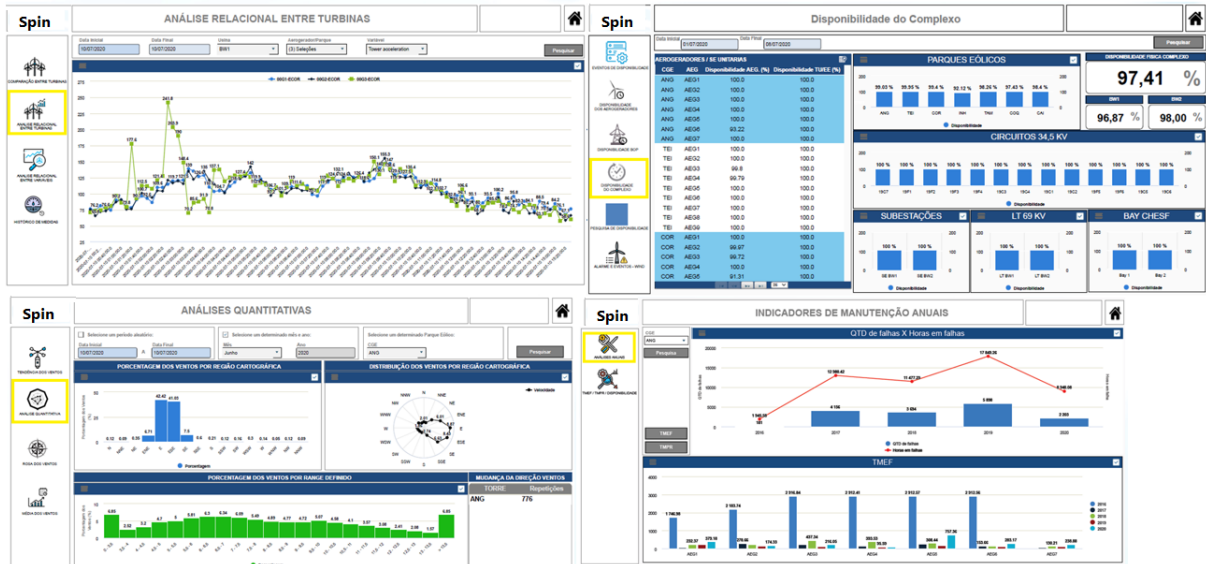


Figura 3 – Exemplos de Dashboards

Com o sucesso do sistema, está previsto para o segundo semestre de 2021, sua continuação onde serão aprimoradas disciplinas existentes e desenvolvidas novas disciplinas como, por exemplo, gerar e enviar ordem de serviço para o responsável pela manutenção dos aerogeradores (fabricante das turbinas) sempre que ocorrer um problema que exige a intervenção da manutenção.

Existe uma versão na nuvem para demonstração, com um mês de dados aleatórios para os usuários interagirem com os dados através dos dashboards.

## 2. Alterando a Solução Visando Atender Novos Requisitos

### 2.1 Introdução

Neste capítulo, são analisados os dois novos requisitos e planejadas as alterações necessárias para atingí-los:

- Minimizar processo de onboarding permitindo que em pouco tempo os dados de um novo cliente sejam disponibilizados na plataforma e ele passe a usufruir dos benefícios dos dashboards;
- Padronização dos dados de diferentes clientes, permitindo que um mesmo algoritmo seja aplicado aos dados de diferentes clientes, já que estes terão uma única regra de nomeação de variáveis (unified namespace), e definição de arquitetura que facilite a inclusão/exclusão de clientes, com um mínimo de interferência nos clientes existentes.

Na sequência são mostrados todos os desenvolvimentos que foram feitos para resolver estes requisitos.

### 2.2 Analisando o Processo de onboarding de um novo Cliente

De forma geral, os dados dos aerogeradores, das subestações coletoras, dos medidores de energia e das torres anemométricas são semelhantes, independentemente do fabricante dos aerogeradores, do SCADA, das torres e dos medidores. O maior desafio é, em um projeto em operação, encontrar as informações corretas do sistema implementado e de suas fontes de dados, considerando a infraestrutura existente, os manuais gerados durante o projeto, os manuais dos IEDs e após, mexer no avião durante o vôo, coletando os dados.

O ponto chave para facilitar o processo de onboarding de um novo cliente é a criação de ferramentas adequadas que minimizem o tempo de apropriação dos dados de um novo complexo minimizando assim seu custo. Isto é, um cliente potencial já tem um parque operacional e para se iniciar a análise pós-operatória desse parque deve-se fazer seu onboarding que consiste em:

- Fazer a integração com o sistema de gestão dos aerogeradores, buscando, inicialmente seus dados históricos e após os dados de tempo real, que na verdade podem ser lidos do próprio histórico, com uma defasagem de alguns minutos, caso exista um arquivo histórico, ou lido diretamente dos concentradores dos aerogeradores, caso não exista ou não seja acessível.
- Fazer a integração com o SCADA da subestação e se existir histórico, fazer a busca dos dados históricos.
- Fazer a integração com as torres anemométricas, se existir canal de dados para acessá-las, pois os dados das torres existentes no histórico dos aerogeradores, é interrompido sempre que ocorre perda de comunicação de um parque e, neste caso, por exemplo, alguns KPIs não podem ser calculados, sendo necessário consultar seu data logger;
- Fazer a integração com os medidores de energia em tempo real.

No caso do projeto desenvolvido a integração dos aerogeradores foi feita através de queries que acessam os dados históricos dos aerogeradores e esta forma é bastante aceitável, se existir um banco relacional.

Outra possibilidade é conectar-se aos concentradores dos aerogeradores através de um gateway, já que a maioria deles fala OPC e alguns poucos Modbus.

Para a conexão com os medidores, novamente, a ideia é um gateway que leia os dados dos multimedidores e os envie, considerando que a maioria suporta o protocolo modbus.

A integração com as torres anemométricas deve ser buscada ou através de consulta a base histórica dos aerogeradores ou através de um gateway com o data logger da torre, desde que ela suporte comunicação via protocolo.

A comunicação com o SCADA das subestações, preferencialmente, deverá ser feita via OPC, pois muitos SCADAs hoje em dia, já estão preparados para servir OPC seus dados públicos, minimizando o serviço de integração. Caso eles não disponham dessa facilidade como era o caso nesse projeto, é necessário adicionar um canal servidor a esse SCADA, usando um protocolo suportado por ele, e o envio dos dados a partir deste canal. No caso deste projeto, a solução implantada foi criar um canal servidor IEC-60870-5-104 no SCADA da subestação coletora para enviar os dados desejados.

Resumindo a ação de onboarding até aqui, a conexão com um parque existente consiste em fazer integração com o banco de dados histórico dos aerogeradores e do SCADA da subestação coletora para buscar os dados do passado e criar gateways para coletar os demais dados necessários e enviá-los para o sistema de análise pós-operatória. Esses gateways podem ser programas que serão instalados em um servidor do cliente onde o dado está disponível, ou pode ser um IED com o software gateway embarcado.

### 2.3 Padronização dos Dados de Clientes e Arquitetura da Solução

A segunda questão de grande importância é a arquitetura da solução e a padronização dos dados dos diferentes clientes (unificação da regra de nomeação das variáveis), para seu tratamento pelo sistema.

Referente a arquitetura, deve-se buscar uma solução onde se possa adicionar/remover clientes com um mínimo de interferência no sistema existente assim como deve-se buscar

uma comunicação leve que não exija muita largura de banda, permitindo o uso de soluções de menor custo de infraestrutura.

Referente a padronização dos nomes, os módulos de tratamento dos dados deverão utilizar estruturas de dados padronizadas, independentemente da cultura do cliente.

Buscando informações na literatura chegou-se ao conceito de “unified namespace” e sua utilização integrada aos conceitos de protocolo MQTT utilizando Sparkplug B (SpB). O artigo [1] introduz este conceito, apresentado na figura 4 já adaptado para a solução Spin.

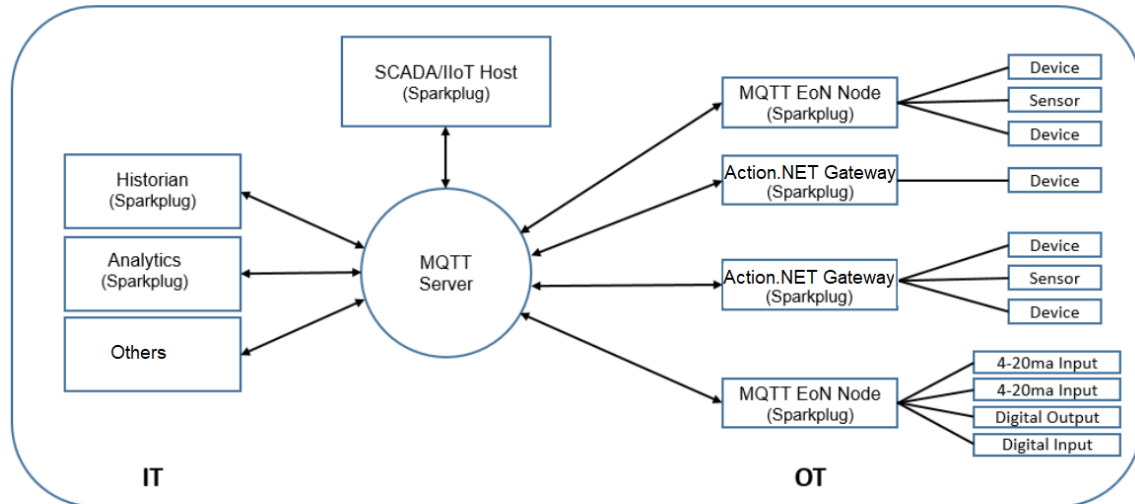


Figura 4 – Arquitetura definida para o produto

Esta solução orientada a serviços será usada pela Spin em aplicações de energias renováveis como o Action.Wind e em aplicações de gestão de ativos.

A arquitetura do sistema é em estrela e utiliza o conceito de “unified namespace” (UNS), sendo baseada no protocolo MQTT implementado com [Sparkplug B \(SpB\)](#).

O elemento central desta arquitetura é o MQTT/Server (Broker) que conforme [1] está vinculado a um SCADA/IloT Host (Action.NET), centralizando todas as mensagens enviadas por clientes produtores de conteúdo (Client MQTT producer) e as enviará para todos os clientes assinantes de conteúdo (Client MQTT subscriber).

O protocolo MQTT originalmente foi desenvolvido para reduzir o tráfego de dados (reduzir a banda) em uma rede de comunicação associada a um software SCADA e clientes tipo IloT, que muitas vezes são embarcados em hardware pouco potente, não suportando protocolos complexos. Em uma implementação típica haverá apenas um nó host SCADA/IloT primário (host) responsável pelo monitoramento e controle de um determinado grupo de nós clientes MQTT EoN (Edge of Network). Um SCADA/IloT é sempre um cliente MQTT produtor/assinante de conteúdo.

Qualquer cliente pode ser produtor/assinante de conteúdo e o Broker faz o papel de um posto de correio virtual que recebe as mensagens produzidas e as entrega para seus assinantes (subscribers). O diferencial entre uma carta e uma mensagem colocada em uma caixa postal é que uma única mensagem pode ter vários assinantes, e todos a receberão. Da mesma forma, muitos clientes podem publicar conteúdo em uma única caixa postal, que será consumida por um ou mais assinantes. Assim, diferentemente de uma carta que é sempre uma conexão um para um, temos conexão: um para um, um para muitos, muitos para um e muitos para muitos.

A figura 4 mostra que existem clientes MQTT cuja missão principal é produzir conteúdos e outros cuja missão é produzir serviços a partir destes conteúdos. Abaixo são descritos cada tipo de clientes existente:

- Action.NET Gateway: é um software gateway MQTT SpB produtor e assinante de conteúdo. Ele coleta informações do campo (EoN - Edge of Node), lidas do processo controlado, e as publica no Broker, assim como assina conteúdos existentes em caixas postais do Broker que serão enviados para campo. Um gateway se conecta a diferentes IEDs (relés, CLPs, concentradores, remotas, medidores, sensores, etc.) em diferentes protocolos (IEC101/104, DNP30, OPC UA/DA, IEC61850, Modbus, etc.) e converte todos estes protocolos para MQTT SpB e vice-versa.
- MQTT EoN Node: São IEDs com o software Gateway da Spin ou clientes MQTT de terceiros. O termo EoN (Edge of Network) é uma definição genérica para um agente que está no extremo da rede em contato com o processo controlado. Estes agentes são equipamentos que falam com o campo e produzem / assinam conteúdo do Broker.
- MQTT/Server & SCADA/IIoT Host: é o broker MQTT vinculado a uma aplicação SCADA/IIoT (Action.NET). Como o SCADA/IIoT host é o coração do sistema, responsável pelo controle e monitoração dos demais clientes MQTT, todas as mensagens destes clientes terão ele como destino.
- Historian: é um MQTT Cliente que tem a função de historiar de dados que ele assina, assim como poderá produzir respostas a consultas SQL solicitadas por outros MQTT clientes.
- Analytics: é um MQTT cliente que presta um serviço do tipo Analytics como, por exemplo, previsão de vento.

O SCADA/IIoT Host coleta informações de sites do campo através do Broker e as armazena em uma estrutura hierárquica organizada no formato de uma árvore de diretório, gerada a partir do namespace disponível SpB. Dentre as principais do uso dessa arquitetura destaca-se:

- a) Padronização do Namespace: o SpB padroniza o namespace de todos os tags com conteúdos que circulam entre as aplicações e seu nome de batismo é gerado na aplicação MQTT que publica este conteúdo. Já o espaço de endereçamento é limitado a três níveis hierárquicos: <Grupo> / <Node> / <Device>. Com essa padronização (ver figura 9) o SCADA/IIoT pode tratar milhares de dados sem necessidade de definir seus templates, pois seus nomes e hierarquias são criados nas mensagens publicadas pelos clientes.
- b) Padronização do conteúdo da mensagem (payload): é usado o [Json \[3\]](#), de forma a permitir que todos os fabricantes possam se comunicar com equipamentos de outros fabricantes e usar a mesma lei de formação do namespace.
- c) Padronização do ciclo de vida através da certificação do nascimento com toda taxonomia do IED e seus pontos e a certidão de morte de um equipamento;

O formato SpB foi incorporado ao MQTT com base no feedback da comunidade de integradores de sistemas e clientes de usuários finais que necessitavam que o protocolo MQTT, nativamente, suportasse modelos de dados mais elaborados existentes nas aplicações. Dessa forma SpB fornece suporte para:

- Tipos de dados complexos usando templates;
- Datasets;
- Métricas mais ricas com a capacidade de adicionar metadados de propriedade para cada métrica;
- Dados históricos;
- Arquivos de dados;
- Suporte a métrica de aliás (apelido) para nomear variáveis garantindo menor banda de transmissão.



A estrutura hierárquica na forma de uma árvore de diretórios, como mostrado na figura abaixo, será apresentada pelo SCADA/IIoT Host, onde a folha será a informação do dado do processo (veja implementação nas figuras 9 e 10). Mas, considerando aplicações elétricas, deve existir um padrão de nome que melhor descreva o espaço de nomes que será usado na solução. Generalizando esta observação, será definido um UNS orientada a aplicação complexo eólico usando-se a cultura dos clientes que serão usuários da solução.

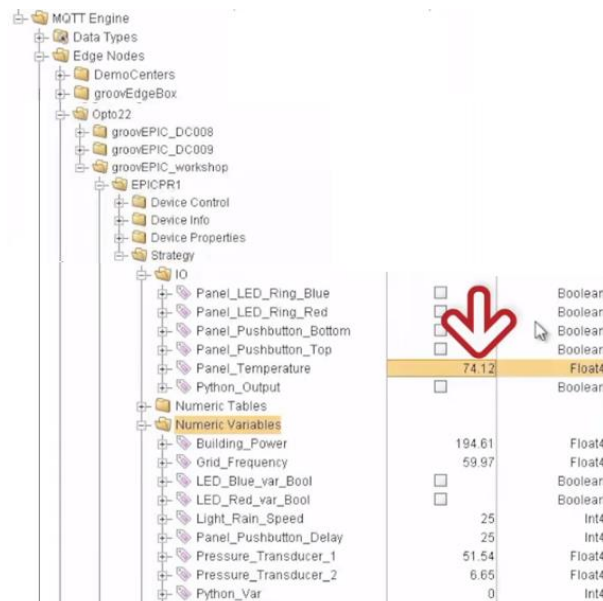


Figura 5 – Estrutura Hierárquica

## 2.4 Desenvolvimento das Ferramentas Necessárias a Implementação da Solução

Foi utilizada uma plataforma padrão para o desenvolvimento de aplicações, que originalmente era um software tipo SCADA e hoje, evoluiu para uma plataforma de desenvolvimento de aplicações da indústria 4.0 em tempo real conforme [4].

Sobre esta plataforma, foi desenvolvido o protocolo MQTT SpB publisher/subscriber assim como um Broker criando o conceito de SCADA/IIoT Host. Dentre as dezenas de protocolos disponíveis na plataforma de desenvolvimento, na figura abaixo são mostradas duas telas de definição de um canal. Na primeira, à esquerda, é selecionado dentre todos os protocolos, o MQTT + Sparkplug B e na segunda, à direita, é mostrado que entre os atributos do MQTT pode-se definir se ele será:

- EoN node (Edge of Node): é um coletor de dados localizado junto ao processo, por exemplo, um gateway que se comunica com os diversos IEDs utilizando seus protocolos nativos (Modbus, IEC61850, OPC, etc) e os publica/Subscribe do nível superior usando MQTT SpB. Este EoN pode ser um processo executando na máquina do SCADA de um complexo eólico, coletando dados do SCADA, dos medidores de energia e das torres anemométricas do complexo.
- SCADA IIoT Host: será o SCADA associado a um broker que concentrará os dados dos diversos nodos EoNs.
- Application Node: é um canal publisher/subscriber existente em uma aplicação com um dado fim como, por exemplo, um historiador, uma aplicação de inteligência artificial que consome dados do complexo eólico e faz a previsão de ventos.

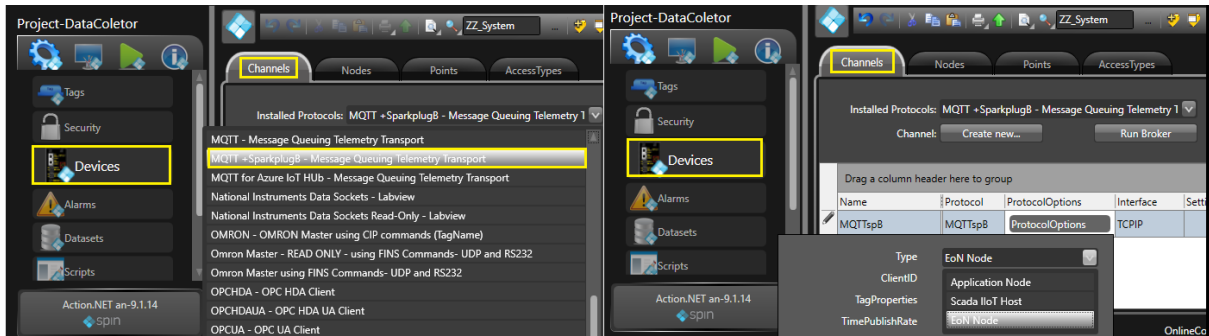


Figura 6 – Protocolo MQTT SpB desenvolvido e seus atributos que definem sua função

Tanto o código do protocolo MQTT como da implementação do Sparkplug B são disponibilizados em bibliotecas open source, sendo de fácil desenvolvimento. Além disso, existem softwares abertos de simulação do protocolo para testar a plataforma como por exemplo o MQTT.Fx (SparkplugB).

Uma funcionalidade já existente sobre a plataforma de desenvolvimento utilizada [4], é que qualquer aplicação desenvolvida sobre ela pode se transformar em um servidor OPC, bastando para isso ativar a opção OPC server. Estando ativada esta opção, sem que o usuário faça mais nada, todas as variáveis públicas da aplicação são, automaticamente, servidas em OPC. Isto é, se você tiver um cliente OPC ligado a esta aplicação ele identificará o servidor OPC da aplicação e, automaticamente, terá acesso a todas as variáveis públicas dessa aplicação, podendo selecionar as que deseja utilizar, através do browser do seu cliente OPC. Observe-se que toda a variável quando criada tem o atributo “protect” que pode ser transformado em “public”.

Essa funcionalidade, se implementada no MQTT, agilizaria muito a tarefa de onboarding, pois para buscar os dados da plataforma externa, por exemplo um nodo EoN, basta em tempo de projeto fazer uma conexão com esse EoN (IP/Port) e, automaticamente, todos os dados deste ambiente são disponibilizados através de um browser para serem selecionados e usados na plataforma na nuvem (SCADA IIoT Host). Isto é, não é preciso endereçar cada um dos pontos do EoN no ambiente, eles são disponibilizados, automaticamente, sem ser necessário mapeá-los.

Generalizando o conceito, implementou-se um novo elemento na plataforma de desenvolvimento utilizada [4], designado *TagProvider*, que em última análise é um ponteiro para um EoN provedor de dados do processo.

A figura abaixo, mostra a nova aba criada na plataforma de desenvolvimento, designada *Provider* que permitirá criar um ponteiro para o *TagProvider* que disponibilizará seus dados no ambiente de nuvem, sem ser necessário mapear cada um dos tags (podem ser centenas) existentes no campo. Inicialmente, a plataforma de desenvolvimento tem dois provedores de dados, que são equipamentos com os protocolos MQTT e OPCUA. No futuro outros provedores serão criados. Em princípio qualquer protocolo orientado a objetos que suporte um Browser, como por exemplo o IEC61850, pode ser um provedor de dados.

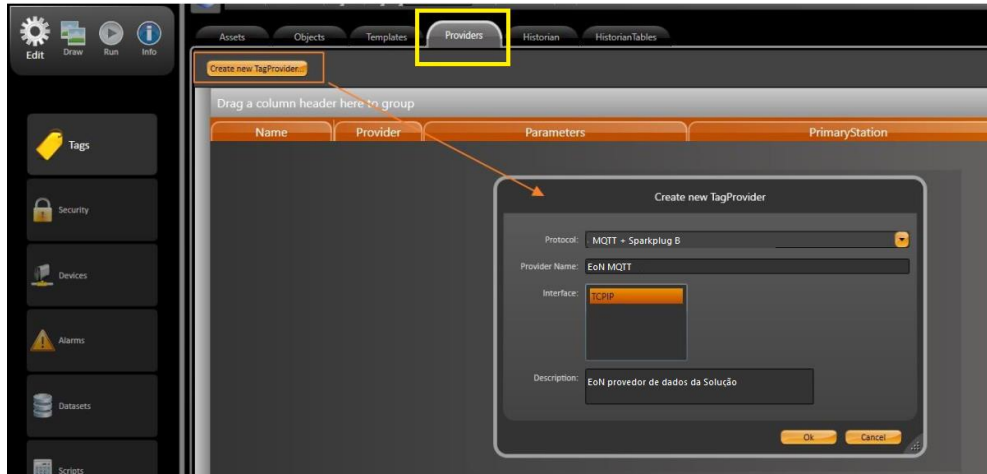


Figura 7 – Protocolo MQTT desenvolvido no produto em destaque

Uma vez criado um provedor de dados, como mostra a figura abaixo, existem cinco atributos associados a ele que são seu nome, o seu protocolo, os endereços das estações (primária e backup), seu Access type e o seu parâmetro que é um string usado para gerar o nome do tag, seguindo a regra de unified namespace definida. Através de expressões lógicas se usará parte do tag name da origem e parte seguindo a regra de nomeação definida para criar o unified namespace.



Figura 8 – Atributos do TagProvider.

Uma vez criado o provedor de dados, no nível de projeto, como é mostrado na figura 10, tem-se acesso a uma árvore no formato de diretório onde se pode selecionar qualquer dado do EoN e todos seus atributos.

Como um exemplo de data provider, pode-se adicionar um Gateway-EoN no computador onde está o SCADA da subestação coletora, conectado a todos os medidores de energia do site, lendo os dados em modbus, periodicamente, e convertendo para MQTT SpB. Apontando-se para este Gateway-EoN, sem necessidade de nenhuma leitura estes dados serão transmitidos para o nível superior, automaticamente.

Na figura 10, ao se clicar em (1 – Object Selection), você tem acesso a todos os objetos do sistema, onde em destaque está o objeto (2 – MQTT) e sua árvore de atributos onde no nível de folha está selecionado PanelVoltage (tensão do painel).

Para exemplificar a expressão para definir o nome do tag, considerando a expressão abaixo:



Figura 9 – Nome gerado seguindo regra unified namespace

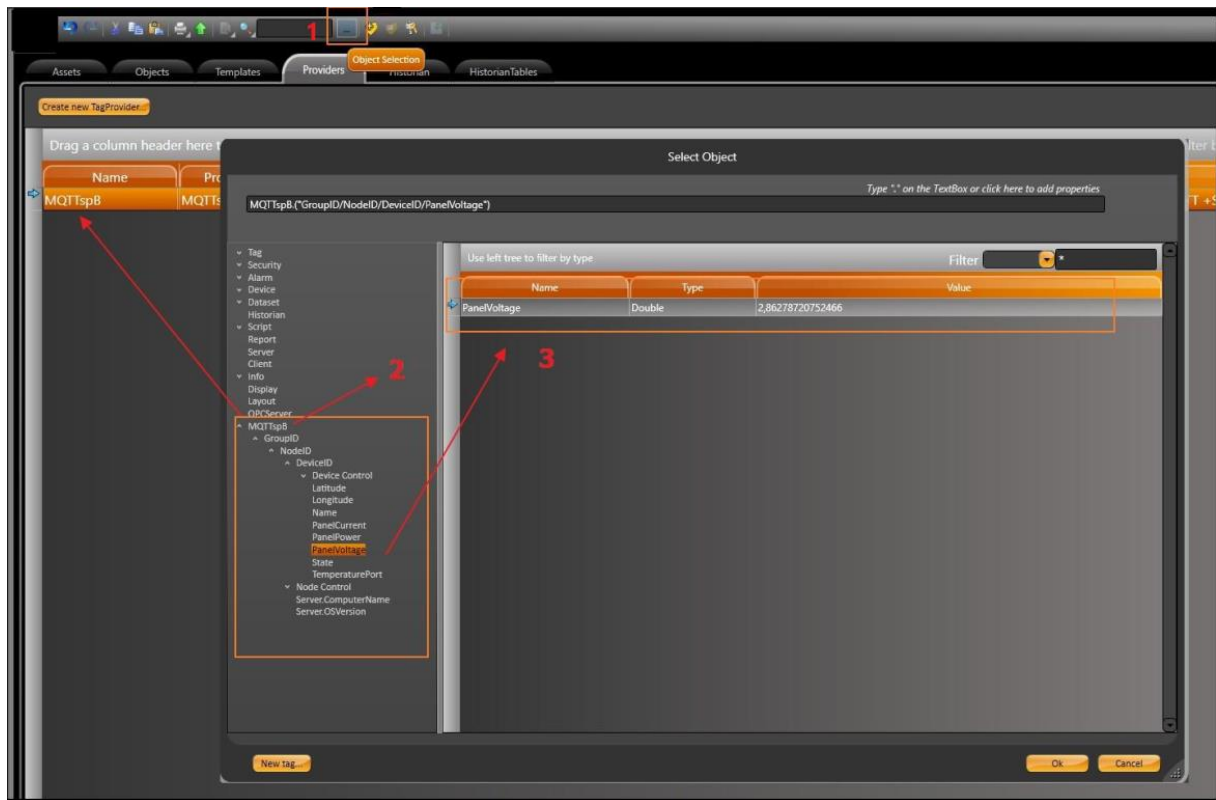


Figura 10 – Atributos do TagProvider.

### 3. Conclusões

O produto proposto está em versão beta, na plataforma de desenvolvimento de aplicações para a indústria 4.0, devendo ser liberada para uso ainda em 2021.

O produto permitirá implementar uma solução usando a arquitetura apresentada na figura 4 com todos seus componentes.

Como nodos EoN teremos gateways Action.NET ou de terceiros se comunicando com as diversas fontes de dados, através de seus protocolos nativos, e se comunicando com a nuvem em MQTT SpB.

Através do Sparkplug B será possível criar em um único ambiente o unified namespace, padronizando todos os tags dos diferentes clientes, facilitando sua manipulação pelos diferentes módulos da aplicação.

O processo de onboarding, também fica simplificado, já que os EoN serão desenvolvidos na mesma plataforma, que publicará os dados no broker da nuvem, sendo que uma vez criado o gateway junto ao processo, seu acesso é imediato pelo SCADA IIoT, sem necessidade de endereçar os pontos individualmente.

O conceito de provedor de dados conectando um IED com suas centenas de dados sem necessidade de seu mapeamento físico na aplicação é inovador e facilita o onboarding minimizando seu custo e tempo.

Esses gateways, uma vez criados, são adicionados a uma biblioteca de componentes, conforme mostrado em [5]. Assim, para cada tipo de fonte de um complexo eólico, existirá com o tempo um componente pronto que disponibiliza seus dados na nuvem para o tratamento pelo produto.

#### 4. Referências Bibliográficas

- [1] Eclipse Foudation, Inc.: "[Sparkplug® MQTT Topic & Payload Definition](#)", Brouchure, 2019.
- [2] Spin Engenharia de Automação Ltda.: "Manual de Operação do Action.Wind", Manual, Agosto de 2020.
- [3] Douglas Crockford: "[History of JSON](#)", Lecturer – SVCC – 2019, October 2019.
- [4] Simões. C.: "SPL – [Uma Plataforma para Desenvolvimento de Aplicações para a Indústria 4.0](#)", Artigo publicado na internet, Março 2020.
- [5] Simões, C. e Silv, T.P: "[Metodologia para Automatizar a Geração de Aplicações SCADA em Sistemas Elétricos](#)", XIII Simpase, Setembro 2019.

---

# ANÁLISE CFD DE PERFIL DE PÁ DE MICROTURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL UTILIZANDO MODELO DE TURBULÊNCIA SPALART-ALLMARAS

Geovane C. Clemente<sup>1</sup>, Luiz Justino S. Junior<sup>2</sup>, Márcio A. F. Martins<sup>3</sup>,  
Ricardo de A. Kalid<sup>4</sup>, Flávio P. Costa<sup>5</sup>, Márcio A. A. Santana<sup>6</sup>

<sup>1</sup>e-mail: geovane.clemente@ufob.edu.br; <sup>2</sup>e-mail: luiz.silva@ufob.edu.br; <sup>3</sup>e-mail: marciomartins@ufba.br;  
<sup>4</sup>ricardo.kalid@gmail.com; <sup>5</sup>pietrobon\_costa@yahoo.com.br; <sup>6</sup>marcio.santana@inpe.br

<sup>1 2</sup> *Universidade Federal do Oeste da Bahia (UFOB)*

<sup>2 3</sup> *Universidade Federal da Bahia (UFBA)*

<sup>4</sup> *Universidade Federal do Sul da Bahia (UFSB)*

<sup>5</sup> *Universidade do Estado da Bahia (UNEB)*

<sup>6</sup> *Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE)*

---

**Resumo:** O uso de energia elétrica tem apresentado notável expansão com o crescimento populacional e da tecnologia, trazendo a necessidade de exploração de fontes de energia abundantes na natureza. Assim, aumentam-se cada vez mais os investimentos em energias renováveis e limpas, como a energia eólica, com o propósito de atender as demandas industriais e residenciais, de modo a reduzir a emissão de gases poluentes responsáveis pelo aquecimento global, e demais impactos ambientais. Desta forma, estudos relacionados à microgeração eólica são fundamentais para a otimização desta tecnologia, buscando-se verificar a viabilidade de instalação de turbinas eólicas descentralizadas, para que atenda consumos particulares em espaços urbanos e de forma eficiente. Com base nesse contexto, o presente trabalho expõe uma análise dos efeitos aerodinâmicos de perfil de pá (aerofólio) de uma microturbina eólica através da Fluidodinâmica Computacional (*Computational Fluid Dynamics - CFD*), no espaço bidimensional (2D), comparando-o com os perfis NACA 63-415 e S809. A metodologia consistiu, inicialmente, no desenvolvimento da geometria do aerofólio da pá do equipamento pertencente ao túnel de vento DL WIND-B, e, posteriormente, na criação de um domínio computacional para o uso de malha estruturada, de modo a aplicar as condições de contorno e executar a simulação utilizando o modelo de turbulência Spalart-Allmaras, com o emprego do *software* Ansys Fluent (versão estudante). Os resultados aerodinâmicos dos coeficientes de sustentação e arrasto foram obtidos para o três modelos, onde identificou-se uma melhor relação entre sustentação e arrasto no perfil de pá da microturbina avaliada, com relação  $C_l/C_d=20,65$  para ângulo de ataque  $\alpha=3,0^\circ$ .

**Palavras-chave:** *Microgeração eólica, Fluidodinâmica Computacional, Spalart-Allmaras, Coeficientes aerodinâmicos.*

**Abstract:** The use of electricity has shown remarkable expansion with the growth of population and technology, bringing the need to explore abundant energy sources in nature. Therefore, investments in renewable and clean energy sources, such as wind power, are constantly increasing, with the purpose of meeting the industrial and residential demands, in order to reduce the emission of pollutant gases responsible for global warming, and other environmental impacts. For this reason, studies related to wind microgeneration are fundamental for the optimization of this technology, seeking to verify the feasibility of installing decentralized wind turbines, in order to meet private consumption in urban spaces and in an efficient way. Based on this context, this paper presents an analysis of the aerodynamic effects of the blade profile (airfoil) of a wind microturbine through Computational Fluid Dynamics (CFD), in two-dimensional (2D) space, comparing it with the NACA 63-415 and S809 profiles. The methodology consisted initially in developing the geometry of the blade airfoil of the equipment belonging to the DL WIND-B wind tunnel, and subsequently in creating a computational domain for the use of structured mesh, in order to apply the boundary conditions and run the simulation using the Spalart-Allmaras turbulence model, with the use of the software Ansys Fluent (student version). The aerodynamic results of lift and drag coefficients were obtained for the three models, where it was identified a better relationship between lift and drag in the blade profile of the evaluated microturbine, with ratio  $C_l/C_d=20,65$  for angle of attack  $\alpha=3.0^\circ$ .

**Keywords:** *Wind Microgeneration, Computational Fluid Dynamics, Spalart-Allmaras, Aerodynamic Coefficients.*

---

## 1 Introdução

A demanda na geração de energia tem sido cada vez mais elevada nos últimos anos, tornando as fontes de energia escassas e trazendo a necessidade da exploração de fontes de energia renováveis, presentes de forma abundante, e limpas, visto que a elevada produção de energia com emissão de poluentes traz preocupação com as consequências ao meio ambiente.

Uma das fontes de energias que vem se tornando cada vez mais crescente e explorada é a energia eólica, provinda das massas de ar que se deslocam com

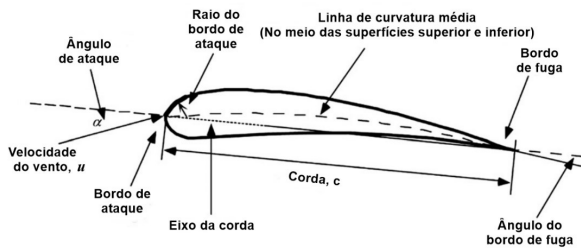
uma energia cinética. Essa energia cinética presente no movimento dos ventos é convertida nas turbinas eólicas em energia cinética rotacional e em seguida em energia elétrica. Trata-se de um processo no qual não há queima de combustíveis fósseis, e é uma fonte abundante e renovável, tornando a energia eólica uma das mais favoráveis e promissoras para o futuro.

Nas pesquisas voltadas para geração de energia eólica, uma das principais ferramentas para se analisar os efeitos aerodinâmicos sobre uma pá eólica é o CFD (*Computational Fluid Dynamics*). Em português, “Fluidodinâmica Computacional”),

onde se torna possível a realização de simulações computacionais através de softwares para prever os efeitos aerodinâmicos e estruturais, podendo ser utilizado antes mesmo da construção do modelo, e diminui a quantidade e o custo da realização de experimentos com o modelo real.

Para estudar os fenômenos aerodinâmicos, antes é necessário que haja um entendimento sobre a nomenclatura dos aerofólios. Os perfis de aerofólios possuem na sua parte frontal o chamado bordo de ataque, local onde o ar escoia sobre. No bordo de ataque existe um raio que define a sua curvatura, e sua posição em relação à direção do escoamento nos fornece um ângulo de ataque. Há também a linha de curvatura média, que fica centralizada entre as superfícies de topo e baixo do perfil. A corda define o comprimento entre as extremidades do bordo de ataque e do bordo de fuga. O bordo de fuga é simplesmente a parte “de trás” do aerofólio, a sua seção final, e que geralmente é definida por um ponto, de modo que não fornece uma curvatura. A Figura 1 ilustra os parâmetros da nomenclatura do aerofólio (MANWELL et al., 2002).

Figura 1: Nomenclatura de um aerofólio (Manwell et al., 2002).



Neste sentido, deseja-se otimizar propriedades aerodinâmicas como as forças de sustentação e arrasto que agem sobre um aerofólio quando há escoamento de ar sobre ele. As forças de sustentação e arrasto ocorrem pela diferença de pressões entre as superfícies superior e inferior na qual o ar escoia. A otimização destas propriedades pode ser realizada através da variação do ângulo de ataque  $\alpha$ , no qual se define a direção em que o vento escoia e atinge o perfil do aerofólio (BAKIRCI; YILMAZ, 2018).

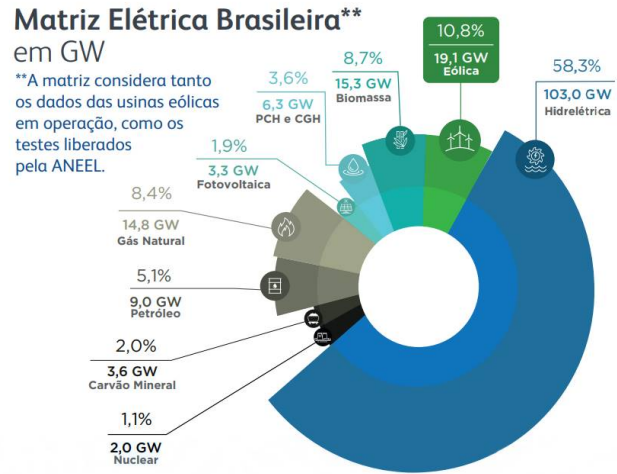
Desta forma, este artigo tem como objetivo analisar os efeitos aerodinâmicos de sustentação e arrasto de um modelo de pá eólica utilizado em uma microturbina eólica, realizando este estudo através do CFD por meio do *software* Ansys Fluent (versão estudante) em uma simulação computacional em duas dimensões (2D) e compará-la com dois aerofólios conhecidos.

## 2 Energia Eólica no Brasil

No Brasil, segundo a ABEEólica (2021), a partir de dados da ANEEL (2021), a energia eólica ocupa o 2º lugar na matriz elétrica brasileira entre as fontes de energia com maior capacidade de produção,

com 19,1 GW de capacidade, correspondendo a 10,8% da matriz elétrica (Figura 2). Ainda segundo a ABEEólica, há uma previsão de 30,2 GW de capacidade eólica instalada até 2024.

Figura 2: Matriz Elétrica Brasileira (ABEEólica, 2021).



Como nota-se na Figura 2, a principal fonte energética no Brasil é a hidrelétrica, porém, crises hídricas têm se tornado cada vez mais constantes no país, fazendo com que as hidrelétricas não sejam capazes de atender a alta demanda. Assim, com a energia eólica sendo uma fonte em constante crescimento, ela se torna uma solução em tempos de crises hídricas.

Conforme foi divulgado no Infovento 21 da ABEEólica (2021), os dados de capacidade instalada e número de parques eólicos por estado (UF) no Brasil são descritos na Tabela 1.

Tabela 1: Capacidade por estado (ABEEólica, 2021).

| UF | Potência / (MW) | Parques | Aerogeradores |
|----|-----------------|---------|---------------|
| RN | 5 574,8         | 191     | 2 444         |
| BA | 5 267,8         | 201     | 2 261         |
| CE | 2 385,1         | 92      | 1 115         |
| PI | 2 354,7         | 81      | 1 007         |
| RS | 1 835,9         | 80      | 830           |
| PE | 798,4           | 34      | 417           |
| MA | 426,0           | 15      | 172           |
| SC | 238,5           | 14      | 173           |
| PB | 157,2           | 15      | 121           |
| SE | 34,5            | 1       | 23            |
| RJ | 28,1            | 1       | 17            |
| PR | 2,5             | 1       | 5             |

Com um total de 19103MW, 726 parques eólicos e 8585 aerogeradores, nota-se uma elevada predominância das instalações na região Nordeste (RN, BA, CE, PI, PE, MA, PB e SE), compondo quase 95% da energia consumida no subsistema Nordeste através da eólica, enquanto aproximadamente 17% da energia consumida no Sul veio das eólicas, e no Norte o consumo foi de quase 8%. O consumo nas regiões Sudeste e Centro-Oeste é baixo ou nulo (ABEEólica, 2021).

O Brasil ocupa o 7<sup>o</sup> lugar no Ranking Mundial de capacidade instalada de energia eólica, segundo dados internacionais de 2019 da GWEC (Conselho Global de Energia Eólica), compartilhados no Infovento 21. Em 2012 o Brasil ocupava a 15<sup>a</sup> posição, tendo ganhado oito posições em 7 anos. O fator de capacidade médio do país foi de quase 41% em 2020, maior que o fator de capacidade médio mundial, este sendo de aproximadamente 34% (ABEEólica, 2021).

### 3 Turbina Eólica de Microgeração

Devido a necessidade de se recorrer às fontes eólicas, estudos na área têm se tornado mais abrangentes, de forma a buscar otimizar a tecnologia das pás e demais equipamentos utilizados para se obter melhor aproveitamento de energia e máxima eficiência energética. Algumas das dificuldades para a expansão da geração de energia eólica é a inviabilidade de instalação das grandes torres em áreas urbanas e velocidades baixas de vento em diversas regiões do Brasil (BAHAJ; MYERS; JAMES, 2007).

De acordo com Gagliano et al. (2012), com base na potência de saída, as turbinas eólicas podem se dividir em diferentes categorias: Larga (maior que 1 MW), média (de 40 kW a 1 MW), pequena (de 40 kW a 20 kW) e micro (de 20 kW a 0,4 kW).

As microturbinas eólicas (ou microgeradores eólicos) são uma alternativa para instalações em áreas urbanas e podem operar com velocidades mais baixas de vento. Assim, se torna uma opção favorável para aplicações particulares em zonas urbanas, e também para zonas rurais em que não há acesso à energia elétrica, principalmente em plantações, em que ocorre a necessidade de energia elétrica para iluminação, sistemas de irrigação etc.

A geração de energia elétrica através de microturbinas eólicas tem implicações sob o ponto de vista econômico, além de poder reduzir a emissão de dióxido de carbono em ambientes urbanos (PEACOCK et al., 2008; GAGLIANO et al., 2012).

Vários pesquisadores têm estudado o comportamento aerodinâmico do campo de escoamento ao redor do referido equipamento eólico para melhor entender como o rotor extrai energia cinética dos ventos (KHALED et al., 2019). Mais especificamente, o projeto aerodinâmico de turbinas eólicas de pequeno porte para espaços urbanos tem atraído crescente

interesse dentro da comunidade científica (BATTISTI et al., 2018).

De fato, turbina eólica de microgeração é uma tecnologia que poderia se tornar aplicável para uma adoção ampla no setor doméstico (GAGLIANO et al., 2012). Uma das principais vantagens de tais instalações é que a energia elétrica produzida pode ser diretamente consumida no local instalado e o dono do edifício obtém uma fonte extra de energia (STATHOPOULOS et al., 2018).

Conforme Tummalla et al. (2016), as turbinas eólicas de pequeno porte, quanto ao eixo de rotação, podem ser classificadas em duas categorias:

- (a) Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (HAWT, Horizontal Axis Wind Turbine) - Turbinas que possuem o eixo do rotor na direção horizontal, possuindo a habilidade de auto partida e orientação (através de um mecanismo);
- (b) Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (VAWT, Vertical Axis Wind Turbine) - Turbinas que apresentam o eixo do rotor na direção vertical, não possuem capacidade de auto partida e não possuem mecanismo de orientação.

Para este estudo, foi utilizada como referência a microturbina eólica de eixo horizontal pertencente ao túnel de vento DL WIND-B (Figura 3), da fabricante De Lorenzo, devido a sua disponibilidade no laboratório de engenharia mecânica da UFOB (Universidade Federal do Oeste da Bahia), o que irá possibilitar a realização futura de estudos experimentais para complementar os resultados deste artigo.

Figura 3: Túnel de vento DL WIND-B (De Lorenzo).



Para que seja viável a instalação das microturbinas eólicas, sendo elas eficientes e possuindo ótimo custo-benefício, é preciso que elas sejam bem dimensionadas e otimizadas para as operações de pequeno porte. Por conta disso, devem ser realizados estudos referentes à geometria das pás eólicas, onde se busca analisar os efeitos aerodinâmicos ocasionados no processo. No caso de uma análise em duas dimensões, em que se avalia o aerofólio que constitui as pás, é verificado os efeitos referentes ao arrasto e sustentação sobre o componente da turbina, em que



se busca maximizar o coeficiente de sustentação ( $C_l$ ) e minimizar o coeficiente de arrasto ( $C_d$ ), de forma a se obter uma maior relação  $C_l/C_d$  possível.

## 4 Equações Governantes

### 4.1 Equações do Movimento

Dentre as equações que descrevem o movimento das partículas de fluido, se utiliza no CFD as equações diferenciais de conservação de massa (Equação da Continuidade) e transporte de momento (Equação de Navier-Stokes). Ambas equações descrevem o escoamento com precisão quando as condições de contorno estabelecidas forem bem definidas. (ÇENGEL; CIMBALA, 2015).

A equação geral da continuidade, que determina a conservação de massa no escoamento, é dada por (ÇENGEL; CIMBALA, 2015):

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot (\rho \vec{V}) = 0. \quad (1)$$

onde  $\vec{V}$  é o campo de velocidade e  $\rho$  é a massa específica do fluido.

Quando o escoamento é tratado como incompressível, ou seja, não há variação da massa específica do fluido no escoamento, a equação da continuidade se reduz a (ÇENGEL; CIMBALA, 2015):

$$\vec{\nabla} \cdot \vec{V} = 0.$$

No caso 2D (bidimensional) a equação se torna:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0,$$

na qual  $x$  e  $y$  são as coordenadas do plano cartesiano, enquanto  $u$  é a componente da velocidade na direção  $x$  e  $v$  é o componente da velocidade na direção  $y$ .

A equação de Navier-Stokes, que descreve o transporte de momento linear do escoamento, é descrita, após uma série de deduções, por (ÇENGEL; CIMBALA, 2015):

$$\rho \frac{D\vec{V}}{Dt} = -\vec{\nabla} P + \rho \vec{g} + \mu \nabla^2 \vec{V}. \quad (2)$$

Expandindo a equação de Navier-Stokes na direção  $x$ , para escoamento bidimensional e em regime permanente, têm-se:

$$\rho \left( u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} \right) = -\frac{\partial P}{\partial x} + \rho g_x + \mu \left( \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \right),$$

e expandindo para a direção  $y$ :

$$\rho \left( u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} \right) = -\frac{\partial P}{\partial y} + \rho g_y + \mu \left( \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} \right),$$

onde  $\rho$  é a massa específica do fluido,  $P$  é o campo de pressão,  $g$  é a gravidade e  $\mu$  é a viscosidade do fluido.

As Equações (1) e (2) são essenciais para a formulação dos modelos de turbulência utilizados no CFD.

### 4.2 Modelo de Turbulência

Os modelos de turbulência utilizados na fluidodinâmica computacional possuem papel fundamental para descrever o escoamento em diferentes situações de aplicação, sendo diversos modelos para determinados tipos de escoamento, e que podem ser ajustados ou configurados de acordo com o que a aplicação exige.

No caso da análise aerodinâmica em 2D de um perfil de aerofólio, um dos modelos de turbulência mais utilizados é o modelo RANS de Spalart-Allmaras.

Antes de definir o modelo de Spalart-Allmaras, é preciso discutir sobre o que são os modelos RANS. Os modelos que utilizam equações RANS (*Reynolds Averaged Navier-Stokes*) consistem na solução numérica aproximada a partir das equações do movimento em regiões turbulentas do escoamento, na qual as equações são adaptadas para tratarem o fluido com velocidades e propriedades médias de escoamento, visto que em regiões de turbulência o fluido se comporta de forma desordenada, com propriedades não tão bem definidas. Então, os modelos que utilizam as equações de RANS fazem um tratamento mais adequado das regiões turbulentas e nas regiões próximas à parede, na subcamada viscosa (SPALART; ALLMARAS, 1994).

Por conta dos modelos baseados nas equações de RANS utilizarem os valores médios de várias propriedades do escoamento, é necessário adicionar os valores flutuantes dessas propriedades. Assim, uma propriedade como a velocidade do fluido na direção  $x$ , que não é descrita de forma ordenada em escoamentos turbulentos, possuirá um valor médio somado ao valor flutuante em determinado ponto do domínio, como no exemplo a seguir (TU; YEOH; LIU, 2018):

$$u(t) = \bar{u} + u'(t).$$

O mesmo irá ocorrer para as outras propriedades, como a velocidade  $v$  na direção  $y$  e a pressão, sendo este um dos princípios que definem as equações RANS (TU; YEOH; LIU, 2018).

Assim, o modelo de turbulência de Spalart-Allmaras é proposto a partir da equação de transporte de Navier-Stokes. Este modelo foi desenvolvido em análises com aerofólios, e possuem boa exatidão para baixos número de Reynolds. O modelo de Spalart-Allmaras é um modelo de única equação, sendo relativamente mais prático para o cálculo da solução numérica, quando comparado aos modelos de duas ou mais equações (ANSYS, 2013).

Resumindo o modelo de Spalart-Allmaras, as tensões de Reynolds são definidas por  $-\overline{u_i u_j} = 2\nu_t S_{ij}$ , onde a viscosidade turbulenta  $\nu_t$  é dada por (SPALART; ALLMARAS, 1994):

$$\nu_t = \nu_s f_{v1}, \quad f_{v1} = \frac{\chi^3}{\chi^3 + c_{v1}^3}, \quad \chi \equiv \frac{\nu_s}{\nu}, \quad (3)$$

onde  $\nu$  é a viscosidade cinemática do fluido e  $\nu_s$  obedece à relação da equação de transporte (SPALART; ALLMARAS, 1994):

$$\frac{D\nu_s}{Dt} = c_{b1}[1 - f_{t2}]S_s\nu_s + \frac{1}{\sigma}[\nabla \cdot ((\nu + \nu_s)\nabla\nu_s) + c_{b2}(\nabla\nu_s)^2] - \left[ c_{w1}f_w - \frac{c_{b1}}{k^2}f_{t2} \right] \left[ \frac{\nu_s}{d} \right]^2 + f_{t1}\Delta U^2, \quad (4)$$

na qual:

$$S_s \equiv S + \frac{\nu_s}{k^2 d^2} f_{v2}, \quad f_{v2} = 1 - \frac{\chi}{1 + \chi f_{v1}}, \quad (5)$$

em que  $S$  representa a vorticidade e  $d$  a distância da parede mais próxima. O termo  $f_w$ , presente na Equação (4), é dado por (SPALART; ALLMARAS, 1994):

$$f_w = g \left[ \frac{1 + c_{w3}^6}{g^6 + c_{w3}^6} \right]^{1/6}, \quad (6)$$

$$g = r + c_{w2}(r^6 - r), \quad r \equiv \frac{\nu_s}{S_s k^2 d^2}.$$

Segundo Spalart e Allmaras (1994), quando  $r$  assume altos valores,  $f_w$  se aproxima de uma constante, então, nestes casos  $r$  pode assumir o valor 10.

A função  $f_{t2}$ , presente na equação (4), é representada por (SPALART; ALLMARAS, 1994):

$$f_{t2} = c_{t3} \exp(-c_{t4}\chi^2). \quad (7)$$

A função  $f_{t1}$  é descrita por (SPALART; ALLMARAS, 1994):

$$f_{t1} = c_{t1}g_t \exp\left(-c_{t2}\frac{\omega_t^2}{\Delta U^2}[d^2 + g_t^2 d_t^2]\right), \quad (8)$$

em que  $d_t$  é a distância de determinado ponto até a parede,  $\omega_t$  é a vorticidade da parede em determinado ponto,  $\Delta U$  é a diferença entre as velocidades entre o ponto e a parede. Têm-se que  $g_t \equiv \min(0.1, \Delta U/\omega_t \Delta x_t)$  onde o termo  $\Delta x_t$  representa

o espaçamento dos elementos ao longo da parede (SPALART; ALLMARAS, 1994).

As constantes adimensionais presentes nas equações são dadas por  $c_{b1} = 0,1355$ ,  $\sigma = 2/3$ ,  $c_{b2} = 0,622$ ,  $k = 0,41$ ,  $c_{w1} = (c_{b1}/k) + (1 + c_{b2})/\sigma$ ,  $c_{w2} = 0,3$ ,  $c_{w3} = 2$ ,  $c_{v1} = 7,1$ ,  $c_{t1} = 1$ ,  $c_{t2} = 2$ ,  $c_{t3} = 1,2$ ,  $c_{t4} = 0,5$  (SPALART; ALLMARAS, 1994).

### 4.3 Camada-Limite

O processo de simulação computacional exige que haja uma construção de elementos ao redor da geometria em análise. Estes elementos formam uma malha, e uma das malhas mais utilizadas no estudo com aerofólios é a malha do tipo C. As malhas do tipo C, em sua maioria, são formadas por quadriláteros, e resultam em uma malha estruturada, e por conta disso, são mais fáceis e adequadas para perfis de aerofólios. Elas são denominadas do tipo C pois elas possuem o formato de um C em sua topologia, sendo realizado através de um semicírculo.

Uma malha estruturada geralmente conecta e chama por todos os quadriláteros, e como o bordo de ataque de um aerofólio é curvado, a seção de entrada também deve ser curvada, para que se mapeie todos os quadriláteros. Como o bordo de fuga do aerofólio é definido por um simples ponto, a seção de saída da malha pode ser construída por uma linha reta, sem a necessidade da curvatura. As dimensões do domínio da malha ao redor do perfil do aerofólio devem ser grandes o suficiente para que seja possível estimar os efeitos da turbulência, pressão e distribuição de velocidade (KHCHINE; SRITI, 2017)

Os efeitos do escoamento próximos à parede do aerofólio precisam ser bem definidos, devido ao fato que na região da camada-limite há uma maior variação das propriedades do escoamento. Assim, utiliza-se o critério do  $y^+$ , que é um parâmetro que define a distância da parede do aerofólio para o elemento mais próximo dele.

Os elementos da malha próximos à parede do aerofólio precisam ser afinados o suficiente para que sejam bem definidos e para que se possa obter boa previsão das propriedades do escoamento e da turbulência. A equação utilizada para verificar o critério do  $y^+$  é dada por (SHUKLA et al., 2011):

$$y^+ = \frac{u \cdot \rho}{\mu} \Delta y, \quad (9)$$

onde  $u$  é a velocidade de escoamento do ar em m/s,  $\rho$  é a densidade do ar em kg/m<sup>3</sup>,  $\mu$  é a viscosidade absoluta do ar em Pa·s e  $\Delta y$  é a distância obtida entre a parede do aerofólio e o elemento mais próximo na subcamada viscosa. Neste caso, utiliza o critério com  $y^+ \sim 1$ , para que a camada limite seja bem definida na subcamada viscosa. Como  $u$ ,  $\rho$  e  $\mu$  são constantes pré-estabelecidas, o critério é atingido quando  $\Delta y$  assume valores tal que  $y^+ \sim 1$  (CRIVELLINI; D'ALESSANDRO, 2014).

## 5 Metodologia

O material de estudo que foi utilizado como referência para a simulação computacional foi uma microturbina eólica de eixo horizontal com seis pás presente no túnel de vento DL WIND-B da fabricante De Lorenzo (Figura 3), além dos perfis complementares NACA 63-415<sup>[18]</sup> e S809<sup>[19]</sup>, obtidos no *website* Airfoil Tools. Para o perfil de pá da microturbina, as próprias pás presentes na turbina do microgerador puderam ser utilizadas para o dimensionamento e criação da geometria, e o modelo deste perfil personalizado foi denominado neste trabalho como DWB\_001, enquanto os perfis NACA 63-415 e S809, com as coordenadas obtidas na base de aerofólios, foram realizados diretamente o domínio computacional, sem a necessidade de se desenvolver as coordenadas de suas geometrias.

A microturbina eólica utilizada no estudo, do equipamento DL WIND-B, refere-se ao modelo presente na Figura 4.

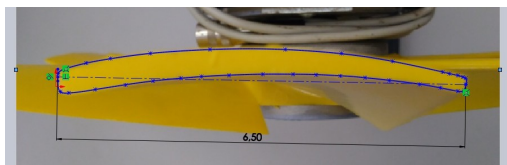
Figura 4: Microturbina eólica de eixo horizontal com seis pás.



### 5.1 Desenvolvimento da Geometria

O processo de criação do aerofólio consistiu na captura de imagem da vista frontal da ponta da pá da microturbina utilizando dispositivo móvel (*smartphone*) com resolução de 13 megapixels. Com a imagem captada, foi possível replicar o perfil do aerofólio pelo *software* SolidWorks, utilizando a imagem como fundo de desenho e, com curvas auxiliares, aplicando pontos nas bordas do aerofólio. A Figura 5 é uma captura de tela realizada no SolidWorks, para demonstrar o processo de marcação dos pontos.

Figura 5: Marcação dos pontos das coordenadas do aerofólio através do *software* SolidWorks.



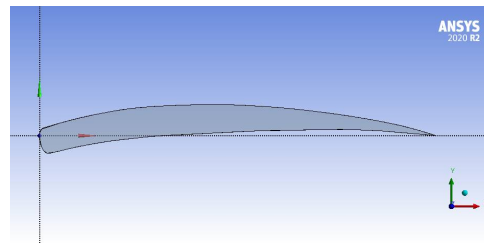
Desta forma, com a aplicação dos pontos, foi obtido as coordenadas geométricas de cada ponto, gerando

então um arquivo contendo essas coordenadas para que pudessem ser exportadas para o DesignModeler, a ferramenta de geometria presente no *workbench* do Ansys. O valor da corda do perfil do aerofólio é de 6,5 cm (medição realizada com régua graduada em centímetros). Este método utilizado para a criação do modelo em 2D foi necessário devido à indisponibilidade de informações (por parte do fabricante) acerca das pás da microturbina eólica.

Antes de serem exportadas as coordenadas da geometria no DesignModeler, foi necessário um ajuste no bordo de fuga do aerofólio. Esse ajuste consistiu em diminuir a curvatura na parte final e afinar o bordo de fuga, deixando apenas um único ponto para definir a parte final. A razão deste procedimento é por conta do processo de criação da malha estruturada, sendo o ajuste necessário para que a malha do tipo C seja gerada de forma adequada e com boa qualidade. Além disso, essa modificação não causa uma variação significativa com relação aos resultados na simulação.

Após o ajuste do bordo de fuga do aerofólio, foi realizada a exportação da geometria no DesignModeler do Ansys. Com as coordenadas dos pontos, gerou-se a geometria do perfil DWB\_001, ilustrada na Figura 6.

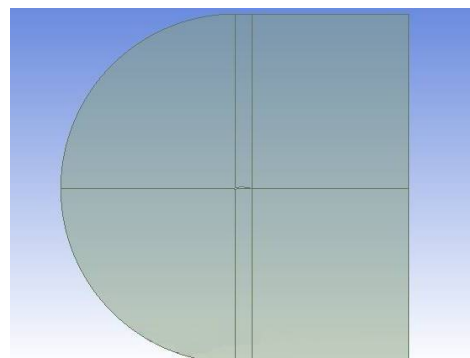
Figura 6: Perfil DWB\_001 gerado no DesignModeler.



### 5.2 Malha e Domínio Computacional

Com a geometria do perfil DWB\_001 gerada, foram realizados então os procedimentos, através do DesignModeler, para que fosse possível criar um domínio computacional capaz de gerar uma malha estruturada, sendo esta do tipo C (*C-Mesh*). O domínio computacional desenvolvido no DesignModeler, que foi utilizado no processo de geração da malha, é ilustrado na Figura 7, com o perfil DWB\_001 localizado no centro do domínio.

Figura 7: Geometria do domínio computacional.

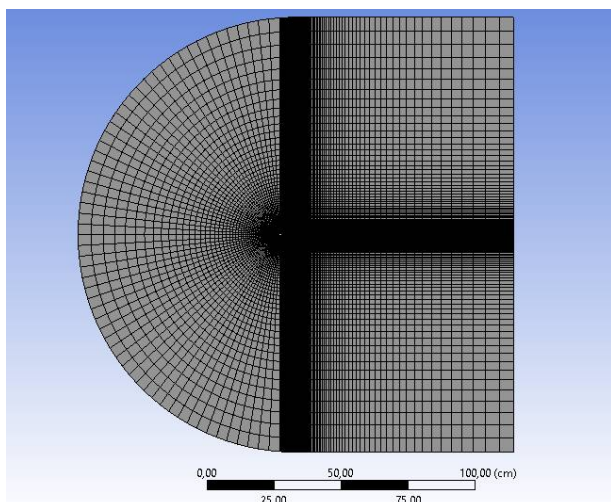


Vale destacar que os procedimentos realizados nesta seção são válidos para os três perfis de aerofólio de estudo, são eles o perfil DWB\_001, NACA 63-415 e S809, onde a corda do aerofólio foi de 6,5 cm para os três perfis, e o domínio computacional do tipo C foi feito com comprimentos do raio do semicírculo, e da largura e altura das regiões retangulares de 12,5 vezes maiores que a corda do aerofólio.

Depois de gerar o domínio computacional através do DesignModeler, foi realizada a exportação do modelo para o módulo de malha, sendo uma outra ferramenta presente no Ansys, para que fosse desenvolvida a malha estruturada em todo o domínio.

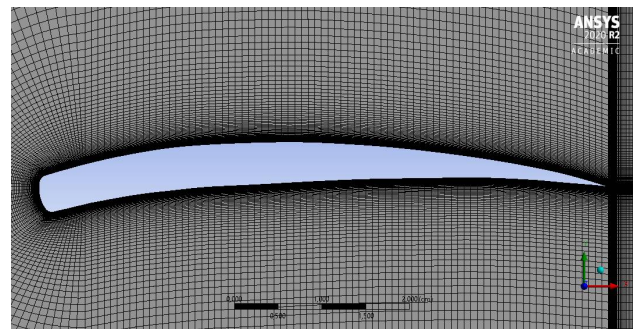
No Ansys Meshing, a geometria obtida no DesignModeler teve utilidade e garantiu praticidade para que fosse gerada uma malha estruturada e de qualidade, sem defeitos ou que fosse obsoleta, satisfazendo o teste de ortogonalidade, sendo um dos principais testes de qualidade de malha. As linhas que intersectam o aerofólio e as extremidades da geometria, como podem ser vistas na Figura 3, auxiliam para que fosse utilizada a ferramenta *edge sizing*. Para cada extremidade, aresta e linha interna, foram utilizados diferentes números de divisões, com e sem fator de polarização (*bias factor*). Também foi configurado o *face meshing*, onde foi selecionado cada uma das 6 faces internas da geometria. Depois de configurar a malha, pôde-se gerá-la e o resultado obtido pode ser visualizado na Figura 8.

Figura 8: Resultado da malha em tipo C, gerada no Ansys Meshing.



Da Figura 8, pode ser visto que a malha foi gerada com diversos quadriláteros que diminuem de tamanho conforme se aproximam do aerofólio. Foram obtidos na geração da malha um total de 151 000 nós e 150 000 elementos. Pôde-se obter uma subcamada bem definida através de elementos pequenos, que respeitassem o critério do  $y^+$ , próximos à parede do aerofólio. Uma imagem aproximada do aerofólio pode ser vista na Figura 9.

Figura 9: Imagem aproximada da malha, ilustrando o afinamento dos elementos próximos à parede do aerofólio.



Após a realização dos procedimentos para os três perfis de aerofólio utilizados, foi possível dar continuidade para a implementação das condições de contorno.

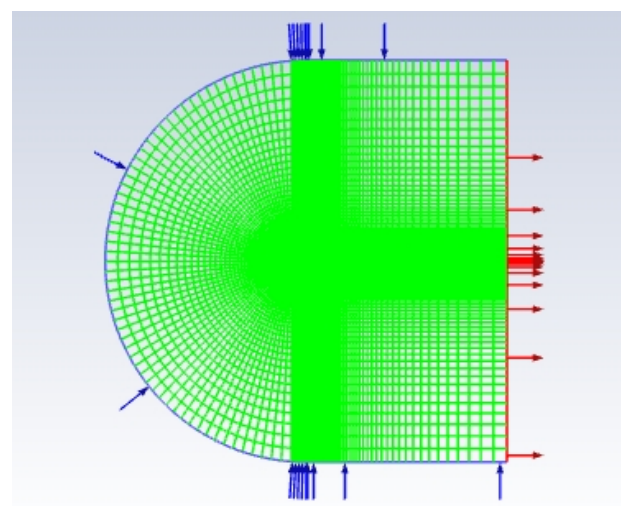
### 5.3 Setup e Condições de Contorno

Dentro do ambiente do Ansys Fluent, inicialmente foi definido o modelo de turbulência, sendo este o modelo de uma equação de Spalart-Allmaras. O fluido de trabalho é o ar, com densidade de  $1,2 \text{ kg/m}^3$  e viscosidade absoluta de  $1,82 \times 10^{-5} \text{ Pa}\cdot\text{s}$ , correspondendo a um número de Reynolds de aproximadamente 27 500.

Para as condições de contorno, foi definido a velocidade de entrada (*inlet*) com magnitude de  $6,4 \text{ m/s}$ . As componentes  $x$  e  $y$  da velocidade foram sendo definidas conforme houvesse a variação do ângulo de ataque. E também foi definida a pressão manométrica na saída (*outlet*) como sendo nula.

A superfície que define a região de entrada *inlet* é representada na Figura 9, onde as setas são direcionadas para dentro do domínio computacional, em azul, enquanto a superfície que define a região de saída *outlet* é representada pelas setas direcionadas para fora do domínio computacional, em vermelho.

Figura 10: Regiões de *inlet* e *outlet* no domínio computacional.



Para a solução, na seção *residuals* (resíduos), foi definido que a convergência seria atingida quando os resíduos de continuidade, velocidade no eixo  $x$  e velocidade no eixo  $y$  atingisse o critério de tolerância de  $1 \times 10^{-6}$  para o erro absoluto, caracterizado pela diferença entre os valores calculados em cada iteração. Foi definido também a exibição dos coeficientes de sustentação e arrasto, de acordo com as direções e sentidos de cada um, variando-os de acordo com o ângulo de ataque.

Em *methods* (métodos), utilizou-se *Scheme SIMPLE* com *First Order Upwind* (primeira ordem) para momento e viscosidade turbulenta nas 1500 primeiras iterações, visto que em primeira ordem os cálculos são mais estáveis, porém apresentam menor precisão. Após as 1500 iterações iniciais, é utilizado *Scheme SIMPLE* com *Second Order Upwind* (segunda ordem), já com maior estabilidade nos cálculos, e uma maior precisão nos resultados, mantendo os cálculos nesta configuração até que fosse atingido o critério de convergência.

Antes de iniciar os cálculos, é realizada a inicialização padrão, com dados computados a partir do *inlet*. Então os cálculos são iniciados e realizados de acordo com as condições estabelecidas na etapa anterior, e, após ser obtida a convergência, ocorre a mudança do ângulo de ataque.

A angulação com que o vento irá escoar em relação ao eixo horizontal sofreu variações de  $1,5^\circ$  (graus) em cada solução. Foi adotada uma faixa de  $-3^\circ$  à  $9^\circ$  para a variação do ângulo de ataque, obtendo assim 9 valores diferentes de  $C_l$ ,  $C_d$  e  $C_l/C_d$  para cada perfil de aerofólio estudado.

## 6 Resultados e Discussões

A convergência foi alcançada para os três perfis de aerofólio estudados. Vale notar que embora a convergência tenha sido atingida, com valores praticamente constantes em cada iteração, isto não torna válido os resultados obtidos. A validação dos dados ocorrerá através de efeitos físicos verificados ao redor do aerofólio, assim como as condições de contorno estabelecidas, fazendo isso com base nos contornos de velocidade e pressão obtidos para cada aerofólio.

### 6.1 Perfil DWB\_001

No caso do perfil DWB\_001, foram obtidos na solução numérica os dados correspondentes ao  $C_l$ ,  $C_d$  e  $C_l/C_d$  para cada ângulo de ataque, e estão dispostos na Tabela 2.

Tabela 2: Resultados para o perfil DWB\_001.

| $\alpha / (^\circ)$ | $C_l$              | $C_d$             | $C_l/C_d$ |
|---------------------|--------------------|-------------------|-----------|
| -3,0                | $11,6 \times 10^3$ | $3,6 \times 10^3$ | 3,24      |
| -1,5                | $26,0 \times 10^3$ | $2,9 \times 10^3$ | 9,12      |
| 0                   | $38,2 \times 10^3$ | $2,5 \times 10^3$ | 15,27     |
| 1,5                 | $48,7 \times 10^3$ | $2,5 \times 10^3$ | 19,63     |
| 3,0                 | $57,6 \times 10^3$ | $2,8 \times 10^3$ | 20,67     |
| 4,5                 | $64,9 \times 10^3$ | $3,4 \times 10^3$ | 18,90     |
| 6,0                 | $70,3 \times 10^3$ | $4,4 \times 10^3$ | 15,90     |
| 7,5                 | $73,3 \times 10^3$ | $6,0 \times 10^3$ | 12,21     |
| 9,0                 | $74,6 \times 10^3$ | $8,7 \times 10^3$ | 8,53      |

Nota-se uma maior relação  $C_l/C_d$  no ângulo de ataque de  $3,0^\circ$ , com  $C_l = 57,6 \times 10^3$ ,  $C_d = 2,8 \times 10^3$  e  $C_l/C_d = 20,67$ . Portanto, o ângulo de ataque ótimo neste caso é próximo de  $3,0^\circ$ .

Assim, verificando os contornos de velocidade e pressão do vento ao redor do perfil DWB\_001 para o ângulo de ataque de  $3,0^\circ$ , têm-se as imagens representadas nas Figuras 11 e 12, respectivamente.

Figura 11: Contornos de velocidade em torno do perfil DWB\_001.

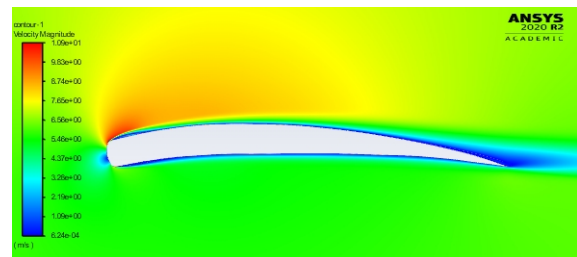
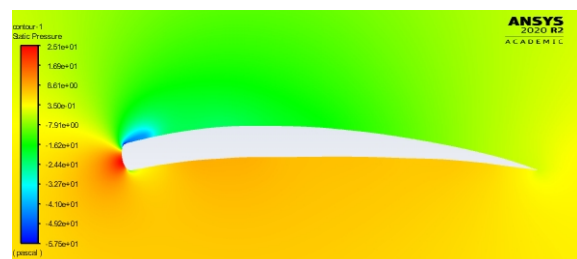


Figura 12: Contornos de pressão em torno do perfil DWB\_001.



Verifica-se nas Figuras 11 e 12 que os campos de velocidade e pressão correspondem aos fenômenos físicos esperados, no qual há uma região de alta pressão abaixo do aerofólio, coincidindo com a região que o vento incide, e uma região de baixa pressão acima do aerofólio, coincidindo com a região em que há maior ausência de partículas de fluido em escoamento, além de baixa velocidade do fluido na região próxima à parede do aerofólio. Além disso, foi

verificado os elementos de malha próximos à parede do aerofólio, e observou-se que os efeitos de turbulência na camada-limite foram bem definidos, no qual há uma transição suave da magnitude da velocidade nos elementos de malha próximos ao aerofólio.

## 6.2 Perfil NACA 63-415

Para o perfil NACA 63-415, a mesma análise foi realizada. Os dados obtidos se encontram na Tabela 3.

Tabela 3: Resultados para o perfil NACA 63-415.

| $\alpha / (^{\circ})$ | $C_l$              | $C_d$             | $C_l/C_d$ |
|-----------------------|--------------------|-------------------|-----------|
| -3,0                  | $-6,3 \times 10^3$ | $1,9 \times 10^3$ | -3,24     |
| -1,5                  | $3,5 \times 10^3$  | $1,9 \times 10^3$ | 1,83      |
| 0                     | $13,2 \times 10^3$ | $1,9 \times 10^3$ | 6,88      |
| 1,5                   | $22,9 \times 10^3$ | $2,1 \times 10^3$ | 10,80     |
| 3,0                   | $32,2 \times 10^3$ | $2,0 \times 10^3$ | 16,17     |
| 4,5                   | $41,1 \times 10^3$ | $2,3 \times 10^3$ | 17,80     |
| 6,0                   | $49,3 \times 10^3$ | $2,6 \times 10^3$ | 19,15     |
| 7,5                   | $56,6 \times 10^3$ | $2,9 \times 10^3$ | 19,25     |
| 9,0                   | $62,9 \times 10^3$ | $3,5 \times 10^3$ | 18,22     |

Verificou-se maior relação  $C_l/C_d$  no ângulo de ataque de  $7,5^{\circ}$ , com  $C_l = 56,6 \times 10^3$ ,  $C_d = 2,9 \times 10^3$  e  $C_l/C_d = 19,25$ , sendo o ângulo de ataque ótimo próximo de  $7,5^{\circ}$ .

Segundo um estudo realizado por Chaudhary e Nayak (2015), o perfil NACA 63-415 atingiu relação  $C_l/C_d$  máxima de valor 30, no ângulo de  $9,5^{\circ}$ , para um número de Reynolds de 50 000 e velocidade do vento de 5 m/s. Chaudhary e Nayak também evidenciaram que a relação  $C_l/C_d$  aumenta conforme o número de Reynolds aumenta, e portanto, é justificável dizer que há coerência nos resultados obtidos neste trabalho (com velocidade do vento de 6,4 m/s e número de Reynolds de aproximadamente 27 500) quando comparado aos resultados divulgados por tais autores.

Os contornos de velocidade e pressão do vento ao redor do perfil NACA 63-415 no ângulo de ataque de  $7,5^{\circ}$  são apresentados nas Figuras 13 e 14.

Figura 13: Contornos de velocidade em torno do perfil NACA 63-415.

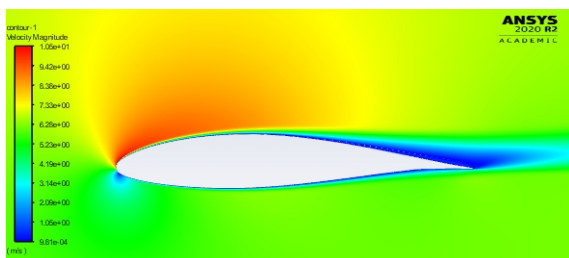
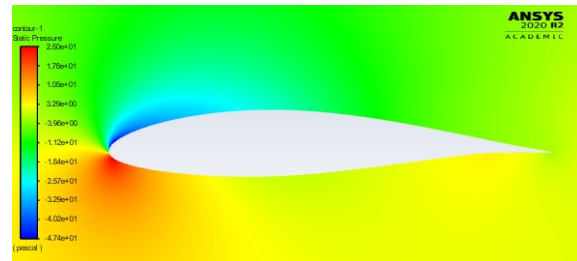


Figura 14: Contornos de pressão em torno do perfil NACA 63-415.



Neste caso, os efeitos da pressão e velocidade e elementos de malha próximos à parede do aerofólio também foram bem definidos, assim como no caso anterior.

## 6.3 Perfil S809

Os resultados da simulação para o perfil S809 foram dispostos na Tabela 4.

Tabela 4: Resultados para o perfil S809.

| $\alpha / (^{\circ})$ | $C_l$               | $C_d$             | $C_l/C_d$ |
|-----------------------|---------------------|-------------------|-----------|
| -3,0                  | $-13,8 \times 10^3$ | $3,6 \times 10^3$ | -3,87     |
| -1,5                  | $-7,3 \times 10^3$  | $3,1 \times 10^3$ | -2,34     |
| 0                     | $1,0 \times 10^3$   | $2,8 \times 10^3$ | 0,37      |
| 1,5                   | $9,9 \times 10^3$   | $2,7 \times 10^3$ | 3,71      |
| 3,0                   | $18,9 \times 10^3$  | $2,7 \times 10^3$ | 6,99      |
| 4,5                   | $27,3 \times 10^3$  | $2,9 \times 10^3$ | 9,59      |
| 6,0                   | $35,0 \times 10^3$  | $3,1 \times 10^3$ | 11,12     |
| 7,5                   | $41,5 \times 10^3$  | $3,6 \times 10^3$ | 11,52     |
| 9,0                   | $46,7 \times 10^3$  | $4,2 \times 10^3$ | 11,18     |

Verificou-se maior relação  $C_l/C_d$  no ângulo de ataque de  $7,5^{\circ}$ , com  $C_l = 41,5 \times 10^3$ ,  $C_d = 3,6 \times 10^3$  e  $C_l/C_d = 11,52$ , sendo o ângulo de ataque ótimo próximo de  $7,5^{\circ}$ .

No estudo realizado por Sayed, Kandil e Shaltot (2012), onde se realizou uma análise CFD para diferentes perfis de aerofólio, incluindo o S809, foi observado que para velocidades de vento de 5 m/s e 7 m/s, o perfil S809 apresentou valor de  $C_l/C_d$  máximo próximo de 12, havendo coerência com o resultado encontrado aqui para velocidade do vento de 6,4 m/s. Entretanto, o ângulo de ataque ótimo no estudo destes autores foi de  $3^{\circ}$ , e isso pode haver relação com o comprimento da corda do aerofólio que foi utilizado, sendo que este influencia o número de Reynolds.

Os contornos de velocidade e pressão do vento ao redor do perfil S809 no ângulo de ataque de  $7,5^{\circ}$  são apresentados nas Figuras 15 e 16.

Figura 15: Contornos de velocidade em torno do perfil S809.

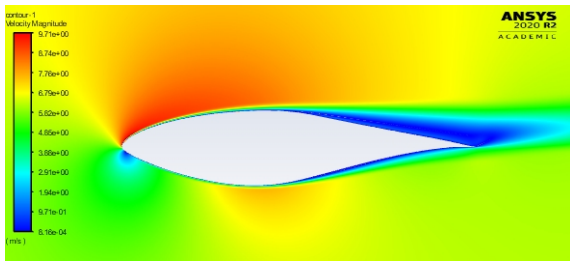
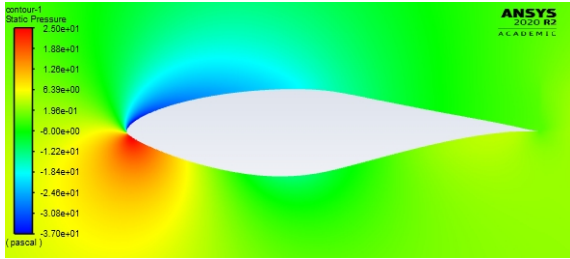


Figura 16: Contornos de pressão em torno do perfil S809.

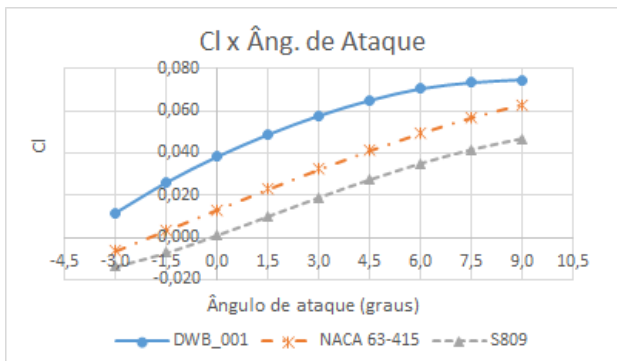


Para os contornos de velocidade e pressão do perfil S809, os efeitos esperados e elementos de malha próximos à parede do aerofólio foram bem definidos, assim como os outros dois perfis analisados, com zona de alta pressão na região inferior ao aerofólio, e zona de baixa pressão na região superior ao aerofólio.

### 6.4 Comparação Entre Resultados

Dentre os resultados obtidos para os três perfis analisados, o perfil de pá DWB\_001 apresentou um comportamento gráfico para o coeficiente de sustentação  $C_l$  maior que os demais, seguido pelo perfil NACA 63-415. O gráfico comparativo entre os perfis para os efeitos de sustentação em relação ao ângulo de ataque é ilustrado na Figura 17.

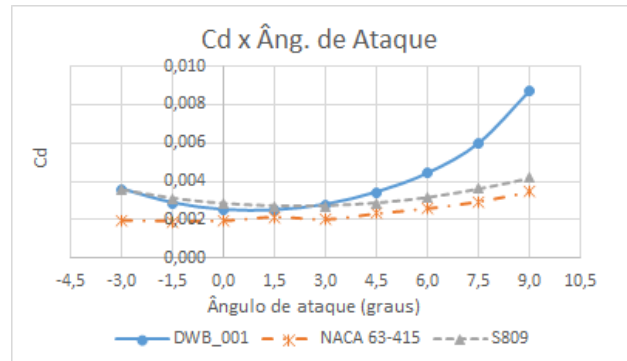
Figura 17: Coeficiente de sustentação  $C_l$  em relação ao ângulo de ataque  $\alpha$ .



Nota-se pelo gráfico da Figura 17 que o coeficiente de sustentação do perfil DWB\_001 é maior que os demais perfis em todos os ângulos de ataque, quando comparados simultaneamente. Observa-se também um comportamento semelhante entre os perfis.

Para o efeito do arrasto, o gráfico na Figura 18 ilustra um maior coeficiente de arrasto  $C_d$  para o perfil DWB\_001 em quase todos os ângulos de ataque.

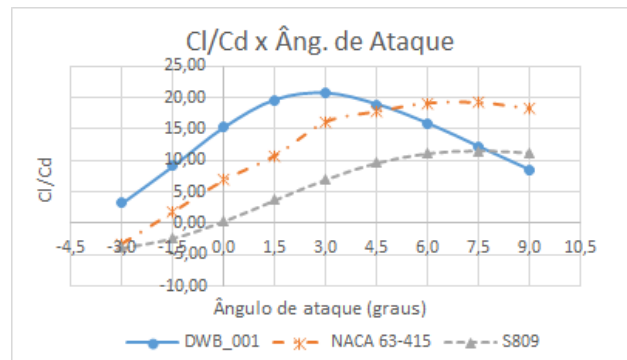
Figura 18: Coeficiente de arrasto  $C_d$  em relação ao ângulo de ataque  $\alpha$ .



No geral, houve maior arrasto para o perfil DWB\_001, seguido do perfil S809, e por último o perfil NACA 63-415.

O último estudo comparativo foi referente à relação  $C_l/C_d$  em função do ângulo de ataque. No gráfico da Figura 19 está representado o comportamento dessa relação para os três perfis.

Figura 19: Relação  $C_l/C_d$  em relação ao ângulo de ataque  $\alpha$ .



Observa-se que, no geral, o perfil DWB\_001 apresentou uma melhor performance na relação  $C_l/C_d$ , enquanto o perfil NACA 63-415 apresentou valores similares mas com ângulo de fase defasado, e o perfil S809 que ficou abaixo de ambos.

## 7 Conclusão

Com a análise dos resultados obtidos através das simulações computacionais para os três perfis de aerofólio, chegou-se a conclusão que o perfil DWB\_001 apresenta melhores resultados quando comparado aos perfis NACA 63-415 e S809, com o ângulo de ataque  $3,0^\circ$ , e dentro das condições de escoamento apresentadas.

O modelo de turbulência de Spalart-Allmaras apresentou boa convergência e foi útil na realização dos cálculos, com boa previsão das propriedades do escoamento, com os elementos na região próxima à parede do aerofólio bem definidos.

Por fim, destaca-se a necessidade de um estudo futuro em três dimensões da turbina eólica para obtenção de outras informações, avaliando também a incerteza de predição de modo a balizar a tomada de decisão quanto à escolha do modelo de perfil de pás, buscando um maior aprofundamento na pesquisa, com este trabalho sendo o passo inicial para se obter uma configuração mais otimizada de uma microturbina eólica.

## Referências

- [1] MANWELL J. F.; MCGOWAN J. G.; ROGERS A. L. *Wind energy explained*. University of Massachusetts, Amherst, USA. John Wiley and Sons Ltd. 2002.
- [2] BAKIRCI, M.; YILMAZ, S. *Theoretical and computational investigations of the optimal tip-speed ratio of horizontal-axis wind turbines*. Engineering Science and Technology, an International Journal 21 (2018) 1128–1142.
- [3] *Energia Eólica: Os bons ventos do Brasil*. ABEEólica. INFOVENTO 21, jun/2021.
- [4] BAHAJ, A. S.; MYERS, L.; JAMES, P. A. B. *Urban energy generation: Influence of micro-wind turbine output on electricity consumption in buildings*. Energy and Buildings 39 (2007) 154–165.
- [5] GAGLIANO, A. et al. *A proposed methodology for estimating the performance of small wind turbines in urban areas*. Sustainability in Energy and Buildings. Springer, Berlin, Heidelberg, 2012. p. 539-548.
- [6] PEACOCK, A. D. et al. *Micro wind turbines in the UK domestic sector*. Energy and Buildings, v. 40, n. 7, p. 1324-1333, 2008.
- [7] KHALED, Mohamed et al. *Investigation of a small Horizontal-Axis wind turbine performance with and without winglet*. Energy, v. 187, p. 115921, 2019.
- [8] BATTISTI, L. et al. *Small wind turbine effectiveness in the urban environment*. Renewable Energy, v. 129, p. 102-113, 2018.
- [9] STATHOPOULOS, Ted et al. *Urban wind energy: Some views on potential and challenges*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, v. 179, p. 146-157, 2018.
- [10] TUMMALA, Abhishiktha et al. *A review on small scale wind turbines*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 56, p. 1351-1371, 2016.
- [11] ÇENGEL, Y. A.; CIMBALA, J. M. *Mecânica dos Fluidos: Fundamentos e Aplicações*. 3. ed. Porto Alegre: AMGH, 2015.
- [12] SPALART, P. R.; ALLMARAS, S. R. *A One-Equation Turbulence Model for Aerodynamic Flows*. La Recherche aérospatiale, 1994.
- [13] TU, J; YEOH, G-H; LIU, C. *Computational Fluid Dynamics: A Practical Approach*. Elsevier. 3rd Ed. 2018.
- [14] *ANSYS Fluent Theory Guide*. ANSYS, Inc. Release 15.0, Novembro de 2013.
- [15] KHCHINE, Y. E.; SRITI, M. *Boundary layer and mesh refinement effects on aerodynamic performances of horizontal axis wind turbine (HAWT)*. International Journal of Mechanical Engineering, Vol. 2, 2017. P. 119-125. ISSN: 2367-8968.
- [16] SHUKLA, I. et al. *Wall Y plus Approach for dealing with Turbulent Flow Through a Constant Area Duct*. The 4th International Meeting of Advances in Thermofluids. 2011.
- [17] CRIVELLINI, A.; D'ALESSANDRO, V. *Spalart-Allmaras model apparent transition and RANS simulations of laminar separation bubbles on airfoils*. International Journal of Heat and Fluid Flow, vol. 47, 2014, p. 70–83.
- [18] *NACA 63-415 AIRFOIL (n63415-il)*. Airfoil Tools. Acesso em 7 de julho de 2021.
- [19] *NREL's S809 Airfoil (s809-nr)*. Airfoil Tools. Acesso em 7 de julho de 2021.
- [20] CHAUDHARY, U.; NAYAK, S. K. *Micro and Small-Scale HAWT Blades Airfoils Study through CFD for Low Wind Applications*. IEEE. 978-1-4673-6540-6/15. 2015.
- [21] SAYED, M. A.; KANDIL, H. A.; SHALTOT, A. *Aerodynamic analysis of different wind-turbine-blade profiles using finite-volume method*. Energy Conversion and Management Volume 64, December 2012, Pages 541-550.



## **Avaliação da degradação mecânica do concreto reforçado com fibras de aço sob fadiga: aplicação em torres eólicas**

Cerqueira, Nábila; Monteiro, Vitor; Cardoso, Daniel; Silva, Flávio.

*Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Rio de Janeiro, RJ, Brasil*

Cupertino, Daiane; dos Santos, Nelson.

*Furnas, Goiânia, GO, Brasil*

**ABSTRACT:** The wind energy industry has been rapidly and significantly developing in Brazil. Aiming the improvement of the Brazilian wind energy projects, Furnas work staff and the PUC-Rio university research team have just kicked-off a new R&D project, the *P&D ANEEL Fadiga*, aiming to study the mechanical deterioration of fiber reinforced concrete subjected to cyclic and fatigue loads, among other goals. Through this project it is intended to evaluate the use of fibers to control the crack opening and improve the life cycle of structures, reducing the maintenance need or even extending their periodicity. The present work brings a preliminary analysis of the first results generated from the most recent flexural fatigue tests. The first evaluated cementitious composites were high resistance and ultra high performance fiber reinforced concretes. Although all studied mix compositions have reported similar damage index evolutions, it is possible to verify higher values of stiffness for concrete with higher fiber volume fractions. In particular, ultra high performance fiber reinforced concrete did not reach complete collapse even after 1,000,000 cycles. Preliminary results are promising and indicate that the use of the studied materials would probably improve the structure's life cycle.

**RESUMO:** A indústria da energia eólica vem se desenvolvendo rápida e significativamente no Brasil. Visando aprimorar os empreendimentos eólicos no Brasil, a equipe de Furnas em parceria com a universidade PUC-Rio está desenvolvendo o P&D ANEEL Fadiga, um novo projeto de pesquisa e desenvolvimento que tem como um de seus objetivos estudar a degradação mecânica do concreto reforçado com fibras sob carregamentos cíclicos. Por meio desse projeto, pretende-se avaliar o uso das fibras no controle da abertura de fissuras e no aumento da vida útil das estruturas, tendo como consequência a redução da necessidade de manutenção ou o aumento do intervalo entre manutenções. O presente trabalho traz, portanto, uma análise preliminar dos primeiros resultados obtidos em ensaios de fadiga na flexão de possíveis materiais que podem ser utilizados na construção das próximas torres eólicas de Furnas: os concretos de alta resistência e de ultra alto desempenho (CUAD) reforçado com fibras de aço. Apesar da evolução do dano ser muito semelhante para todas as composições estudadas, é possível perceber uma maior rigidez dos materiais com maiores frações volumétricas de fibras. O concreto de ultra alto desempenho, em especial, não atingiu o total colapso mesmo após atingir 1.000.000 de ciclos. Os resultados preliminares são promissores e indicam que o emprego dos materiais estudados possivelmente promoverá um aumento na vida útil das estruturas.

## 1 INTRODUÇÃO

A indústria da energia eólica vem se desenvolvendo rápida e significativamente no Brasil. De acordo com Gannoum [1], desde 2009, a capacidade total instalada média cresceu a uma taxa de 2,3 GW por ano, levando o país a atingir 21.626 GWh em 2015, i.e., 90 vezes maior em relação a 2006 (237 GWh) [2, 3]. Dessa maneira, o Brasil foi classificado, recentemente, como o oitavo maior produtor de energia eólica no mundo [4]. Entre as diferentes regiões, os principais produtores de energia eólica estão localizados no sul e nordeste brasileiros. Somente os estados do Nordeste (27,17 TWh) respondem a aproximadamente 85% da geração e representatividade de geração de energia pelo vento no país (32,07 TWh) em 2016 [2].

Com o objetivo de atingir maiores valores de produção de energia, turbinas eólicas estão se tornando maiores e atingindo alturas mais elevadas na atmosfera visando aproveitar, de forma mais vantajosa, velocidades de vento mais estáveis. Quando o potencial de energia eólica do Brasil foi investigado em 1999 [4], as principais torres eólicas atingiam 50 metros de altura na região de Palmas, por exemplo. Mais recentemente, os parques eólicos de Osório e Sangradouro foram construídos com torres de 100 metros de altura, havendo ainda a presença de torres de 120 metros no complexo eólico de Fortim [5]. Dessa maneira, espera-se a implementação de torres ainda maiores no Brasil a fim de produzir energia limpa de forma mais eficiente.

Esse rápido progresso em direção a maiores turbinas trouxe severos obstáculos em relação ao uso das tradicionais torres de aço [6]. Hau [7] destaca sérias dificuldades na manufatura das seções de torre de aço com altura maiores que 90 metros. Harte et al. [8] também ressaltam que tubos de aço acima de 85 metros apresentam sérios problemas de vibração devido ao movimento da turbina, sem poder garantir a segurança da estrutura ao longo do tempo [9]. Além disso, uma restrição adicional é o transporte das seções de aço, devido ao elevadíssimo peso das peças e o perigo de acidentes nas estradas.

Sabendo dos obstáculos impostos pela evolução da indústria eólica, o concreto de alta resistência vem se tornando bastante atrativo e sendo aplicado em novos estudos sobre o dimensionamento de parques eólicos *onshore* e *offshore* [10, 11]. Devido a sua maior rigidez, o material pode ajudar a atingir os limites de deslocamento e evitar a constante excitação pela ação do vento [12-14]. Apesar do concreto ter tornado exequível a construção de elevadas torres, sua tendência à fissuração por carregamentos cíclicos

cos levanta preocupações em relação à sua durabilidade e degradação mecânica sob fadiga [15, 16]. A presença de fissuras no concreto representa uma via para a entrada de agentes químicos, que podem atingir o reforço e acelerar a deterioração da estrutura [17, 18].

Como consequência, tanto a durabilidade quanto a performance de longo prazo das torres de concreto podem ser prejudicadas devido à fissuração promovida pelos carregamentos cíclicos, causando manutenção onerosa e inatividade indesejada. Assim, as torres eólicas são, em geral, pré-fabricadas com reforço protendido a fim de superar os problemas de fissuração durante o transporte, a instalação e durante sua vida útil. Mais recentemente, fibras vêm sendo adicionadas à mistura de concreto com o objetivo de controlar a abertura de fissuras. O reforço fibroso pode promover não somente resistência à fissuração, como também melhorar significativamente a tenacidade em relação à matriz sem reforço [11].

Trabalhos passados já trazem uma avaliação inicial sobre a vida à fadiga do concreto reforçados com fibras de aço (CRFA) na compressão e na flexão [19-25]. Cachim et al. [21], por exemplo, verificaram que, enquanto a adição de fibras de aço de 30 mm de comprimento foi responsável por aumentar a vida à fadiga, a incorporação de fibras de 60 mm reduziu a vida útil do material compósito. Apesar das fibras serem capazes de controlar a abertura das fissuras, retardar seu crescimento e aprimorar seu comportamento mecânico, sua presença é responsável por aumentar o volume de poros e defeitos na matriz cimentícia. Nesse caso, os autores atribuem a redução de vida útil observada com o uso de fibras de maior comprimento a um maior volume de vazios do compósito fibroso.

A maior parte dos trabalhos e normas técnicas [26-28] avaliam o comportamento à fadiga do concreto na compressão e, em geral, tomam poucas considerações em relação à resposta na flexão ou na tração direta. Mesmo assim, a maior parte dos trabalhos são válidos somente no caso de seções não fissuradas, já que pouco exploram a ação da fibra no material pré-fissurado. Sabendo disso, Carlesso et al. [29, 30], por exemplo, estudou a resposta à fadiga do concreto de alta performance com fibras pré-fissurado na flexão e conseguiu não somente estudar a degradação mecânica ao longo dos ciclos, como também desenvolver modelos de evolução de dano e abertura de fissura. A avaliação do material compósito pré-fissurado consegue trazer mais informações sobre a influência das fibras do CRFA submetido à fadiga.

Visando aprimorar os empreendimentos eólicos no Brasil, encontra-se em andamento o projeto P&D ANEEL Fadiga, também intitulado “*Determinação de parâmetros para Ensaios Mecânicos do Concreto Reforçado com Fibras (CRF) sob Condições Extremas de Carregamento em Empreendimentos de Geração Hidrelétrica e Eólica*, desenvolvido em parceria entre Furnas e a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Esse projeto envolve tanto o estudo de materiais compósitos cimentícios quanto o monitoramento das torres instaladas no complexo de Fortim, sendo um de seus objetivos a avaliação do uso de fibras no controle da abertura de fissuras no concreto. Espera-se com isso um aumento na vida útil das estruturas, reduzindo a necessidade de manutenções ou aumentando o intervalo entre elas.

O presente trabalho visa, portanto, avaliar o comportamento e a degradação mecânica dos concretos de alta resistência e de ultra alto desempenho com fibras de aço submetidos à fadiga na flexão, buscando a aplicação desses materiais em torres eólicas. As amostras foram pré-fissuradas até uma abertura de fissura de 0,50 mm e, em seguida, foram submetidas a carregamentos cíclicos, em que a carga aplicada oscilava entre o limite superior de 70% da resistência residual do compósito e o limite inferior de 20% do limite superior até atingir 1.000.000 de ciclos ou 4 mm de abertura de fissura, critério de parada selecionado como fim da vida útil do CRFA. A influência das fibras na degradação mecânica foi avaliada através do percentual de perda de rigidez do CRFA até o fim do ensaio.

## 2 COMPLEXO EÓLICO DE FORTIM

O Complexo Eólico de Fortim (Figura 1) está localizado no estado do Ceará, no Brasil. Ele possui 41 torres eólicas de concreto, com 120 m de altura [5] e aerogeradores de capacidade igual a 3 MW, distribuídas em cinco parques eólicos: Nossa Senhora de Fátima (30 MW), Jandaia (27 MW), Jandaia I (24 MW), São Clemente (21 MW) e São Januário (21 MW), totalizando 123 MW de potência instalada, energia suficiente para abastecer uma cidade com um milhão de habitantes [31]. Os parques são interligados por uma rede de distribuição de 34,5 kV conectada à subestação elevadora de Jandaia [32], responsável por fazer a ligação com o Sistema Interligado Nacional (SIN) na subestação Russas II, através de linhas de transmissão com extensão de 69 km e tensão de 230 kV [31,32].

A construção e a operação do complexo são de responsabilidade da Brasil Ventos, subsidiária integral de Furnas criada em janeiro de 2016, com o objetivo de participar em sociedades de geração de energia renovável, como solar, eólica e biomassa. O empreendimento abrange uma área de 2.365 hectares em município homônimo, a 135 km de Fortaleza, onde a média de velocidade do vento varia entre 6,60 m/s e 8,10 m/s [31-33]. A subestação Jandaia foi energizada em março de 2020 para viabilizar o início das operações e comissionamento do complexo em abril do mesmo ano. [31,33]

Considerando a importância do incentivo às fontes limpas de energia e da busca pela utilização de materiais mais duráveis no que tange à sustentabilidade, Furnas vem desenvolvendo um projeto em parceria com a PUC-Rio visando ao aprimoramento das torres eólicas. O projeto inclui a avaliação do comportamento e da degradação mecânica de diferentes materiais com potencial de utilização na construção das torres, bem como a obtenção de melhores soluções para o monitoramento da vida útil das estruturas, a serem aplicadas no Complexo de Fortim.



Figura 1. Complexo eólico de Fortim

### 3 PROGRAMA EXPERIMENTAL

#### 3.1 *Materiais*

Para o preparo das amostras utilizou-se o cimento Portland CII-F 32 da fabricante Mauá, cujos parâmetros dos lotes recebidos atendem às condições especificadas na norma NBR 5733 [34]. No caso dos agregados graúdos, foi utilizado agregado de gnaís-

se com diâmetro máximo de 9,5 mm e módulo de finura igual a 6,03, denominado Brita 0 neste estudo. Em relação aos agregados miúdos, utilizou-se areia natural com 2,4 mm de diâmetro máximo e módulo de finura de 2,58. A sua utilização se deu em três diferentes frações, sendo: Areia A1, representada pelo material passante na peneira 4,75 mm e retida na peneira 0,85 mm; Areia A2, associada ao material remanescente na peneira 150  $\mu\text{m}$ ; e Areia A3, correspondente ao material passante da peneira 1,18 mm.

Ainda, foram utilizadas adições de cinza volante, sílica ativa e pó de quartzo #325 (sílica #325) em concordância com as especificações mínimas da norma NBR 12653 [35]. Como aditivos, adotou-se o modificador de viscosidade MasterMatrix VMA 358, com densidade de 1,0  $\text{g}/\text{cm}^3$ , e o superplastificante MasterGlenium 51, com estrutura química com polímeros de éter policarboxílico de largas cadeias, densidade de 1,20  $\text{g}/\text{cm}^3$  e 32% de sólidos em sua composição, atendendo aos requisitos da norma NBR 11768 [36], ambos produzidos pela fabricante MBCC Group Brasil.

Foram utilizados dois tipos de fibra de aço: a fibra FA1, de extremidades com ganchos com 30 mm de comprimento, diâmetro de 0,62 mm e razão de aspecto igual a 45; e a fibra FA2, com comprimento de 13 mm, diâmetro de 0,20 mm e razão de aspecto igual a 65. As propriedades das fibras, de acordo com os fabricantes, podem ser analisadas na Tabela 1. O concreto de alta resistência (C0) foi reforçado com três frações diferentes de fibra de aço: 20 (C20), 40 (C40) e 60 (C60)  $\text{kg}/\text{m}^3$  da fibra FA1. Já o concreto de ultra alto desempenho (CUAD) foi aplicado com 160  $\text{kg}/\text{m}^3$  da fibra FA2. As composições dos concretos analisados estão na Tabela 2. As resistências à compressão de cada composição analisada estão na Tabela 3.

Tabela 1. Propriedades das fibras

| Propriedades                 | FA1         | FA2  |
|------------------------------|-------------|------|
| Formato                      | Com ganchos | Lisa |
| Comprimento (mm)             | 45          | 13   |
| Diâmetro (mm)                | 0,62        | 0,20 |
| Razão de aspecto             | 30          | 65   |
| Resistência à tração (MPa)   | 1270        | 2750 |
| Módulo de elasticidade (GPa) | 210         | 200  |

Tabela 2. Composição das misturas.

| Insumos                              | Misturas |       |       |       |       |
|--------------------------------------|----------|-------|-------|-------|-------|
|                                      | C0       | C20   | C40   | C60   | CUAD  |
| Agregado graúdo (kg/m <sup>3</sup> ) | 492      | 485   | 479   | 472   | 0     |
| Areia A1 (kg/m <sup>3</sup> )        | 826      | 826   | 826   | 826   | 0     |
| Areia A2 (kg/m <sup>3</sup> )        | 99       | 99    | 99    | 99    | 0     |
| Areia A3 (kg/m <sup>3</sup> )        | 0        | 0     | 0     | 0     | 883   |
| Sílica #325 (kg/m <sup>3</sup> )     | 70       | 70    | 70    | 70    | 80    |
| Cimento CII-F32 (kg/m <sup>3</sup> ) | 360      | 360   | 360   | 360   | 1011  |
| Cinza volante (kg/m <sup>3</sup> )   | 168      | 168   | 168   | 168   | 0     |
| Sílica ativa (kg/m <sup>3</sup> )    | 45       | 45    | 45    | 45    | 58    |
| Água (kg/m <sup>3</sup> )            | 165      | 165   | 165   | 165   | 175,5 |
| Superplastificante (%)               | 5,5%     | 5,5%  | 5,5%  | 5,5%  | 2,2%  |
| Modificador de viscosidade (%)       | 0,50%    | 0,50% | 0,50% | 0,50% | 0     |
| Fibra FA1 (kg/m <sup>3</sup> )       | 0        | 20    | 40    | 60    | 0     |
| Fibra FA2 (kg/m <sup>3</sup> )       | 0        | 0     | 0     | 0     | 160   |

A reologia dos concretos estudados foi avaliada através de ensaios de espalhamento feitos de acordo com as normas NBR 15823-1 [37] e 15823-2 [38] para concreto com fibras. O espalhamento foi medido através do diâmetro médio do concreto após a liberação do material do cone de Abrams. Analisou-se também a estabilidade do concreto, que está associada à distribuição dos agregados e à ocorrência de exsudação ao longo do perímetro do material após o término do escoamento. Todas as matrizes analisadas mostraram-se altamente estáveis, sem evidência de segregação ou exsudação, mesmo com a adição de fibras. A Tabela 3 mostra os resultados de espalhamento para todas as misturas analisadas.

Tabela 3. Resultado dos ensaios de espalhamento e resistência à compressão.

| Composição                      | C0  | C20 | C40 | C60 | CUAD |
|---------------------------------|-----|-----|-----|-----|------|
| Fibra                           | -   | FA1 | FA1 | FA1 | FA2  |
| Quantidade (kg/m <sup>3</sup> ) | 0   | 20  | 40  | 60  | 160  |
| Espalhamento (mm)               | 710 | 600 | 690 | 625 | 845  |
| <i>f<sub>c</sub></i> (MPa)      | 48  | 47  | 52  | 50  | 101  |

### 3.2 Processo de mistura

Para a produção das amostras, utilizou-se, para volumes superiores a 30 litros, uma betoneira com capacidade de 400 litros. Para volumes de até 30 litros, a mistura foi realizada em um misturador planetário. O concreto de alta resistência seguiu o seguinte procedimento de mistura:

- Adição dos agregados ao tambor de mistura (previamente saturado) com 70% da água, seguida de mistura por 1 minuto;
- Adição das adições minerais, seguida de mistura por 1 minuto;

- Adição do cimento, seguida de mistura por 1 minuto;
- Incorporação do superplastificante, lentamente, junto com os 30% restantes da água, seguida de mistura por 5 minutos;
- Havendo fibras, elas são adicionadas e a mistura continua por mais 5 minutos.

No caso do concreto de ultra alto desempenho, adotou-se o seguinte procedimento:

- Adição dos materiais secos (agregados e aglomerantes) no tambor de mistura (previamente saturado), seguida de mistura por 1 minuto;
- Adição de 50% da água e do superplastificante, seguida de mistura por 8 minutos;
- Adição dos 50% restantes de água e superplastificante, seguida de mistura por 12 minutos;
- Incorporação das fibras, lentamente, seguida de mistura por mais 3 minutos.

### 3.3 *Ensaio de flexão quase-estáticos*

Para os ensaios de flexão quase-estáticos do concreto de alta resistência com fibras de aço, foram moldados três prismas de 150 mm x 150 mm x 550 mm para cada fração de fibra estudada. Um entalhe de 25 mm foi introduzido no centro da face inferior de cada amostra, na direção do ponto de aplicação de carga, com o auxílio de uma serra diamantada de 3 mm. Adotou-se ainda um recuo de 25 mm a partir das extremidades para a delimitação dos apoios, resultando em um vão de teste de 500 mm. No caso do concreto de ultra alto desempenho, foram utilizados três prismas de 100 mm x 100 mm x 400 mm. O entalhe adotado foi de 15 mm e um vão de 350 mm foi considerado nos testes. Os ensaios de flexão de três pontos foram realizados aos 28 dias segundo a norma EN 14651 [39], os detalhes da montagem podem ser analisados na Figura 2.

O equipamento utilizado nos testes foi um atuador hidráulico MTS, com controle de loop fechado e célula de carga com capacidade de 100 kN. Os ensaios foram controlados pela abertura de fissura CMOD (*Crack Mouth Opening Displacement*) com o auxílio de um clip-gauge, a uma taxa constante de 0,05 mm/min até atingir 0,10 mm, seguida de uma taxa de 0,20 mm/min até atingir 4 mm de CMOD.



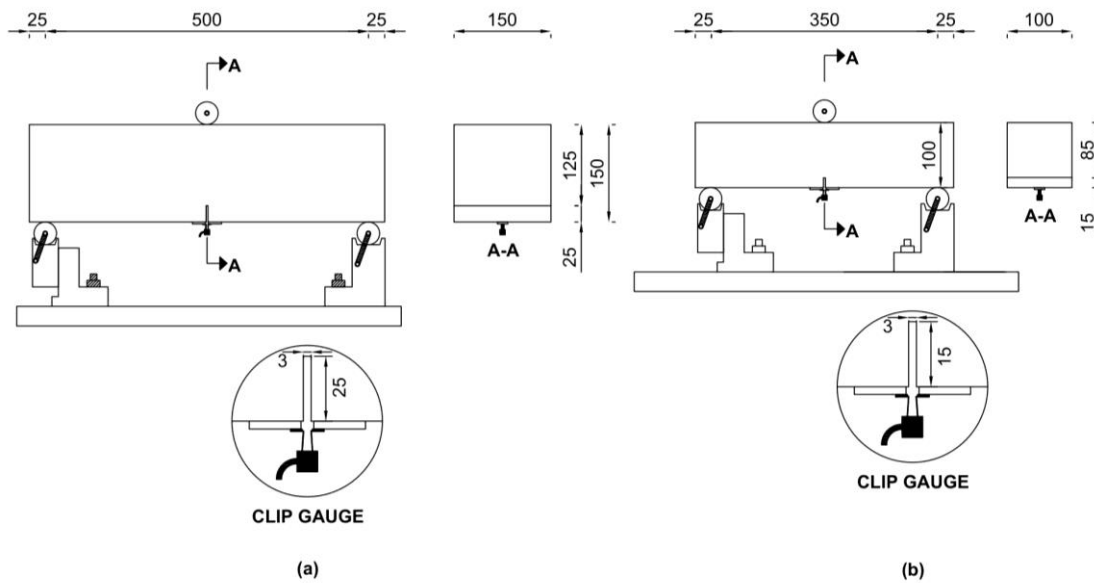


Figura 2. Ensaios de flexão (quase-estáticos e na fadiga) para (a) o concreto auto adensável reforçado com fibras de aço e (b) concreto de alto desempenho.

### 3.4 Ensaios de fadiga na flexão

Os ensaios de flexão sob carregamento cíclico foram realizados seguindo a mesma montagem dos ensaios quase-estáticos. Inicialmente, as amostras foram submetidas a uma pré-fissuração, correspondente a 0,5 mm de CMOD, que caracteriza o estado limite de serviço [26]. Para tal, utilizou-se uma taxa de abertura de fissura de 0,05 mm/min, sendo ainda obtido o valor da carga correspondente à abertura de 0,5 mm ( $f_{R,1}$ ), utilizada como referência na definição dos valores máximo e mínimo aplicados à respectiva amostra no carregamento cíclico. Para o concreto de alta resistência e o concreto de ultra alto desempenho, utilizaram-se os limites máximo ( $f_{máx}$ ) de 70% de  $f_{R,1}$  e mínimo ( $f_{mín}$ ) de 20% de  $f_{máx}$ .

Determinadas as cargas máxima e mínima às quais a amostra seria submetida, continuou-se o ensaio de fadiga a uma frequência de 6 Hz, sendo finalizado quando a abertura de fissura atingisse 4,0 mm ou ao final de  $10^6$  de ciclos. A aquisição de dados se deu a uma frequência de 1024 Hz, sendo obtidos os dez primeiros ciclos, ciclos múltiplos de 200 e os últimos trinta ciclos. O procedimento de ensaio pode ser observado na Figura 3.

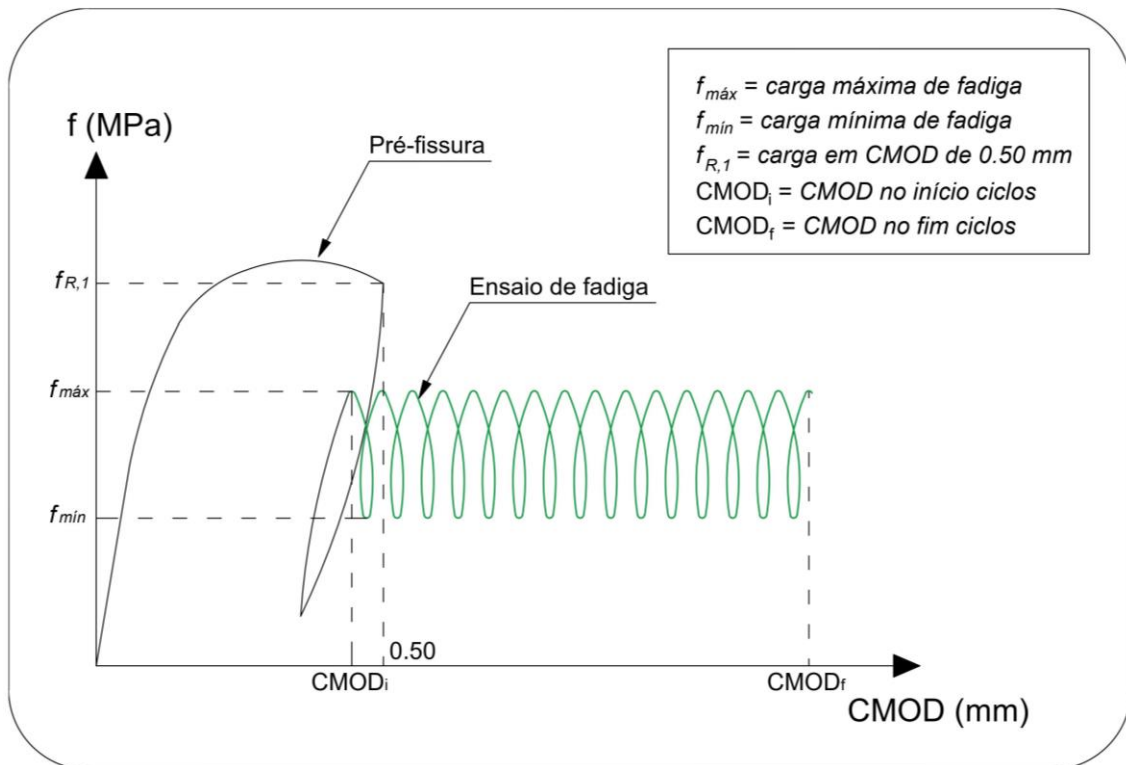


Figura 3. Procedimento do ensaio de fadiga à flexão aplicado

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 Caracterização mecânica

Segundo a EN 14651 [39], a tensão no limite de proporcionalidade (LOP) do material é calculada a partir da  $f_{LOP}$ , que corresponde à carga máxima no intervalo de 0,05 mm. De acordo com a norma europeia,  $f_{R,i}$  equivale à resistência residual obtida a partir do ensaio de flexão de três pontos em amostras entalhadas, com  $i = 1, 2, 3$  e  $4$  correspondendo, respectivamente, aos valores de CMOD de 0,5, 1,5, 2,5 e 3,5 mm.

O comportamento à flexão do concreto de alta resistência com 20, 40 e 60 kg/m<sup>3</sup> da fibra de aço FA1 pode ser observado na Figura 4 (a). No caso do concreto de ultra alto desempenho com 160 kg/m<sup>3</sup> de fibra de aço FA2, os resultados são apresentados na Figura 4 (b). A Tabela 4 indica os valores médios e respectivos desvios padrão para os concretos estudados para as resistências residuais.

A dosagem especial para a elaboração do concreto de ultra alto desempenho resulta em tensões residuais bem superiores quando comparado com o concreto de alta resistência com fibras de aço. O CUAD consegue atingir tensões de  $f_{R,1}$  acima de 17 MPa, enquanto o concreto C60 atingiu quase metade desse valor. O mesmo ocorre para as

tensões médias em 3,5 mm de CMOD com 3,82 MPa para o concreto C60 e 9,67 MPa para o CUAD.

É possível verificar também o efeito da adição de diferentes frações de fibra no comportamento pós-fissuração do material. O incremento gradual na quantidade de fibras de aço no concreto de alta resistência promove um aumento nas tensões residuais. Enquanto o concreto C40 resultou em média de 7,07 MPa para  $f_{R,1}$ , C20 atingiu 3,31 MPa.

Tabela 4. Resultado da caracterização mecânica dos concretos estudados. Desvio padrão entre parênteses.

| Composição | $f_{lop}$<br>MPa | $f_{R,1}$<br>MPa | $f_{R,2}$<br>MPa | $f_{R,3}$<br>MPa | $f_{R,4}$<br>MPa |
|------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| C20        | 5,59<br>(0,21)   | 3,31<br>(1,11)   | 2,76<br>(0,83)   | 1,66<br>(0,70)   | 1,26<br>(0,44)   |
| C40        | 6,38<br>(0,56)   | 7,07<br>(1,00)   | 6,01<br>(0,82)   | 3,78<br>(0,33)   | 2,75<br>(0,22)   |
| C60        | 6,37<br>(0,75)   | 7,88<br>(2,09)   | 6,95<br>(1,89)   | 4,87<br>(1,80)   | 3,82<br>(1,26)   |
| CUAD       | 9,95<br>(1,08)   | 17,32<br>(2,61)  | 15,03<br>(3,09)  | 11,99<br>(2,66)  | 9,67<br>(2,11)   |

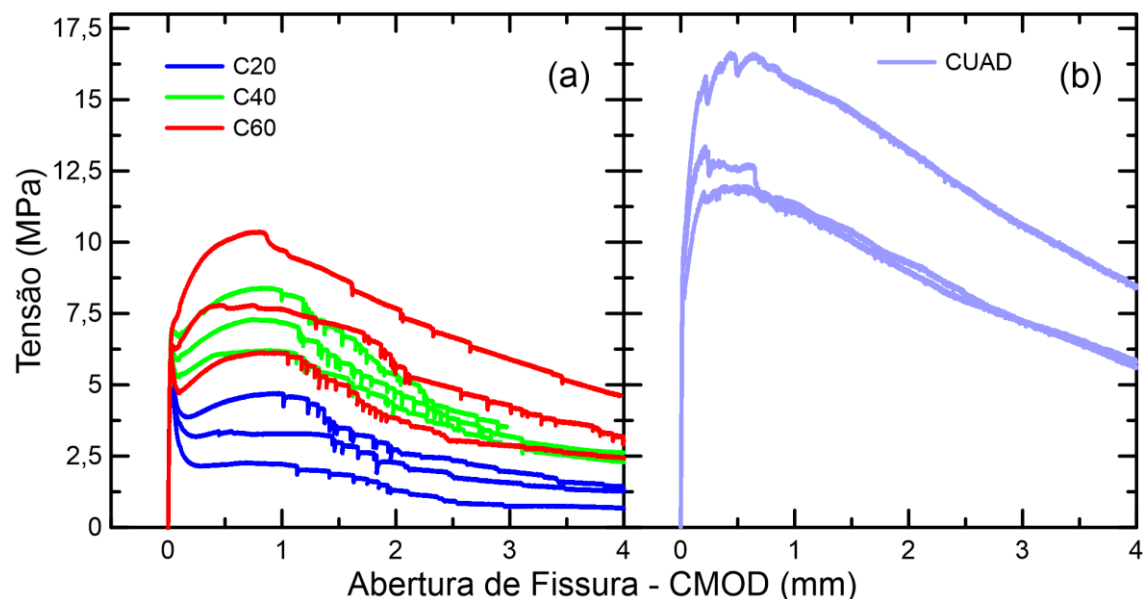


Figura 4. Resposta mecânica dos ensaios de flexão (EN 14651) para (a) concreto de alta resistência reforçado com fibras de aço e (b) concreto de ultra alto desempenho.

#### 4.2 Variação da abertura de fissuras ao longo dos ciclos

A Figura 5 traz a variação da abertura de fissuras (CMOD) ao longo dos ciclos do ensaio de fadiga. Enquanto a Figura 5 (a) mostra a evolução da abertura de fissuras em função do número de ciclos, a Figura 5 (b) traz os resultados em função do número de

ciclos ( $n$ ) relativo ao seu número máximo ( $N$ ). A Tabela 4, por sua vez, mostra o número total de ciclos percorridos por cada amostra. Somente o CUAD atingiu o limite de fadiga de 1.000.000 de ciclos, enquanto o concreto de alta resistência reforçado com fibras teve seus ensaios interrompidos quando o limite de abertura de fissuras de 4 mm foi alcançado.

As curvas de CMOD ao longo do número de ciclos para o concreto de alta resistência reforçado com fibras de aço apresentam duas fases distintas. Inicialmente, a abertura de fissura aumenta a uma taxa praticamente constante. Em seguida, ao atingir por volta de  $n/N$  igual a 90%, ocorre um crescimento súbito de CMOD, indicando que a amostra está próxima de atingir seu colapso total. O concreto de ultra alto desempenho, por outro lado, não alcança o estágio de crescimento súbito da abertura de fissura, mantendo uma taxa de evolução de CMOD muito similar à do concreto de alta resistência até atingir o limite de 1.000.000 de ciclos. Em relação ao concreto de alta resistência, não é possível perceber uma influência da quantidade de fibras na taxa de evolução de CMOD ao longo do ensaio de fadiga.

O processo de pré-fissuração executado antes da realização dos ensaios de fadiga compromete a capacidade da matriz cimentícia de resistir às forças de tração na flexão dos prismas na seção fissurada. Dessa maneira, a variação da carga entre  $f_{máx}$  e  $f_{mín}$  promove o surgimento gradual de microfissuras na interface entre fibra e matriz, que com a degradação do compósito levam ao crescimento da macro fissura no meio da seção da amostra. Essa degradação gradual acarreta no incremento do dano do material devido ao *pull-out* da fibra ao longo da fadiga [40].

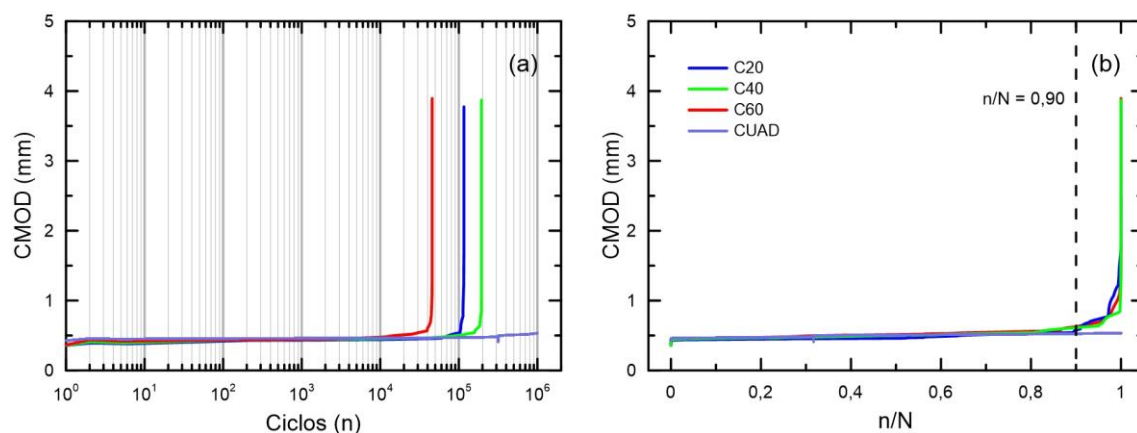


Figura 5. Evolução da abertura de fissuras ao longo do ensaio de fadiga em função de (a) ciclos ( $n$ ) e (b) número de ciclos ( $n$ ) relativo ao seu número máximo ( $N$ ).

Tabela 4. Resultados obtidos a partir dos ensaios de fadiga para os concretos estudados

| Mistura | Ensaio de fadiga       |                            |                  |                  |                       |                       |                   |                   |
|---------|------------------------|----------------------------|------------------|------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------|-------------------|
|         | $N_{m\acute{a}x}$<br>- | $f_{m\acute{a}x}$<br>(MPa) | $CMOD_f$<br>(mm) | $k_0$<br>(kN/mm) | $k_{0,50}$<br>(kN/mm) | $k_{0,90}$<br>(kN/mm) | $D_{0,50}$<br>(%) | $D_{0,90}$<br>(%) |
| C20     | 116.114                | 2,3                        | 4,0              | 50               | 48                    | 36                    | 6%                | 30%               |
| C40     | 194.483                | 3,9                        | 4,0              | 74               | 63                    | 54                    | 16%               | 29%               |
| C60     | 45.739                 | 6,2                        | 4,0              | 121              | 95                    | 83                    | 21%               | 30%               |
| CUAD    | 1.000.000              | 8,7                        | 0,5              | 176              | 139                   | 132                   | 20%               | 25%               |

### 4.3 Degradação mecânica no ensaio de fadiga

Depois do dano localizado devido à pré-fissura, o dano acumulado controla o comportamento tensão-deformação na zona fissurada [40]. A propagação do dano no concreto acarreta no declínio do módulo secante do concreto, podendo atingir até 30% do seu valor inicial como relatado em pesquisas anteriores [29, 30]. Os valores de evolução do dano podem ser usados como critério para prever a proximidade da estrutura a sua falha à fadiga.

A Figura 6 ilustra a queda de rigidez do concreto C40 ao longo do ensaio de fadiga. A perda de rigidez revela um aumento na abertura de fissuras e denota uma degradação mecânica do CRF [41]. A rigidez é usada para avaliar o índice de dano (D) na equação 1, que tem como referência a rigidez  $k_0$  e a rigidez em função do índice  $n/N$ ,  $k_{n/N}$ . A rigidez  $k_0$  está associada ao ciclo (n) igual a 400, que foi escolhida como referência para reduzir as imprecisões associadas aos primeiros ciclos do ensaio de fadiga.

$$D = 1 - \frac{k_{n/N}}{k_0} \quad (1)$$

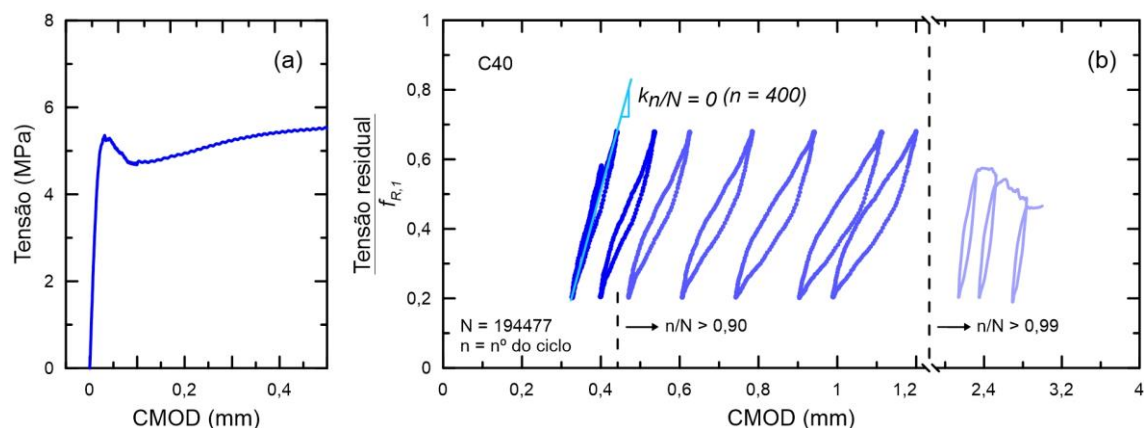


Figura 6. Realização do ensaio de fadiga no concreto C40: (a) pré-fissuração até atingir CMOD igual a 0,50 mm e (b) ensaio de fadiga com variação entre 70% de  $f_{R,1}$  e 30% de  $f_{m\acute{a}x}$ .

A Figura 7 (a), por sua vez, traz a queda de rigidez ao longo da evolução dos ciclos de carga e descarga, tornando possível comparar a rigidez dos diferentes compósitos reforçados com fibras. A contribuição das fibras na rigidez do material compósito já foi amplamente discutida, especialmente em relação ao uso de fibras contínuas ou tecidos inseridos em diversas matrizes [42, 43]. Porém, pouco foi discutido em relação à perda de rigidez do concreto reforçado com fibras sob fadiga. As curvas apresentadas na Figura 7 (a) mostram de forma clara a influência das fibras na rigidez do concreto pré-fissurado, já que há uma relação entre tensão residual ( $f_{R,1}$ ) e a rigidez do CRFA.

Especificamente para o concreto de alta resistência, a rigidez é tão maior quanto maior a fração volumétrica das fibras de aço. No caso do CUAD, a rigidez é ainda superior em relação a C20, C40 e C60. A maior rigidez está associada a um maior número de fibras na seção fissurada, que pode ser avaliada através da tensão residual na abertura de fissuras de 0,50 mm ( $f_{R,1}$ ). Enquanto CUAD resultou em 17,32 MPa para  $f_{R,1}$ , o concreto C20 apresentou 3,31 MPa (Tabela 4). No caso da rigidez  $k_0$ , o CUAD apresentou 178 kN/mm e o C20 resultou em 50 kN/mm (Tabela 5). Como a matriz de concreto já está fissurada, sua rigidez pouco contribui ao longo dos ciclos de fadiga, acarretando em uma significativa variação de rigidez do compósito dependendo de  $f_{R,1}$ .

A Figura 7 (b) apresenta a queda de rigidez em função da abertura de fissura. Não é possível verificar uma relação direta entre essas duas variáveis. Enquanto a rigidez decresce ao longo dos ciclos, pouco se observa em relação ao aumento da abertura de fissuras. Porém, ao atingir a marca de  $n/N$  igual a 0,90, há um incremento muito acentuado de CMOD, associado ao fim da vida útil à fadiga do concreto de alta resistência. O mesmo comportamento não é observado no caso do CUAD, já que esse material compósito cimentício não atingiu a ruptura, mesmo após 1.000.000 de ciclos.

A Figura 8 traz a evolução do índice de dano, calculado a partir da equação 1, ao longo dos ciclos  $n/N$  dos ensaios de fadiga. Apesar dos valores de rigidez variarem significativamente dependendo da quantidade de fibras na seção fissurada, a evolução do índice de dano apresentou muitas semelhanças para as composições estudadas. A evolução do índice de dano é gradual até atingir por volta de 30% em  $n/N$  igual a 0,90, como mostrado na Tabela 4. No caso dos concretos C20, C40 e C60, o índice de dano começa a aumentar vertiginosamente até a atingir a ruptura dos compósitos.

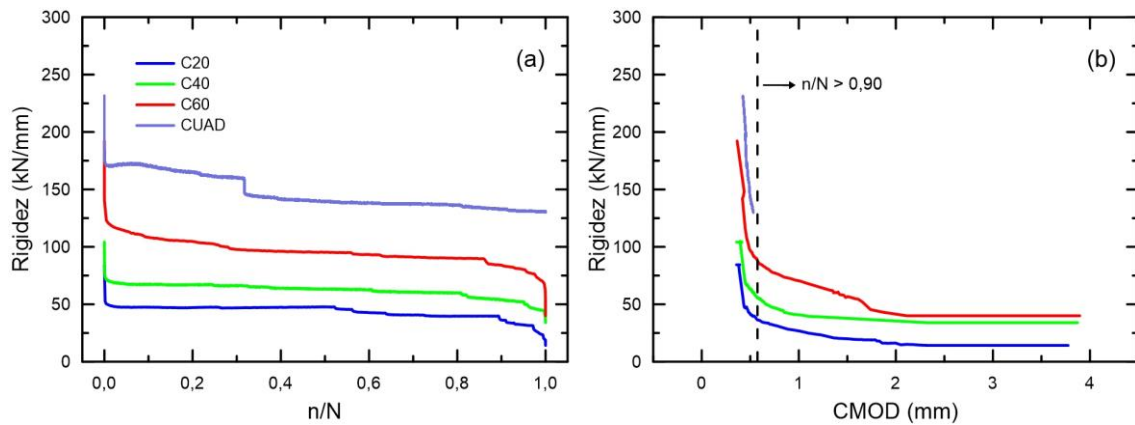


Figura 7. Variação da rigidez ao longo do ensaio de fadiga em função de (a) ciclos  $n/N$  e (b) abertura de fissuras.

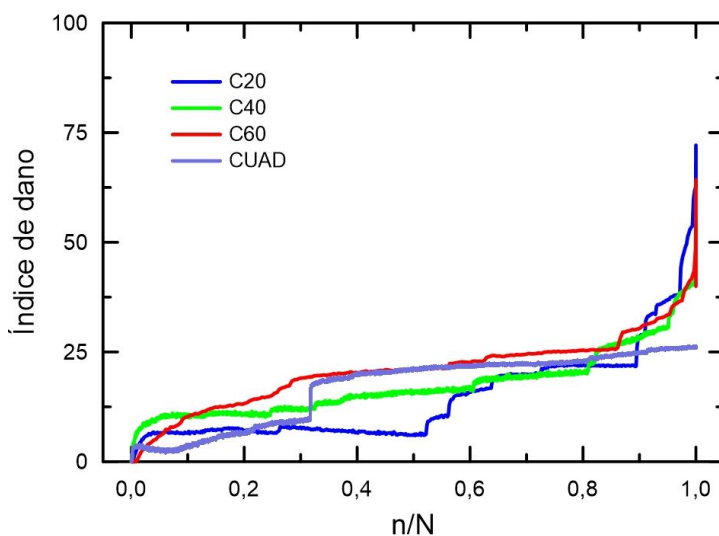


Figura 8. Evolução do índice de dano ao longo dos ciclos  $n/N$

## 5 CONCLUSÕES

O presente trabalho traz os primeiros resultados obtidos no âmbito do Projeto P&D ANEEL Fadiga relacionados ao comportamento e à degradação mecânica do concreto de alta resistência e do concreto de ultra alto desempenho reforçados com fibras de aço quando submetidos à fadiga. Os corpos de prova prismáticos foram pré-fissurados até atingir o valor de CMOD igual a 0,50 mm e, em seguida, submetidos a uma variação de carga entre 70% da tensão residual e 20% da tensão máxima ( $f_{m\acute{a}x}$ ). As principais conclusões obtidas nos resultados parciais do programa de pesquisa são:

- As curvas de abertura de fissura ao longo do número de ciclos para o concreto de alta resistência reforçado com fibras de aço apresentam duas fases distintas. Inicialmente, a abertura de fissuras aumenta a uma taxa pratica-

mente constante e, ao atingir de  $n/N$  igual a 90%, ocorre um crescimento súbito de CMOD, indicando que a amostra vai atingir seu colapso total. O concreto de ultra alto desempenho, por outro lado, não alcança o estágio de crescimento súbito da abertura de fissuras, mantendo uma taxa de evolução de CMOD muito similar ao concreto de alta resistência até atingir o limite de 1.000.000 de ciclos.

- A rigidez do concreto pré-fissurado com fibras está relacionada com a quantidade de fibras presentes na seção fissurada. Foi possível notar uma relação de proporcionalidade entre as tensões residuais em CMOD igual a 0,50 mm e a rigidez do concreto com fibras de aço. Como a matriz de concreto já está fissurada, sua rigidez pouco contribui ao longo dos ciclos de fadiga, acarretando em uma significativa variação de rigidez do compósito dependendo de  $f_{R,1}$ .
- Visando a aplicação do concreto reforçado com fibras em torres eólicas, as fibras de aço podem contribuir com o aumento da rigidez da estrutura, constantemente submetida a carregamentos cíclicos ao longo de sua vida útil devido à atuação do vento e do movimento do rotor. O monitoramento da degradação mecânica é fundamental para entender em que ponto da vida útil está o material. Resultados preliminares mostram que ao atingir por volta de 30% de dano dos concretos de alta resistência, o material começa a alcançar um estágio próximo de sua ruptura.

Os resultados mostram-se promissores no que tange ao controle da abertura de fissuras e ao aumento da rigidez com o uso dos materiais, podendo indicar que a adição de fibras no concreto viabiliza um aumento na vida útil e uma redução nas necessidades de manutenção das estruturas.



## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 GANNOUM, E. **O desenvolvimento da indústria de energia eólica no Brasil**: aspectos de inserção, consolidação e sustentabilidade. *Cadernos Adenauer*, vol. 3, p. 57-71, 2014.
- 2 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. ABEÓLICA. **Boletim anual de geração eólica**. São Paulo, 2016.
- 3 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. ABEÓLICA. **Boletim anual de geração eólica**. São Paulo, 2013.
- 4 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL, **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília, 2005.
- 5 MULTINACIONAL reabre fábrica de torres de concreto no RN para atender parque eólico. **AgoraRN**, Natal, 18 de dez. de 2018. Disponível em: <<https://agoram.com.br/economia/multinacional-reabre-fabrica-de-torres-de-concreto-no-rn-para-atender-parque-e-olico-no-ceara/>>. Acesso em: 27 de jul. de 2021
- 6 QUILLIGAN, A. O'CONNOR, A. PAKRASHI, V. Fragility of steel and concrete wind turbine towers. **Engineering Structures**, vol. 36, p. 270-282, 2012.
- 7 HAU, E. **Wind turbines: fundamentals, technologies, applications, economics**. 2<sup>o</sup> ed. Springer, 2006.
- 8 HARTE, R. VAN ZIJL, G. Structural stability of concrete wind turbines and solar chimney towers exposed to dynamic wind action. **Journal of Wind Engineering**, vol. 95, p. 1079-1096, 2007.
- 9 OSORIO, L. BASU, B. Unavailability of wind turbines due to wind-induced accelerations. **Engineering Structures**, vol. 30, p. 885–893, 2008.
- 10 JIN, Q. LI, V. Development of lightweight engineered cementitious composite for durability enhancement of tall concrete wind towers. **Cement and Concrete Composites**, vol. 96, p. 87-94, 2019
- 11 THE CONCRETE CENTER, **Concrete towers for onshore and offshore wind farms: conceptual design studies**, 2005.
- 12 JIN, Q. LI, V. Structural and durability assessment of ECC/concrete dual-layer system for tall wind turbine towers. **Engineering Structures**, vol. 196, 2019.
- 13 KIM, M. KIM, T. LEE, D. KIM, M. Experimental Investigation of the Steel-Concrete Joint in a Hybrid Tower for a Wind Turbine under Fatigue Loading. **KSCE Journal of Civil Engineering**, vol. 23, p. 2971-2982, 2019.
- 14 BAI, X. HE, M. MA, R. HUANG, D. CHEN, J. Modelling fatigue degradation of the compressive zone of concrete in onshore wind turbine foundations. **Construction and Building Materials**, vol. 133, p. 425-437, 2017.
- 15 MEHTA, P. BURROWS, R. Building durable structures in the 21st century. **Concrete International**, vol. 23, p. 57-63, 2001.
- 16 ABBAS, S. NEHDI, M. SALEEM, M. Ultra-high performance concrete: mechanical performance, durability, sustainability and implementation challenges. **International Journal of Concrete Structures Materials**, vol. 10, p. 125-138, 2016.

- 17 SHI, X. XIE, N. FORTUNE, K. GONG, J. Durability of steel reinforced concrete in chloride environments: An overview. **Construction and Building Materials**, vol. 30, p. 125-138, 2012.
- 18 BERROCAL, C. FERNANDEZ, I. LUNDGREN, K. LÖFGREN, I. Corrosion-induced cracking and bond behaviour of corroded reinforcement bars in SFRC. **Composites Part B**, vol. 113, p. 123-137, 2017.
- 19 LEE, M. BARR, B. An overview of the fatigue behavior of plain and fiber reinforced concrete. **Cement & concrete Composites**, vol. 26, p. 299-305, 2004.
- 20 GRZYBOWSKI, M. MEYER, C. Damage accumulation in concrete with and without fiber reinforcement. **ACI Materials Journal**, vol. 90, p. 594-604, 1993.
- 21 CACHIM, P. FIGUEIRAS, J. PEREIRA, P. Fatigue behavior of fiber-reinforced concrete in compression. **Cement & Concrete Composites**, vol. 24, p. 211-217, 2002.
- 22 POVEDA, E. RUIZ, G. CIFUENTES, H. YU, R. ZHANG, X. Influence of the fiber content on the compressive low-cycle fatigue behavior of the self-compacting SFRC. **International Journal Fatigue**, vol. 101, p. 9-17, 2017.
- 23 BANJARA, N. RAMANJANEYULU, K. Experimental investigations and numerical simulations on the flexure fatigue behavior of plain and fiber-reinforced concrete. **Journal of Materials in Civil Engineering**, vol. 30, 2018.
- 24 SINGH, S. SHARMA, U. Flexure fatigue strength of fibrous concrete beams. **Advances in Structural Engineering**, vol. 10, p. 197-207, 2007.
- 25 GOEL, S. SINGH, P. Fatigue performance of plain and steel fibre reinforced self-compacting concrete using S-N relationship. **Engineering Structures**, vol. 74, p. 65-73, 2014.
- 26 INTERNATIONAL FEDERATION FOR STRUCTURAL CONCRETE. **CEB-FIB**, 2010.
- 27 HSU, T. Fatigue of plain concrete. **Journal of American Concrete Institute**, vol. 76, p. 292-305, 1981.
- 28 Standard DNVGL-ST-0126. **Support structures for wind turbines**, DNV GL AS, 2016.
- 29 CARLESSO, D. DE LA FUENTE, A. CAVALARO, S. Fatigue of cracked high performance fiber reinforced concrete subjected to bending. **Construction and Building Materials**, vol. 220, p. 444-455, 2019.
- 30 CARLESSO, D. CAVALARO, S. DE LA FUENTE, A. Flexural fatigue of pre-cracked plastic fibre reinforced concrete: Experimental study and numerical modeling. **Cement and Concrete Composites**, vol. 115, 2021.
- 31 RIBEIRO, Marcelo. Complexo Eólico de Fortim - 123 MW. **Furnas**. Disponível em: <<http://www.furnas.com.br/subsecao/362/complexo-eolico-de-fortim--123mw?culture=pt>>. Acesso em: 27 de jul. de 2021
- 32 COMPLEXO Eólico de Fortim. **Brasil Ventos**, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.brasilventos.com.br/BV/fortim.asp>>. Acesso em: 27 de jul. de 2021
- 33 CUNHA, Leonardo. Complexo Eólico de Fortim entra em operação. **Furnas**, 20 de abr. de 2020. Disponível em: <<https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/1454/complexo-eolico-de-fortim-entra-em-operacao>>. Acesso em: 27 de jul. de 2021
- 34 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5733**: Cimento Portland de alta resistência inicial. ABNT, 1991.
- 35 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 12653**: Materiais pozolânicos. ABNT, 1992.

- 36 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11768**: Aditivos químicos para concreto de cimento Portland – Requisitos. ABNT, 2011.
- 37 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15823-1**: Concreto autoadensável – Parte 1: classificação, controle e recebimento no estado fresco. ABNT, 2017.
- 38 ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15823-2**: Concreto autoadensável – Parte 2: Determinação do espalhamento, do tempo de escoamento e do índice de estabilidade visual - Método do cone de Abrams. ABNT, 2017.
- 39 EUROPEAN STANDARD. **EN 14651**: Test method for metallic concrete - Measuring the flexural tensile strength (limit of proportionality (LOP), residual), 2005
- 40 FATAAR, H. COMBRINCK, R. BOSHOFF, W. An experimental study on the fatigue failure of steel fibre reinforced concrete at a single fibre level. **Construction and building Materials**, 2021.
- 41 BOULEKBACHE, B. HAMRAT, M. CHEMROUK, M. AMZIANE, S. Flexural behavior of steel fiber-reinforced concrete under cyclic loading. **Construction and Building Materials**, vol. 126, p. 253-262, 2016.
- 42 MOBASHER, B. **Mechanics of Fiber and Textile Reinforced Cement Composites**: 1<sup>st</sup> ed. CRC Press, 2019.
- 43 BENTUR A, MINDNESS, S. **Fiber reinforced cementitious composites**. 2<sup>nd</sup> ed. Taylor & Francis, 2007.

## CONTRIBUIÇÕES DE ENGENHARIA COSTEIRA AO PROJETO DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

Claudio F. Neves<sup>(1)</sup> , Laura Aguilera<sup>(2)</sup>

(1) Programa de Engenharia Oceânica, COPPE, UFRJ, [neves@oceanica.ufrj.br](mailto:neves@oceanica.ufrj.br)

(2) Programa de Engenharia Oceanica, COPPE,UFRJ, [lauraaguilera@oceanica.ufrj.br](mailto:lauraaguilera@oceanica.ufrj.br)

### RESUMO

O artigo aborda as contribuições de engenharia costeira, mais especificamente a interação de ondas com um conjunto de monopilares, demonstrando que existe um fenômeno complexo, resultante da múltipla difração das ondas e suas respectivas interações. Este efeito irá influenciar como as ondas atingirão a linha de costa, não importando a distância. Mostram-se resultados que sugerem efeitos sobre o transporte de sedimentos associado às ondas e à interação turbulenta entre as correntes oceânicas e as estruturas de suporte aos aerogeradores. O artigo conclui com algumas considerações sobre mudança do clima e projeto de parques eólicos no Brasil.

### ABSTRACT

The manuscript brings some known concepts in coastal engineering, namely wave interaction with monopiles, demonstrating the complex pattern which results from this interaction with the ensemble of monopiles. This effect may reach the coast regardless from the distance the farm is offshore. Results show evidence of sediment transport associated to the waves and to the turbulent interaction between current and the structures. The discussion concludes with remarks about climate changes and the design of offshore wind farms in Brazil.

### INTRODUÇÃO

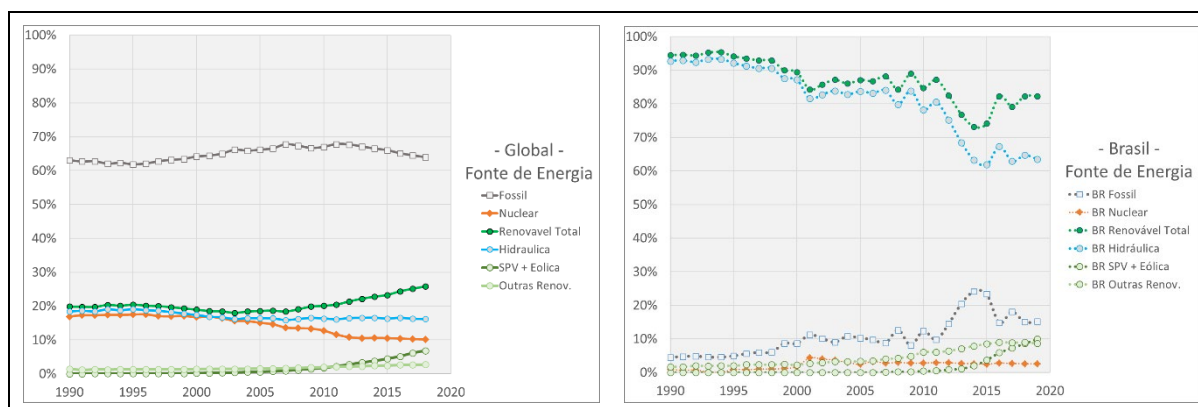
Crescimento populacional, desenvolvimento econômico, opções tecnológicas e preocupações ambientais formam a base para o planejamento e projeções da produção de energia em qualquer país, em qualquer época da história humana.

Como diz o anedotário, a Idade da Pedra não acabou por falta de pedra, mas pela descoberta e manuseio de novos materiais; a Idade do Petróleo tampouco terminará pela falta de petróleo, mas pela descoberta e controle de novas fontes energéticas. Assim como as pedras encontraram usos mais nobres, o mesmo acontecerá com o petróleo.

A crise climática, desenhada pela primeira vez na UNCED (Rio de Janeiro, 1992), ratificada na UNCCC COP 21 (Paris, 2015) e descrita em vários relatórios do IPCC, o último em agosto de 2021, acrescentou uma nova perspectiva à questão energética em âmbito mundial. O conceito de desenvolvimento sustentável, formulado nas declarações de Estocolmo (1972), Nairobi (1982) e Rio de Janeiro (1992), traz embutido em si próprio a necessidade de renovação das fontes energéticas. A

mudança do clima do planeta vai impor, por diversos meios, mudanças no consumo de energia, migrações internas e continentais, novas tecnologias para geração de energia, redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE).

A matriz energética brasileira, assentada em usinas hidroelétricas e, portanto, de baixa emissão de GEE, sempre contrastou com as matrizes de outros países no cenário mundial, onde a produção energética baseia-se em combustíveis fósseis (Figura 1). Recentemente, percebeu-se que os planos estratégicos, elaborados sobre informações hidrológicas de 50 anos atrás, talvez não venham a resistir à mudança do clima global, assim como à mudança de uso do solo, usos múltiplos da água e clima no Brasil. Um novo planejamento estratégico se faz necessário, exigindo a identificação de tendências de longo prazo para parâmetros ambientais e sociais, de acordo com cenários climáticos futuros que já são possíveis de serem delineados.



**Figura 1:** Comparação entre fontes de produção de energia no mundo (esquerda) e no Brasil (direita). (Fonte: IEA, 2020, Data and Statistics, <https://www.iea.org/data-and-statistics/datatables?country=WORLD&energy=Electricity&year=2018> , acessado em 9 de agosto de 2021)

Segundo dados apresentados no portal da IEA, a quantidade total de energia gerada aumentou 125% entre 1990 e 2018, passando de 11,8 para 26,7 PGWh. A partir da análise da Figura 1, verifica-se que, ao longo deste período, a contribuição do carvão, petróleo e gás natural manteve-se estável entre 63% e 67%. Globalmente, a "Transição Energética" significa três mudanças importantes: (1) uma implementação gradual de usinas à base de gás natural, que aumentou de 14% em 1990 para 23% da produção total de energia em 2018, (2) o aumento da contribuição das fontes renováveis, passando de 14% para 23% da geração total, e (3) o declínio constante da contribuição da energia nuclear, de 17% para 10%, especialmente após o acidente de Fukushima. Embora os combustíveis fósseis continuem a ser a base para a geração de energia, o gás natural tornou-se a escolha como o "combustível de transição", pois contribui menos para a produção de GEE.

Em contraste, a matriz elétrica brasileira tem participação de 84% de fontes renováveis (EPE, 2018), composta por cinco fontes: hidráulica (58%), biomassa (11%), eólica (9%), PCH (4%) e solar-fotovoltaica (2%), enquanto o gás natural responde por 7% da matriz (EPE, 2020). No entanto, a contribuição dos combustíveis fósseis aumentou significativamente nas últimas décadas, com uma paradoxal diminuição das fontes renováveis (Figura 1). Esta tendência contrasta com o cenário mundial, onde a participação da energia renovável está substituindo a geração nuclear e a contribuição dos combustíveis fósseis permanece em um nível aproximadamente constante.

Neste cenário de geração energética, mundial e brasileiro, insere-se a geração eólica e, em particular, a geração eólica no mar, motivada pela necessidade (e urgência) de descarbonizar as matrizes de geração. A partir de agora, as mudanças climáticas representam um desafio significativo e inevitável para o setor energético.

A crise do petróleo de 1973 levou o Brasil à exploração no mar, seguindo iniciativas bem-sucedidas no Golfo do México e no Mar do Norte. A crise climática levará o Brasil à exploração de fontes de energia no mar e, no momento, a energia eólica oceânica é o modo com tecnologia estável, economicamente viável e comprovadamente bem-sucedido, embora ambientalmente ainda haja preocupações.

O artigo divide-se em três partes. A primeira discute possíveis consequências da interação entre os parques eólicos e os agentes hidrodinâmicos (ondas e correntes), trazendo consequências para o próprio empreendimento. A segunda discute potenciais consequências, sobre a linha de costa, das alterações causadas sobre o campo de ondas. A terceira parte, finalmente, abordará alguns aspectos sobre a exposição dos parques eólicos a um clima em processo de mudança.

## **EFEITOS HIDRODINÂMICOS NO INTERIOR DOS PARQUES EÓLICOS**

A experiência da exploração do petróleo no mar legou à geração atual da geração eólica offshore a ter prudência em termos de impactos ambientais sobre a vida marinha, além das considerações necessárias sobre aspectos físicos do projeto nas fases de instalação, de operação e de descomissionamento do parque. O Quadro 1 compara o perfil de licenciamento ambiental e de outras considerações em seis países: Reino Unido, Alemanha, Estados Unidos, Japão, Austrália e México. Percebe-se a diferença entre esses países, num espectro que vai desde um estágio legislativo bastante avançado e de uma indústria já bem implantada (Reino Unido e Alemanha), para países que ainda enfrentam dificuldades na aceitação, com legislação bastante rígida e ainda no início de implantação (Estados Unidos e Japão), a países que não têm operações funcionando, a legislação aplicável é uma extensão daquela aplicada em instalações em terra (Austrália e México). Este é o estágio em que se encontra o Brasil no momento.

**Quadro 1:** Comparação entre processos de avaliação de impactos ambientais. (Fonte: White & Case, 2019).

|   | Alemanha                            | Austrália                           | Estados Unidos                      | Japão   | México                              | Reino Unido  |
|---|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|-------------------------------------|--|
| <b>Responsabilidade - Administração:</b>  |                                     |                                     |                                     |   |                                     |  |
| • Mar territorial   | Estado < 12 mn                      | Estado < 3 mn                       | BOEM                                | —   | SEMARNAT                            | Crown Estate   |
| • Zona Econômica Exclusiva  | BSH                                 | Common.                             | BOEM                                | METI + MOE  |                                     |  |
| <b>Legislação:</b>  |                                     |                                     |                                     |   |                                     |  |
| • Mar territorial   | Lei Federal                         | EPBC Act + State                    | NEPA                                | —   | —                                   | Electricity , Planning , MCA , Energy Acts                     |
| • Zona Econômica Exclusiva  | SeeAnIV WindSeeG                    | EPBC Act                            | NEPA                                | EIA Act   | —                                   |  |
| <b>Interferências:</b>  |                                     |                                     |                                     |   |                                     |  |
| • Defesa nacional   | <input checked="" type="checkbox"/> | Common.                             | <input checked="" type="checkbox"/> |   | —                                   | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| • Interferência e segurança à navegação   | <input checked="" type="checkbox"/> | Common.                             | <input checked="" type="checkbox"/> |   | —                                   | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| • Paisagem  | —                                   | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>                 | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| • Risco de poluição   | <input checked="" type="checkbox"/> | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/> |   | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| • Impactos sobre animais marinhos: habitat, ruído, luz  | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>                 | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| • Sítios históricos   | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>                 | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| • Aspectos legais diversos  | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>                 | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| • Audiências públicas, aspectos sociais   | <input checked="" type="checkbox"/> |                                     | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>                 | <input checked="" type="checkbox"/> |  |
| <b>EIA</b>  |                                     |                                     |                                     |   |                                     |  |
| • Meio biótico <ul style="list-style-type: none"> <li>• organismos bentônicos</li> <li>• peixes</li> <li>• mamíferos marinhos</li> <li>• pássaros marinhos</li> <li>• morcegos</li> <li>• áreas protegidas</li> <li>• biomas</li> </ul> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/><br>(- morcegos) | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/><br>(foco nas Etapas 2 e 4) |
| • Hidrodinâmica   | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>                 | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| • Geologia  | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>                 | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| <b>Etapas</b>   |                                     |                                     |                                     |   |                                     |  |
| 0. Monitoramento (biótico e abiótico)   | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>                 | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| 1. Projeto (pré-construção)   | <input checked="" type="checkbox"/> | —                                   | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>                 | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| 2. Construção   | <input checked="" type="checkbox"/> | —                                   | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>                 | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| 3. Operação   | 25 anos                             | —                                   | 25 anos                             | 20 anos   | N/E                                 | <input checked="" type="checkbox"/>                            |
| 4. Descomissionamento   | seguro                              | —                                   | Etapa 1 , prazo                     | estimativa de custos                                | —                                   | <input checked="" type="checkbox"/>                            |

Com certeza o nível de controle e de monitoramento ambiental conduzido atualmente é muito mais rigoroso do que o praticado no início da exploração do petróleo no mar. São avaliados aspectos relacionados ao ruído, à contaminação das águas e ao revolvimento do fundo marinho, especialmente na fase de construção. A interferência dos aerogeradores sobre aves marinhas, especialmente aquelas em rotas migratórias, e morcegos há que ser considerada na fase de operação,

devendo o monitoramento ser iniciado com antecedência de até 3 anos, no caso dos EUA, país que apresenta maiores restrições ambientais. Finalmente, precisam ser pesquisados os efeitos de campo elétrico gerado pelos cabos submersos sobre a vida marinha, tanto na ligação entre aerogeradores, quanto na chegada em dos cabos terra, atravessando a zona de arrebentação das ondas. O descomissionamento dos parques também é considerado já nas fases iniciais do processo de licenciamento, o que não foi feito no caso da exploração do petróleo no mar, exigindo monitoramento e ações específicas de controle, além de provisão de recursos (no caso do Reino Unido) ou de contratação de seguro (no caso da Alemanha).

Os aspectos sedimentológicos nas diversas diretrizes, orientações e dispositivos legais de licenciamento ambiental são tratados quanto aos efeitos de dragagem e de escavações no fundo marinho, especialmente no tocante às perturbações no habitat e impactos sobre organismos bentônicos. No entanto, a interação entre a hidrodinâmica (ondas e correntes marinhas) e as estruturas pode colocar sedimentos em suspensão que se deslocam a grandes distâncias. Estes processos ficam evidenciados na sequência de imagens da Figura 2, obtidas pela NASA, para a região do London Array. Existem processos hidro-sedimentológicos na escala do estuário, com vórtices que abrangem a totalidade do empreendimento (Figura 2-B), com eventual deposição de sedimentos. Observando em maior detalhe (Figura 2-C), porém, verifica-se que as correntes interagindo com os monopilares, colocam sedimentos em suspensão, que se propagam em uma esteira por extensão da ordem de 10 km. Tais aspectos não foram considerados na documentação apresentada no portal do London Array, mas são bem documentados na literatura (e.g. Vanhellefont e Ruddick 2014).

Nielsen, Sumer e Petersen (2014) relatam o solapamento do enrocamento de proteção em Horns Rev, de maneira diferenciada entre os monopilares. Tal fenômeno somente pode ser explicado se for considerada a interação entre as ondas, as correntes e o conjunto de estruturas. Não se trata de investigar apenas uma fundação isolada, pois a interação (difração) em torno das estruturas e a interação de múltiplas ondas difratadas produzirá um efeito diferente daquele que ocorre em uma estrutura (cilíndrica) isolada.

Aguilera (2020) investigou a propagação de ondas monocromáticas através de arranjos de com 4, 16, 25, 50 e 70 monopilares cilíndricos com diâmetro de 10 m, espaçados de 300 m × 800 m, em profundidade de 10 m, para diferentes períodos de onda entre 6 e 14 s, e para diferentes direções de incidência das ondas. Aguilera, Rosman e Neves (2020) apresentam detalhadamente a diferença que existe entre um cilindro isolado e quatro cilindros. Para um arranjo de 70 monopilares (14 × 5), a Figura 3 mostra a diferença que existe no padrão de alturas de ondas entre os monopilares no caso de ondas com 6 s e 14 s.

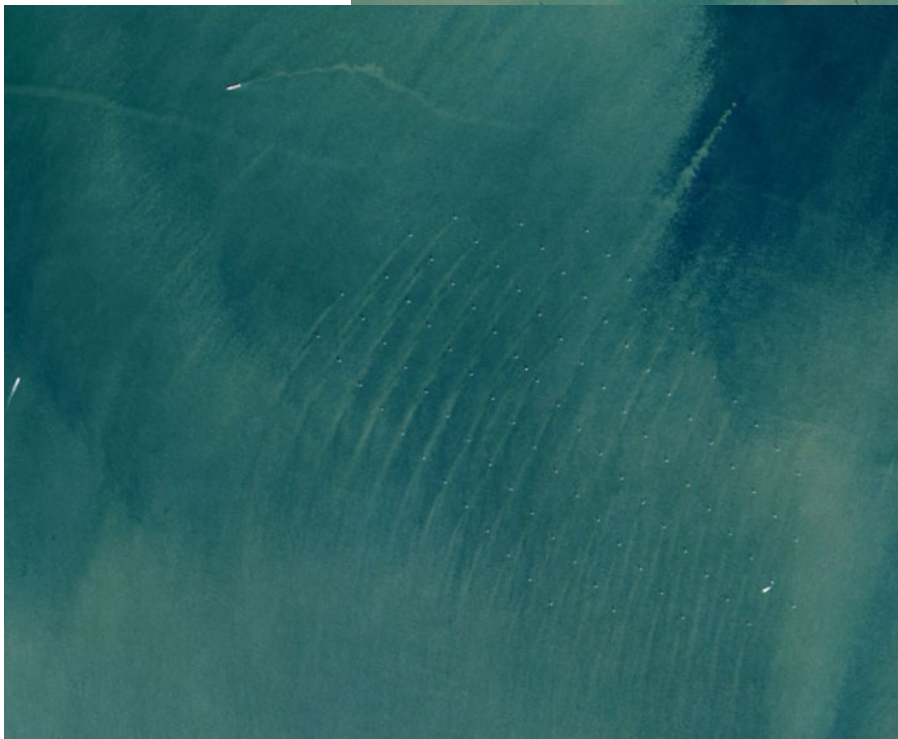
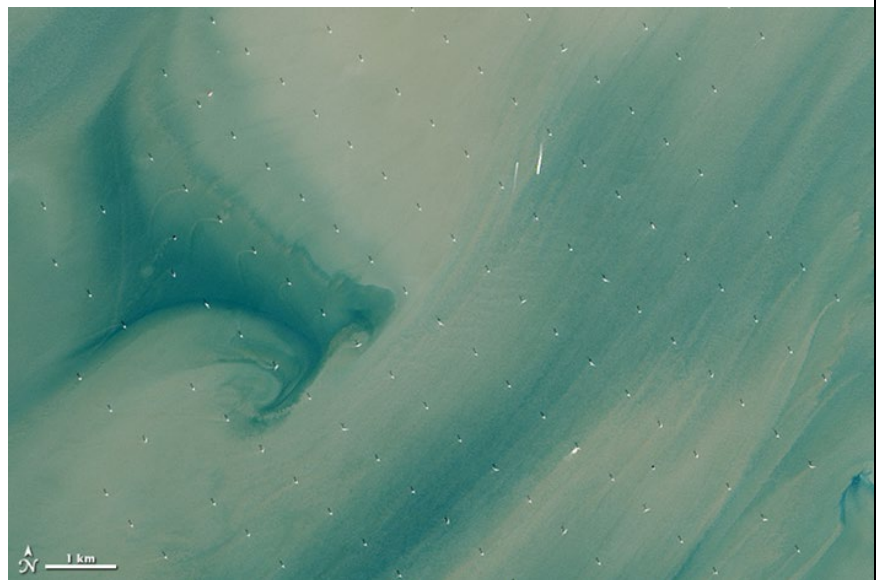




**Figura 2-A:** London Array visto do espaço.  
(Fonte: Nasa Earth Observatory)

<https://earthobservatory.nasa.gov/images/82844/the-london-array>

**Figura 2-B:** Detalhe do retângulo branco em 2-A, indicando vórtices e transporte de sedimentos na escala do estuário.



**Figura 2-C:** Detalhe do retângulo amarelo em 2-A, indicando esteira de sedimentos causada por turbulência local em pequena escala.

A variação da altura das ondas entre os pilares implica em diferentes esforços sobre as estruturas, mas também diferenças nas velocidades orbitais das ondas e consequentes efeitos sobre o transporte de sedimentos no fundo. A figura 4 mostra, para uma onda de 10 s incidindo em diferentes direções, como a amplitude da velocidade orbital da onda no fundo varia, o que traz consequências para o transporte de sedimentos, especialmente se no local houver a presença de correntes (de maré ou de vento) que naturalmente provocariam turbulência em torno das estruturas dos aerogeradores.

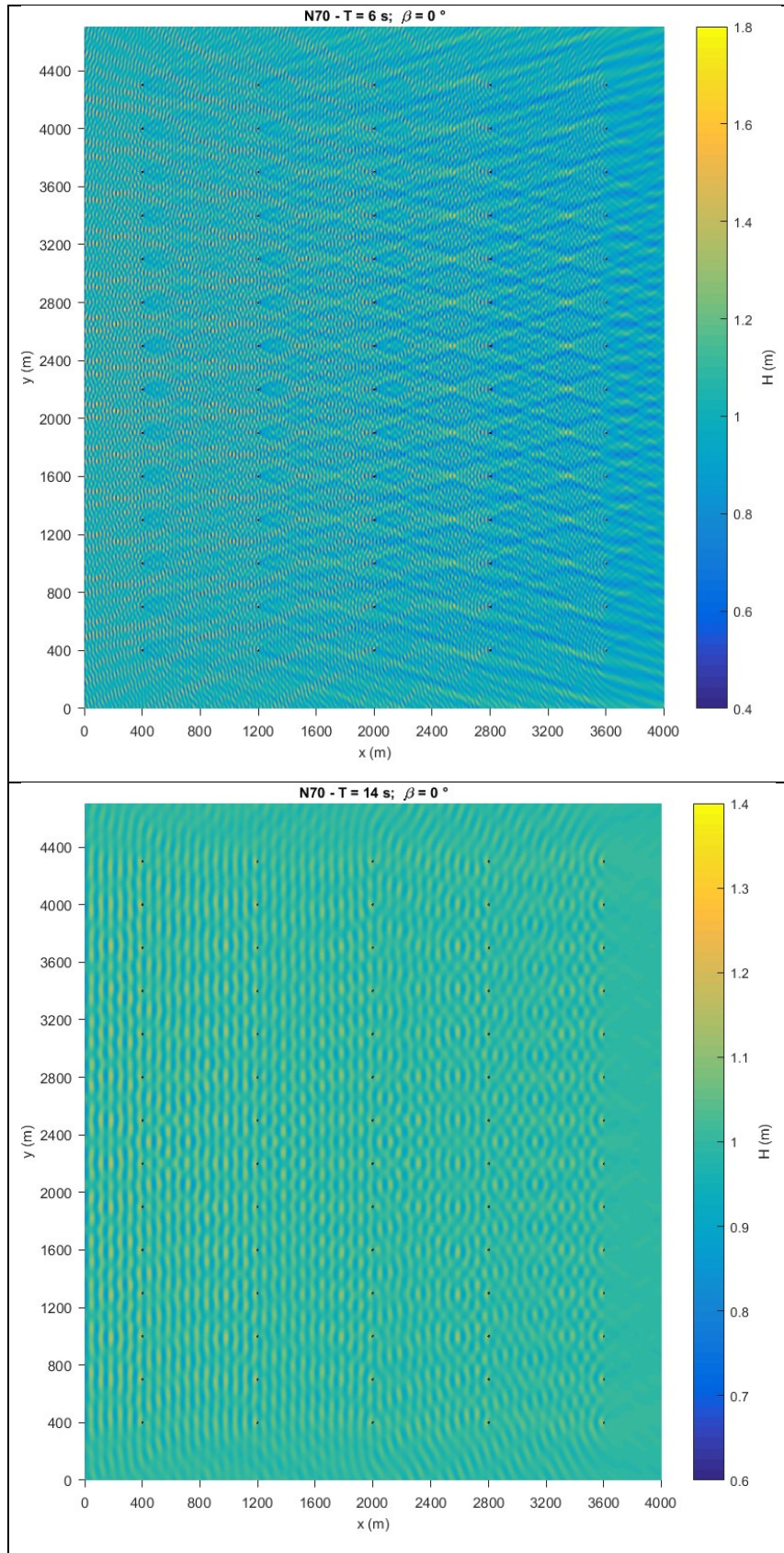
Conclui-se, portanto, que não apenas o período das ondas é um parâmetro relevante para o dimensionamento das estruturas e das fundações, como também para a avaliação de impactos ambientais. As análises apresentadas utilizaram o modelo WAMIT ( <https://www.wamit.com/> ).

### **EFEITOS DISTANTES DOS PARQUES EÓLICOS**

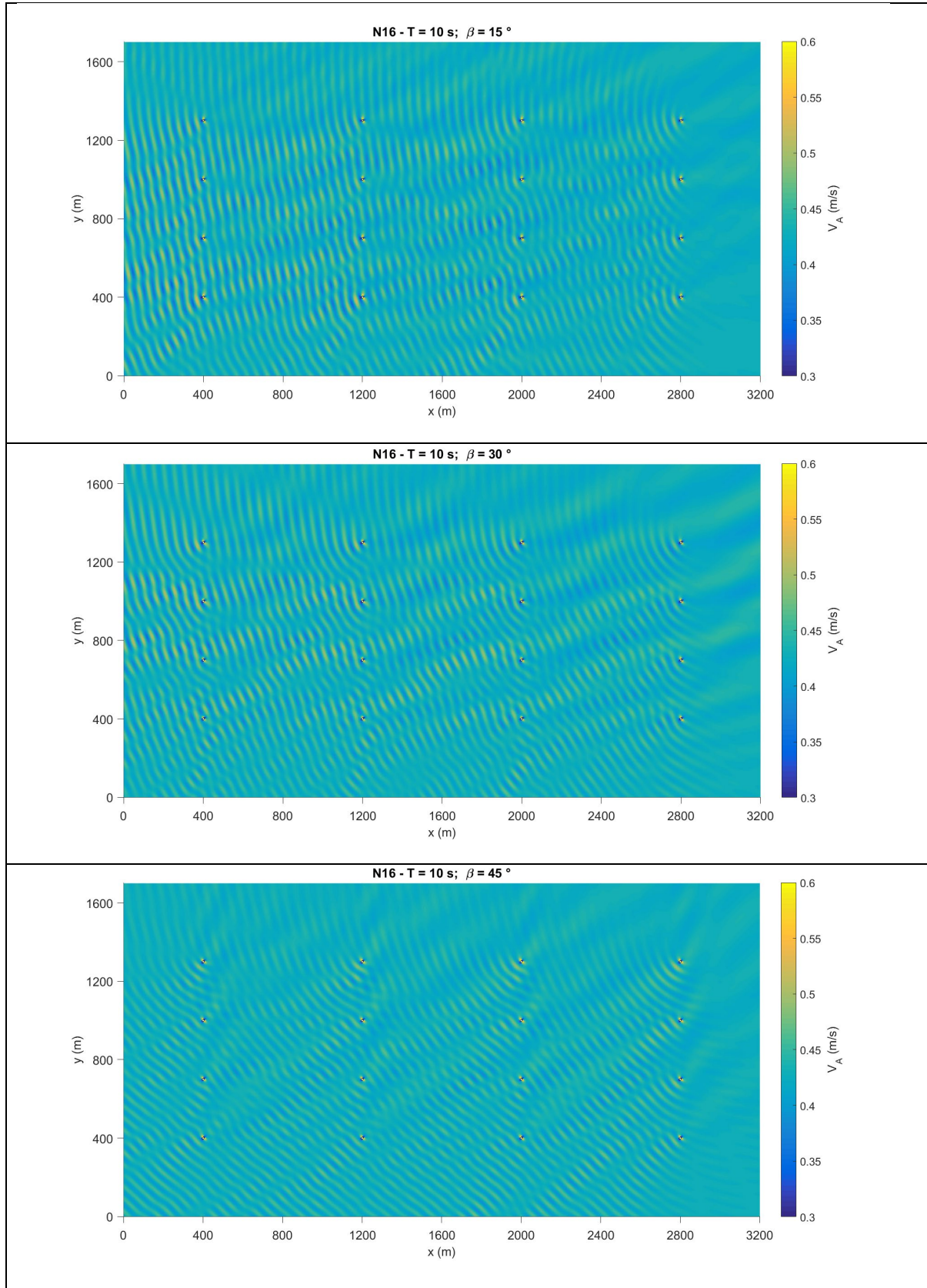
Hasager et al. (2015) obtiveram imagens SAR (Radar de Abertura Sintética) do Mar do Norte, onde era possível identificar esteiras deixadas pelos parques eólicos a sotavento ou a sotamar. Conhece-se bem a esteira de turbulência na atmosfera deixada por um parque eólico offshore. Mas pouco se investigou sobre os efeitos na superfície do oceano. O trabalho destes autores leva a especular se o resultado percebido na imagem seria um efeito puramente atmosférico, puramente oceanográfico, ou ambos. Mas a esteira que se prolonga por dezenas de quilômetros é inquestionável, mudando o grau de suavização da superfície do mar.

Na seção anterior, discutiu-se e constatou-se que existe um efeito de conjunto, ou seja, ondas multiplamente difratadas interagindo entre si, fenômeno que aparentemente não é considerado no projeto de parques eólicos. Tal efeito já havia sido relatado por outros autores na literatura (McCombs, Mulligan e Boegman 2014). Ao atravessar o parque eólico, parte da quantidade de movimento das ondas é absorvida pelas estruturas ou, alternativamente, parte da energia das ondas é dissipada. Aguilera (2020) apresenta resultados específicos sobre o transporte de quantidade de movimento (tensão de radiação), e investiga a hidrodinâmica do trem de ondas após atravessar o parque. Seus resultados confirmam os relatos de Christensen et al. (2013, 2014) e Rodriguez Gandara (2012).

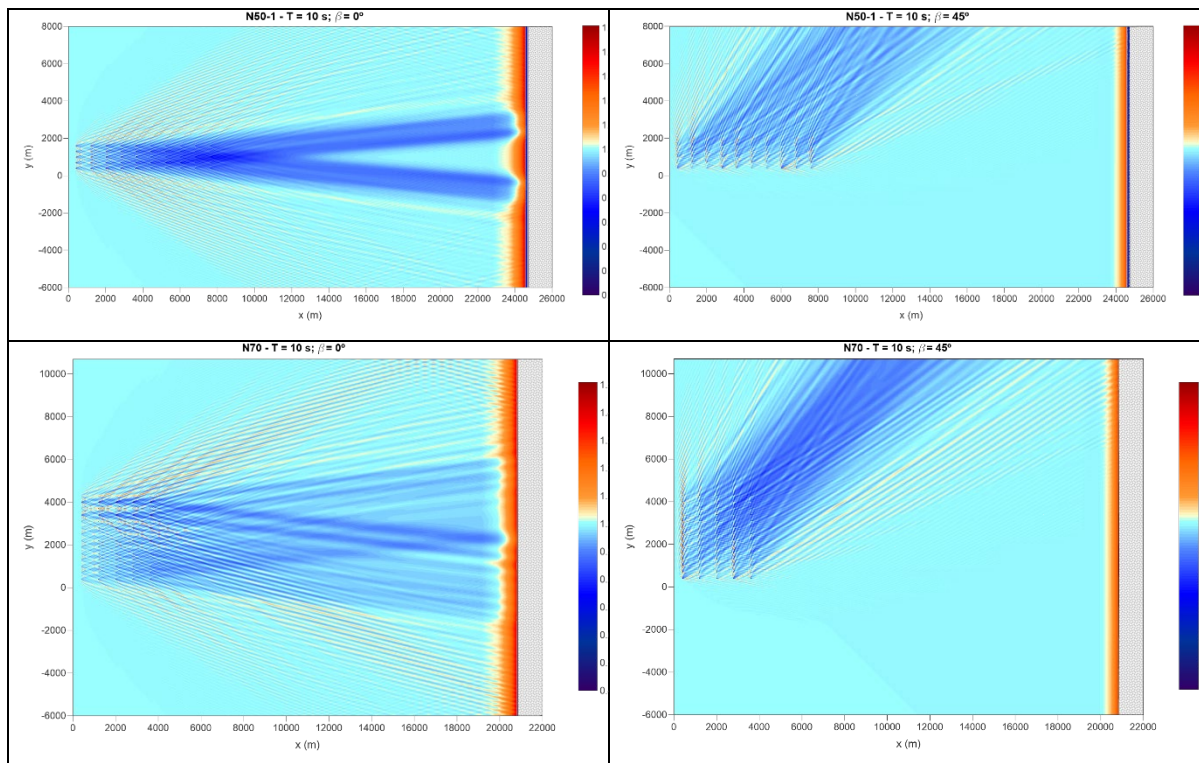
De acordo com Aguilera (2020), evidenciado nas imagens da Figura 5, a distância em si entre o parque eólico offshore e a linha de costa não é uma condição para afirmar que o parque não afetaria a linha de costa. Os resultados nesta Figura são mostrados para um conjunto de 50 e para um conjunto de 70 monopilares, considerando incidência das ondas normal e oblíqua à costa.



**Figura 3:** Variação da altura da onda no interior do parque eólico, 70 monopilares, onda com período de 6 s e de 14 s. (Fonte: Aguilera 2020)



**Figura 4:** Variação da velocidade orbital da onda no fundo, para a região no interior do parque eólico com 16 monopilares, onda com período de 10 s e diferentes ângulos de incidência. (Fonte: Aguilera 2020)



**Figura 5:** Variação da velocidade orbital da onda no fundo, para a região no interior do parque eólico com 16 monopilares, onda com período de 10 s e diferentes ângulos de incidência. (Fonte: Aguilera 2020)

O primeiro resultado importante está relacionado ao ângulo de incidência das ondas em relação ao conjunto de aerogeradores. Isto pode ser percebido geometricamente, quando se considera a distância entre os monopilares na direção de propagação da onda, em vez de se considerar o espaçamento em coordenadas geométricas físicas (e fixas). Dependendo da orientação da onda em relação à geometria do campo, a onda “encontrará” um número diferente de obstáculos, os quais, ao longo desta direção de propagação, estarão posicionados a uma distância diferente daquela de uma matriz geométrica. Ou seja, dependendo da direção, a onda percebe um campo de obstáculos diferente.

O segundo resultado importante é que a distância entre o parque e a linha de costa apenas indicará diferentes pontos impactados na costa, onde as alturas de onda serão diferentes daquelas caso o parque não estivesse presente. No entanto, a existência de pontos com altura diferenciada necessariamente irá ocorrer. Se houver variação na altura da onda, haverá igualmente mudança na altura de arrebentação da onda, trazendo consequência para o transporte litorâneo de sedimentos ou para a ação de ondas sobre estruturas costeiras e portuárias, elementos que em geral dependem da altura da onda a uma potência 2,5 ou 3. Tal fenômeno é semelhante ao que ocorre com a colocação de campos de mecanismos para absorver energia das ondas, como os pelamis, que também provocam consequências sobre a linha de costa (e.g. Palha et al. 2010).

## EFEITOS DAS MUDANÇAS DO CLIMA

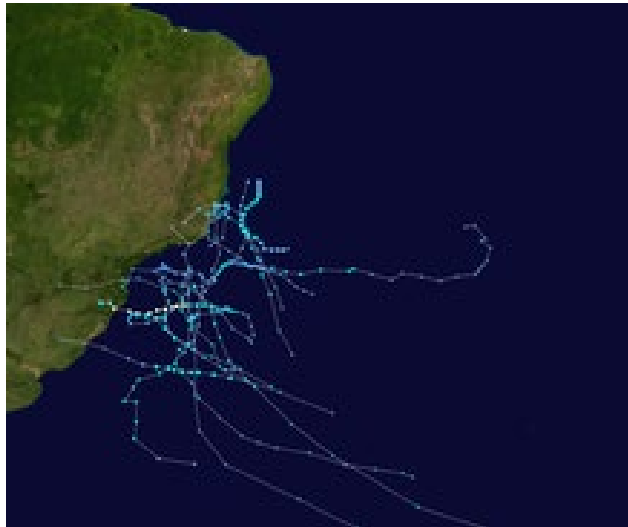
Se a motivação para a busca de fontes alternativas para geração de energia foi a mudança do clima, não se pode negar os diversos processos meteorológicos e oceanográficos que o planeta tem enfrentado. O futuro, após 2030, pode ser ainda mais preocupante do que as estimativas que são apresentadas atualmente pelo IPCC (2019). No contexto da mudança do clima, estão incluídas a variação do nível eustático do mar, o padrão de temperatura da superfície dos oceanos, que por sua vez influencia a intensidade e o regime de ventos sobre o oceano, a formação das ondas. Todos esses efeitos influenciam a concepção das estruturas de suporte para os mecanismos de geração eólica offshore, os cabeamentos, a ligação com o continente, as instalações em terra para suporte (portos), a aproximação de embarcações para manutenção, entre outros fatores. As estimativas de crescimento da demanda apresentadas, por exemplo, em IRENA (2021) consideram um cenário modesto de aquecimento global de 1,5°C. Em contraste, os projetos de novos parques eólicos offshore talvez devessem considerar cenários de aquecimento maior, com consequentes agentes naturais mais intensos. Como se sabe, o aumento da velocidade do vento não necessariamente implica em melhor rendimento na produção de energia, mas necessariamente exigiria estruturas que resistissem a agentes dinâmicos mais intensos.

Percebe-se de maneira geral, que os empreendimentos de parques eólicos offshore necessitam dar atenção aos aspectos de engenharia costeira (Christensen et al. 2014), que vinham sendo desconsiderados até 2014. Muito mais do que a indústria do petróleo, a geração de energia eólica possui elevado grau de exposição aos agentes naturais costeiros (ventos, ondas, correntes, nível do mar), exigindo determinação cuidadosa de riscos e prevenção de acidentes nas diversas fases (construção, operação e descomissionamento).

Informações meteorológicas e oceanográficas no Brasil são escassas. Com certeza verificou-se que o número de ciclones extratropicais no Atlântico Sul, próximo à costa brasileira, aumentou e sua intensidade também cresceu, como indicam a Figura 6 e o Quadro 2.

Poucas observações marinhas estão disponíveis para uso público. Falta ao Brasil uma estrutura de dados oceanográficos, o que inclui medição, tratamento e armazenamento. Ao contrário do que existe em terra, onde as informações meteorológicas são disponíveis e (relativamente) abundantes, o mesmo não acontece em relação a informações ambientais no mar. Isto aumenta enormemente o grau de incerteza para o crescimento da indústria de geração elétrica offshore, prejudicando o licenciamento ambiental (e.g. Prudente et al. 2020). Talvez seja este o momento ideal para se discutir a questão ambiental marinha no Brasil e, assim como a questão energética no passado, que envolveu a implantação das usinas hidroelétricas, impôs a estruturação de redes de

monitoramento hidrológico e meteorológico, quiçá a energia eólica offshore será o gatilho para acelerar o monitoramento de parâmetros meteo-oceanográficos na costa e ZEE brasileira.



**Figura 6:** Trajetórias de tempestades tropicais no Oceano Atlântico Sul (1974-2021).

## CONCLUSÃO

No contexto de um cenário de renovação da matriz energética e elétrica brasileira, o artigo discute aspectos relevantes sobre o ambiente costeiro, demonstrando como um parque eólico influencia uma área muito maior, devido à interação em bloco com o regime de ondas e de correntes.

Discute-se a contribuição de conceitos de engenharia costeira, já de uso corrente na literatura e no projeto de estruturas para produção de óleo e gás, podem contribuir positivamente para o aprimoramento dos futuros parques de geração eólica no Brasil.

Finalmente, o artigo apresenta alguns pontos sobre a mudança do clima, na medida em que atmosfera e oceano interagem em diferentes escalas de tempo. Alerta-se finalmente para a falta de informações ambientais marinhas na ZEE e mar territorial brasileiro, o que pode ser um fator limitante à implantação de parques eólicos ambientalmente sustentáveis e economicamente viáveis.

**Quadro 2:** Ocorrência de ciclones extremos no Atlântico Sul, próximo à costa brasileira. (Fonte: diversas)

| Data                   | Identificação                 | Local de formação  | Características  |
|------------------------|-------------------------------|--|--|
| 28 de março de 2004    | Furacão Catarina              | Região Metropolitana de Florianópolis                    | ventos de 90 a 120 km/h; pressão central 979 hPa; precipitação 10 mm/h; temperatura da superfície do mar 24°C ( <a href="#">link</a> ) |
| 28 de janeiro de 2009  | Ciclone subtropical           | Costa do Uruguai e do Rio Grande do Sul                  | ventos de 100 km/h; precipitação 300 mm/24 h<br>( <a href="#">link</a> )   |
| 10 de março de 2010    | Tempestade tropical 90 Q      | Oceano Atlântico (36,5°S, 34,8°W)                        | ventos de 90 km/h<br>( <a href="#">link</a> )  |
| 10 de março de 2011    | Tempestade tropical Arani     | Região Sudeste, movendo SE no Oceano Atlântico           | ventos de 85 km/h; pressão central 989 hPa; precipitação intensa<br>( <a href="#">link</a> )   |
| 6 de fevereiro de 2015 | Tempestade subtropical Bapo   | Oceano Atlântico, 195 km a SE de São Paulo               | pressão central de 992 hPa<br>( <a href="#">link</a> )   |
| 10 de março de 2015    | Tempestade subtropical Cari   | Oceano Atlântico   |  |
| 15 de novembro de 2016 | Tempestade subtropical Deni   | Oceano Atlântico, 26°S 044°W                             | pressão central 998 hPa; ondas 3 a 5 m<br>( <a href="#">link</a> )   |
| 4 de dezembro de 2016  | Tempestade subtropical Eçaí   | Oceano Atlântico a E de Santa Catarina                   | Pressão central 992 hPa; ventos de 100 km/h<br>( <a href="#">link</a> )  |
| 9 de dezembro de 2017  | Tempestade subtropical Guará  | Oceano Atlântico, fronteira BA-ES, deslocando para S-SE  | ( <a href="#">link</a> )   |
| 23 de março de 2019    | Tempestade tropical Iba       | Oceano Atlântico, a Leste do ES, deslocamento para S-SW  | pressão central 1006 hPa; ( <a href="#">link</a> )   |
| 20 de maio de 2019     | Tempestade subtropical Jaguar | Oceano Atlântico, a E do RJ                              | ondas de 4 a 5 m; ( <a href="#">link</a> )   |
| 21 de janeiro de 2020  | Tempestade subtropical Kurumi | Oceano Atlântico, a E de SP                              | Pressão central 998 hPa; precipitação intensa em São Paulo e Belo Horizonte ( <a href="#">link</a> )                                   |
| 25 de outubro de 2020  | Tempestade subtropical Mani   | Oceano Atlântico, entre ES e BA                          | Precipitação intensa no ES<br>( <a href="#">link</a> )   |
| 27 de dezembro de 2020 | Tempestade subtropical Oquira | Oceano Atlântico, a E do RS, deslocamento para SW        | pressão central 1002 hPa<br>( <a href="#">link</a> )   |
| 4 de fevereiro de 2021 | Tempestade tropical OIQ       | Fronteira entre Brasil e Uruguai                         | Classificado como ciclone bomba; ondas de 3 a 4 m<br>( <a href="#">link</a> ) ( <a href="#">link2</a> )                                |
| 19 de abril de 2021    | Tempestade subtropical Potira | Oceano Atlântico, 550km a E de SC e 450 km a S do RJ     | pressão central 1004 hPa; ondas de 2,5 a 4 m<br>( <a href="#">link</a> ) ( <a href="#">link2</a> ) ( <a href="#">link3</a> )           |
| 28 de junho de 2021    | Tempestade subtropical Raoni  | Oceano Atlântico ao largo do Uruguai, deslocando para NE | pressão central 988 hPa; ondas 3 a 4 m<br>( <a href="#">link</a> ) ( <a href="#">link2</a> ) ( <a href="#">link3</a> )                 |



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGUILERA J., L. (2020), *Interação de ondas com parques eólicos offshore de tipo monopilar*. Tese de Doutorado, Programa de Engenharia Oceânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 227 p.
- AGUILERA, J., L.; ROSMAN, P.C.C.; NEVES, C.F. (2020), "Effects of an array of widely separated vertical cylinders on time-averaged properties of progressive monochromatic waves", *Rev. Bras. Recursos Hídricos*, 25. <https://doi.org/10.1590/2318-0331.252020190140>
- IRENA (2021), *Offshore renewables: An action agenda for deployment*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-349-6
- CHRISTENSEN, E.D.; JOHSON, M.; SØRENSEN, O.R. et al. (2013), "Transmission of wave energy through an offshore wind turbine farm", *Coastal Engineering*, v. 82, p. 25–46.
- CHRISTENSEN, E.D.; KRISTENSEN, S.E.; DEIGAARD, R. (2014), "Impact of an offshore wind farm on wave conditions and shoreline development", *Proceedings, International Conference on Coastal Engineering*, v. 1, n. 34, sediment.87. <https://doi.org/10.9753/icce.v34.sediment.87>
- EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. (2018). Mudanças climáticas e desdobramentos sobre os estudos de planejamento energético: considerações iniciais. Documento de Apoio ao PNE 2050.
- HASAGER, C.B.; RASMUSSEN, L.; PEÑA, A. et al. (2015), "Using satellite SAR to characterize the wind flow around offshore wind farms", *Energies*, v. 8, n. 6, p. 5413–5439. doi:10.3390/en8065413
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA (1974). Share of OECD gross electricity production by source, 1974-2020p, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-oecd-gross-electricity-production-by-source-1974-2020p>
- IPCC. Intergovernmental Panel On Climate Change. (2019). *Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate*. H.-O. PÖRTNER, D.C. ROBERTS, V. MASSON-DELMOTTE, P. ZHAI, M. TIGNOR, E. POLOCZANSKA, K. MINTENBECK, A. ALEGRÍA, M. NICOLAI, A. OKEM, J. PETZOLD, B. RAMA, N.M. WEYER (coords.). <https://www.ipcc.ch/srocc/>
- McCOMBS, M.P.; MULLIGAN, R.P.; BOEGMAN, L. (2014), "Offshore wind farm impacts on surface waves and circulation in Eastern Lake Ontario", *Coastal Engineering*, v. 93, p. 32–39.
- NIELSEN, A.W.; SUMER, B.M.; PETERSEN, T.U. (2014), "Sinking of scour protections at Horns Rev 1 offshore wind farm", *Proceedings International Conference on Coastal Engineering*, v. 1, n. 34, sediment.67. <https://doi.org/10.9753/icce.v34.sediment.67>
- PALHA, A.; MENDES, L; FORTES, C.J.; BRITO-MELO, A.; SARMENTO, A. (2010) The impact of wave energy farms in the shoreline wave climate: Portuguese pilot zone case study using Pelamis energy wave devices. *Renewable Energy*, 35 (1): 32-67. doi: 10.1016/j.renene.2009.05.025
- RODRIGUEZ GANDARA, R.; HARRIS, J. (2012), "Nearshore wave damping due to effect of winds in response to offshore wind farms", *Coastal Engineering Proceedings*, v. 1, n. 33, p. 55.
- VANHELLEMONT, Q.; RUDDICK, K. (2014), "Turbid wakes associated with offshore wind turbines observed with Landsat 8", *Remote Sensing of Environment*, v. 145, p. 105–115.

PRUDENTE, T.A., LEONI, P. (2020), “Licenciamento ambiental de usinas de energia eólica offshore no Brasil: visão sob uma nova perspectiva”. *Brazil Windpower 2020*. p.544-563.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA (2020). Electricity generation by source.  
<https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGenByFuel> , accessed on 11/26/2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA (2020). Electricity generation by source.  
<https://www.iea.org/regions/central-south-america> , accessed on 11/26/2020.

UNITED KINGDOM (2016). The Hornsea Two Offshore Wind Farm Order 2016.  
<https://www.legislation.gov.uk/uksi/2016/844/schedule/1/part/1/paragraph/4/made#text%2525253Doffshore%25252520wind> , accessed on 8/12/2021.

WHITE & CASE LLP (2019). Offshore wind projects: Assessing the environmental impact.  
<https://www.whitecase.com/publications/insight/offshore-wind-projects-assessing-environmental-impact> , accessed on 8/12/2021.

## BRAZIL WINPOWER CONGRESS

November 3<sup>rd</sup> – 5<sup>th</sup>, 2021  
São Paulo Expo - São Paulo

# NACELLE EFFICIENCY PERFORMED ON TEST BENCHES - THE METROLOGICAL TRACEABILITY FOR THE INPUT MECHANICAL POWER

*Rafael Soares de Oliveira<sup>1\*</sup>, Paula Weidinger<sup>2</sup>, Zihang Song<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO)  
Duque de Caxias, RJ, Brazil

\* corresponding author: rsoliveira@inmetro.gov.br

<sup>2</sup> Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)  
Braunschweig, Germany

### ABSTRACT

The existing guidelines about efficiency measurement of wind turbines rely on power curve measurements in the wind park, which is a very restrictive process due to the field conditions that cannot be controlled. More recently, the use of Nacelle Test Benches (NTB) to evaluate the efficiency of wind turbines is growing. These facilities provide a controlled environment for efficiency tests, as the input mechanical power is generated through a drive system combining loads of torque (prime mover) and force (load application system). These drive loads are able to simulate the same conditions that a wind turbine would feel under a wind flow in the “real field”. In this perspective, standardized tests and validation processes for nacelles on NTBs are needed to assure quality and reach comparability stages. The proceeding for the determination of the efficiency of nacelles and their components on NTBs however, has not been standardized nor tracked by metrological national standards until now. This article introduces the research approaches in metrology carried out in the context of the European Metrology Programme for Innovation and Research (EMPIR) by the respective projects “14IND14 - Torque measurement in the MN·m range (*MNm Torque*)” and “19ENG08 - Traceable mechanical and electrical power measurement for efficiency determination of wind turbines (*WindEFCY*)”. The challenges and achievements of metrological traceability for the NTB input Mechanical Power are explored in the article in a way to present the Windpower community which methodologies, objectives and governance structure and background are addressed by the mentioned projects.

**Keywords:** Nacelle Test Bench, Metrological Traceability, Mechanical Power Measurement, Torque Measurement, Rotational Speed Measurement.

### 1. INTRODUCTION

The existing guidelines about efficiency measurements of wind turbines rely on power curve measurements in the field, which is a function of the wind speed, air density and rotor sweep. The energy conversion efficiency of a wind turbine is calculated by the ratio between the output of electrical power and the input of mechanical power.

This most known method of measuring the wind power curve is described in the IEC 61400-12-1:2017 [1]. It is applied to the wind turbines official certification of performance, which is a mandatory proceeding and must be guaranteed by the manufacturer. The evaluation of the power curve is performed in the field at a single wind turbine under pre-defined measuring conditions. This includes the specification and description of the test site, the measurements of the wind speed with anemometers, the air density, and the electric energy output (current and voltage of the three phases). Besides all general requirements, the data acquisition and processing are defined as well.

Even though it is a standardized procedure, widely used and adopted internationally, some drawbacks can be found if aiming an expansion of the use of this procedure itself or the measurement data gathered during the procedure. Some of these restrictions are highlighted below:

- The long time consumed to take all necessary data in order to have a robust statistic evaluation;
- The measured data being restricted to the site of the anemometric tower used for the measurements;
- The needs for considering only undisturbed wind speed profiles and non-interactions of the tested wind turbine with other wind turbines in the field, as turbulences are not desired;
- The difficulty to apply the performance proceeding to the design and test of new types of nacelles.

In the first three bullet points, there are described the restrictions of a big number of factors that have their influence in the exact determination of the available energy (wind speed and direction, terrain characteristics and roughness, obstacles, air temperature, humidity, pressure, height, turbulences). As human cannot control these factors, they are inferred under some hypothesis to be taken into account and validated for the regulatory certification process and the usual interpretations within the energy market [2].

Then again, by focusing on the last highlighted point, it is clear how the method of field efficiency performance is not practical to evaluate nacelles during their design phase. In this early-stage process, performance appears as a function of rotor design and the mechanical-electrical efficiency of the power train. Current and future wind turbines must be innovative, and at the same time, must have reduced costs and improved performance in order to assert themselves on the market. It is necessary to have access to all these parameters and constantly concatenate information that is being acquired. Obviously, within an environment with controlled variables, a prototype or product characterization procedure becomes much more reliable and productive.

To improve this technical development of wind turbines, Nacelle Test Benches (NTBs) play a crucial role in providing test facilities with full-scale loads and the desired controlled environment [3].

## 2. NACELLE TEST BENCHES (NTB)

An NTB, as the one shown in Figure 1, consists of a drive system for the controlled application of combined loads of torque (prime mover) and force (load application system) to drive the wind turbine's low-speed shaft (LSS). These drive loads are able to simulate the same

loads that a wind turbine would feel under a wind flow in the “real field”, but with controlled and reproducible conditions [4]. The following advantageous characteristics can be pointed out:

- For the direct efficiency determination, while the electrical output of the nacelle under test, or Device Under Test (DUT), is measured under similar conditions and instrumentations as for the real field test, one new positive situation of the NTB will be the controlled input of the mechanical power, as a product of the simultaneous measurement of torque and rotational speed on the LSS;
- Simulation of the nacelle’s rotor through the application of the same inertial and aerodynamic reaction loads to the LSS;
- Simulation of artificial turbulent wind fields characteristics, calculated in real time and based on prior user input in relation to the average wind speed and turbulence intensity;
- Real-time simulations providing measurement data of wind vane, pitch and yaw system to feedback the controller, which are acquired by sensors and actuators existing in the real nacelle assembly;
- The nacelles under test are connected to an artificial electrical grid, which is also emulated and allows the simulation of such a real grid.

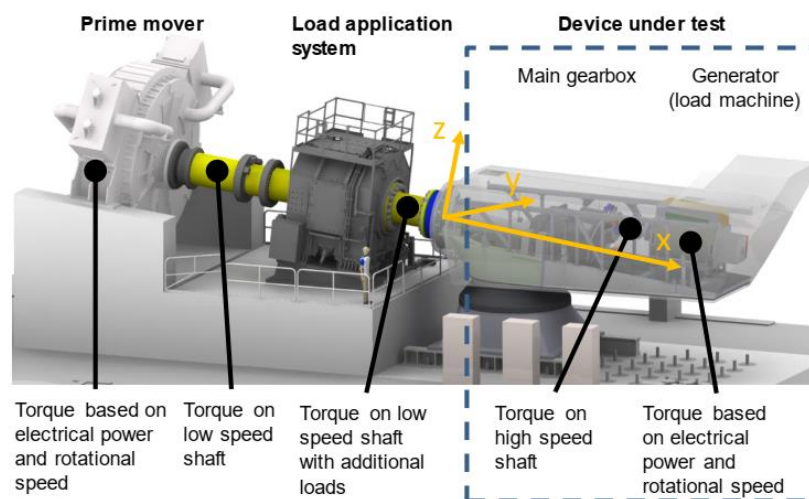


Figure 1. Model of a nacelle (DUT) assembled in a Nacelle Test Bench [5]

The first NTB in the world was installed at RWTH University in 2013 and had a nominal power capacity of 1 MW [4]. The current nacelles have a power capacity ranging approximately from 3 MW to 15 MW. Therefore, NTBs have to apply higher torque loads, reaching the  $10^7$  N m range while the maximum rotational speed of the LSS, simulating the rotor, is approximately 20 rpm. The acquisition of the torque together with the measurement of the rotational speed are needed for both the steady control of the torque loading system and the determination of the efficiency of the DUT [3].

The torque input value can be determined by (a) the simultaneous measurement of the electrical power and the rotational speed of the prime mover followed by a reverse calculation of the torque or (b) using a flange transducer or force lever system. In the beginning of the project *MNm torque*, the uncertainty for this torque ranged between 2 % and 5 % with respect to the measured value. This high uncertainty can be attributed to the lack of torque standardization above 1.1 MN·m and of calibration methods for NTBs as well as to the

unknown system-dependent influences on the torque measurement. In this context, standardized tests and validation processes for NTBs are needed to assure quality and reach comparability between different NTBs. The determination of the efficiency of nacelles and their components, however, has not been standardized nor tracked by metrological national standards until now [3; 6].

Under this identified necessity, the two projects of the EURAMET EMPIR programme entitled “14IND14 - Torque measurement in the MN·m range (*MNm Torque*)” and “19ENG08 - Traceable mechanical and electrical power measurement for efficiency determination of wind turbines (*WindEFCY*)” have been dedicated to the research for current needs to establish a metrological reliability to NTBs. The metrological traceability researched ranges from new traceable standards to new calibration procedures. More details on the structures of both EMPIR projects are described in the section Metrological Considerations.

### 3. THE RESEARCH FOR TRACEABILITY

The “Joint BIPM, OIML, ILAC and ISO Declaration on Metrological Traceability” [7] states, “*measurement comparability is an essential characteristic of an international system within which measurement results can be universally accepted. This international consistency and comparability can only be guaranteed if measurement results are metrologically traceable to internationally recognized references.*”

Metrological traceability, more specifically the traceability to the International System of Units (SI), therefore mainly includes the concept of a chain of calibrations performed from a hierarchy of reference standards with known measurement uncertainties and with international mutual recognition, which includes the metrological national standards.

The electrical power can already be evaluated with a sufficient uncertainty, where commercially available sensors can be used to measure current (up to 3 kA) and voltage (up to 20 kV) at 50 Hz. However, to cover particular regimes of these quantities, it is necessary to calibrate the measuring chain of the sensors and DAQ systems also used under specific conditions prevailing in NTBs [8].

While the electric power output mainly needs a harmonization of measurement processes, on the other hand the Mechanical Power Input, consisting of torque and rotational speed, poses a problem. This topic will be approached more specifically in the next sections of this paper.

#### 3.1. Transfer Standard for Torque Measurement

For the realization of a reference torque measurement to which another torque measurement can be compared/calibrated, a so-called Torque Transfer Standard (TTS) is necessary. The calibration measurement can be done in a torsional testing machine or a power transmission machine, such as an NTB in our case using a TTS.

A transfer standard is a measurement instrument that bears a defined relation between a physical quantity and a unit of measurement. In our case, a TTS relates the mechanical quantity torque to its SI unit, the N·m.

A TTS is usually a torque transducer with the measuring principle of strain gages, applied in a Wheatstone bridge circuit format, which are glued to the steel body in the core of the instrument. This principle has such a good metrological behavior relating to parameters

such as linearity, hysteresis, reproducibility, compensation of temperature and parasitic components, capacity to measure both directions (clockwise and counter-clockwise) and the different regimes of statics and dynamics [9; 10].

To check the quality of a transducer and its capacity as a TTS, it must be calibrated in a high precision Torque Standard Machine (TSM) and achieve a good level of accuracy according to specific calibration methods defined in standards such as the EURAMET cg-14 [11] or the DIN 51309 [12].

As there were no commercial transducers available in the MN·m range, one of the results of the *MNm Torque* project was the design and establishment of a special high quality transducer (Figure 2) to experimentally work as a reference to the torque measured by the NTB with a nominal capacity of 5 MN·m. The strain gages are bonded to a deformation body made of steel. To gain the required stiffness of the transfer standard's deformation body and a sufficient sensitivity at the same time, a hollow shaft-type deformation body is best. For extra information about the additional loads applied in the NTB and for surveillance reasons, the transfer standard is equipped with additional measuring bridges to sense bending moments, and longitudinal and lateral forces [13].

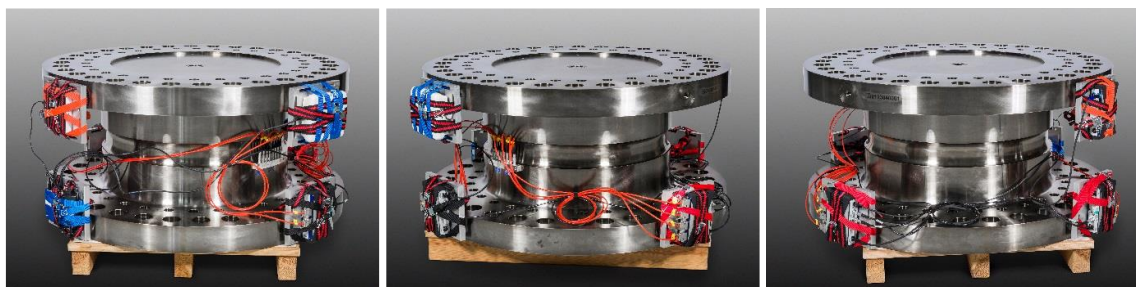


Figure 2. The 5 MN·m special transducer with an autarkic data acquisition system and a wireless data transmission for an application under rotation [13]

Another challenge of establishing a TTS with a capacity of 5 MN·m is the limited capacity of the world's largest TSM (Figure 3) of 1.1 MN·m. This TSM is located at PTB Germany. Of course, the ideal scenario is having a TSM capable of directly applying the MN·m range of the TTS. This is, however, not possible due to the lack of TSMs with a suitable calibration range. Within the *MNm torque* project, one successful approach was to implement a combination of FEM-simulations (Figure 4) and partial range measurements up to 1.1 MN·m as a basis to extrapolate the calibration results.

The extrapolation method established is based on standard calibration measurement proceedings and therefore, also gives a measurement uncertainty for the predicted transducer behavior. For the total range of the 5 MN·m TTS, the measurement uncertainty is approximately 1 % [3].

As already mentioned in this article, wind speed is neither constant nor increasing or decreasing steadily. Wind gusts can cause enormous torque changes over a short period while a random sequence of different speed regimes will cause a random sequence of torque loads applied to the LSS through the rotor of a real turbine. In the NTB, some tests are also conducted with these alternating torque loads.

Therefore, in a complementary way for traceability, the *WindEFCY* project will analyze the influence of random load cycles on the metrological characterization of torque

transducers and the accuracy of transient, fast loading and sequentially randomized torque measurements.

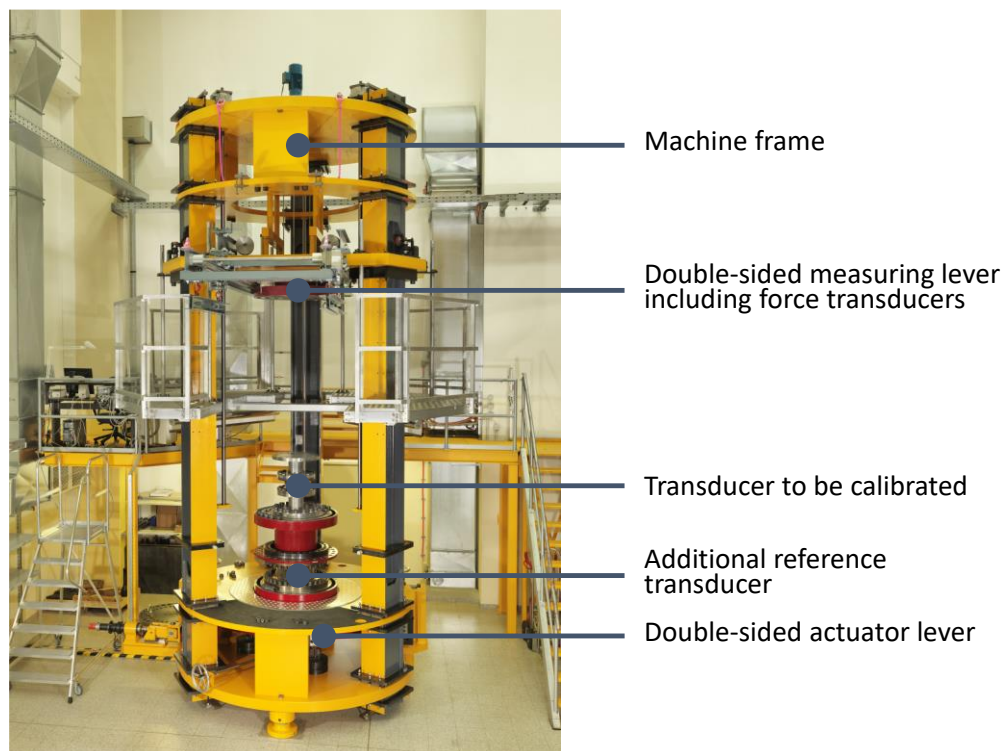


Figure 3. PTB 1.1 MN·m Torque Standard Machine (main parts identified) [14]

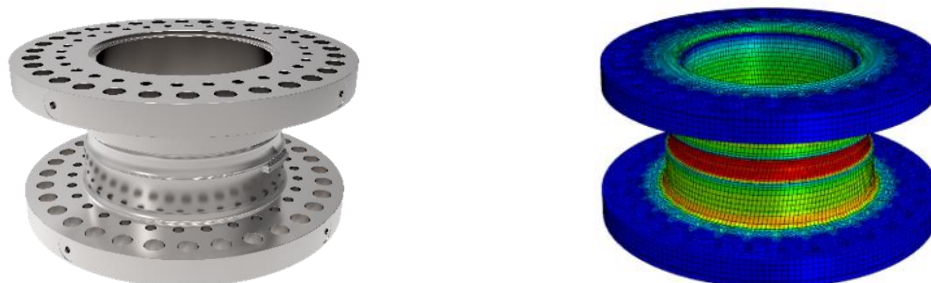


Figure 4. The 5 MN·m Torque Transfer Standard and meshed FEM-model depicting the occurring strains when loaded with 5 MN·m [3]

### 3.2. Transfer Standard for Speed Measurement

The second EMPIR project titled *WindEFCY* intends to ameliorate the traceability of mechanical power by extending the torque measurement with the measurement of rotational speed. For a nominal range up to 20 rpm, the target uncertainty of the rotational speed measurement is 0.01 %.

Integrated in NTBs, rotary encoders are the most frequently used instruments to measure rotational speed: (a) absolute encoders, measuring the angular position of the shaft using a binarily marked disc or (b) incremental encoders, measuring the relative angular movement by counting the number of slots on a disc in certain time periods [15].

Even with a broad variety of instruments available for measuring rotational speed in power transmission shafts, the establishment of an independent Speed Transfer Standard



(STS) is also a challenging issue. To keep the traceability chain, in the same way that will be made for the TTS, when the torque transducer must be calibrated in a TSM and only after that be available to work as a standard and being coupled to other torque measuring machines, the STS will also need to keep traceability to a standalone reference standard system.

The rotational speed is supposed to be measured directly at the nacelle input together with the torque to minimize the systematic errors in the mechanical power determination. Since the traditional encoders' work is based on the rotor-stator-interaction, brackets would need to be constructed to hold the stator near the shaft, while this shaft rotates. In most NTBs, this construction can be challenging for the STS, because the shaft is located several meters above the ground [15].

Thus, this demands that the Power Transfer Standard (PTS, torque + speed, depicted in Figure 5) must be practical in being coupled to the NTB. In the same way, both transfer standards must be disassembled in order to guarantee the traceability of each quantity. The project decided for the experimental use of an inclinometer as a statorless rotational speed sensor that can be mounted inside the already existing TTS and is hence independent of the construction environment of the NTB. An inclinometer uses microelectromechanical system (MEMS) accelerometers to measure the orientation of gravity with reference to the coordinate system and then, through an arrangement of vectors analysis, it is possible to measure the rotary angle of rotational shafts. Although inclinometers in general provide less accurate angle measurement compared to encoders, very low measurement uncertainty is still achievable by measuring the covered angle over a long time interval.

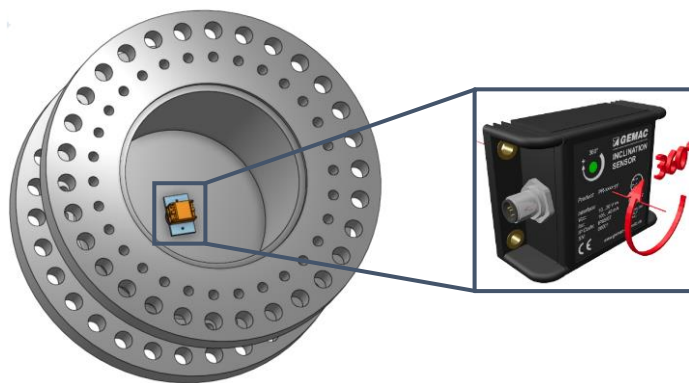


Figure 5. Power Transfer Standard consisting of Torque and Speed Transfer Standard without required data acquisition and data transmission systems [15]

There are calibration guidelines for encoders such as EURAMET Calibration Guide No. 23 “Guidelines on the calibration of angular encoders” [16]. The inclinometer, however, cannot be calibrated on the available calibration set-ups for encoders due to the size and mass of the required data acquisition and data transmission systems. For this reason, the inclinometer was calibrated statically with an expanded measurement uncertainty of  $0.014^\circ$  ( $k = 2$ ) and a repeatability of  $0.005^\circ$  [15]. Therefore, a relative measurement uncertainty of 0.01 % can be achieved by a measuring period over one or multiple shaft revolutions [15]. To determine the time interval over which the angle was measured, a very precise time reference signal will be used for both torque and speed measurement for synchronization.

### 3.3. NTB Mechanical Power Calibration Proceeding

After the definition of the PTS, which is used as a reference for torque and rotational speed measurements, it is also part of the intended traceability to elaborate a calibration procedure. This procedure should be as close as possible to the reality of load applied by the NTB.

The first step for calibrating a power generator system is to define the characterization map, it means the drive combination of torque and speed (Figure 6).

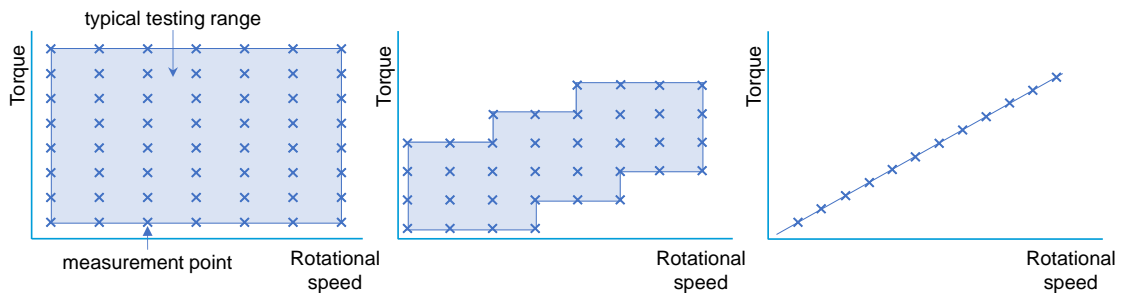


Figure 6. Possible characterization maps to be used in the NTB calibration procedure [13]

To define the measurement points of the characterization maps, the typical operating range of the test bench is to be known. It should be pointed out that the range of the characterization map is limited by the installed DUT during the calibration measurements. For that reason, the DUT is to be picked accordingly.

Both the torque and the rotational speed can be increased or accelerated respectively stepwise as a ramp (the most common), a step or in a sine form. Moreover, if this type of combined calibration is not sufficient, or if only a specific linear correlation or a subrange of the NTB needs to be evaluated, single calibrations for each typical load can be performed. For a statistical evaluation of the calibration measurements, each characterization map is to be repeated twice or each load step is to be passed at least four times.

Most test benches have a defined main direction of rotation. However, if downwind nacelles are tested on the NTB, both torque application directions are to be calibrated. Moreover, since negative torque can appear during braking scenarios, the effect of applying negative torque on the hysteresis behavior and the zero return should be analyzed for all NTBs. Also important, the initial zero signal determination must be done under constant rotation with minimum rotational speed.

## 4. DISCUSSION

The project results that are the most interesting for industry are the two transfer standards for torque and rotational speed. The 5 MN·m torque transducer was calibrated within the project *MN·m Torque* up to 1.1 MN·m. With the help of the extrapolation method and further partial range measurements it was characterized up to its full range of 5 MN·m. Moreover, it was already tested in the 4 MW NTB at the Center for Wind Power Drives at RWTH Aachen University in Germany and used to calibrate the torque measurement in the NTB under rotation up to 1.5 MN·m and 17.5 rpm. It now represents an adequate TTS that can be requested at Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) and be used for other calibrations up to 5 MN·m. With this measuring range, it is, up to this day, the largest of its

kind worldwide. Within the project *WindEFCY* it is planned to calibrate the 5 MN·m TTS over its full range using PTB's new and unique 5 MN·m TSM and comparing the results to the extrapolated calibration results. The STS, that is installed in the 5 MN·m TTS, was calibrated statically and will be deployed during a measuring campaign at the 10 MW DyNaLab of the Fraunhofer IWES in Bremerhaven, Germany, within the project *WindEFCY*. After a successful calibration, the STS will be available for industry requests as well.

Furthermore, a standardized efficiency determination procedure including load cycles, boundary conditions, and a measurement uncertainty will be developed within the project *WindEFCY*. A standardized method based on traceable measurements allows for comparing measurement results of nacelles gathered on different NTBs.

Possible measurement points for both mechanical and electrical power measurement are shown in Figure 7.

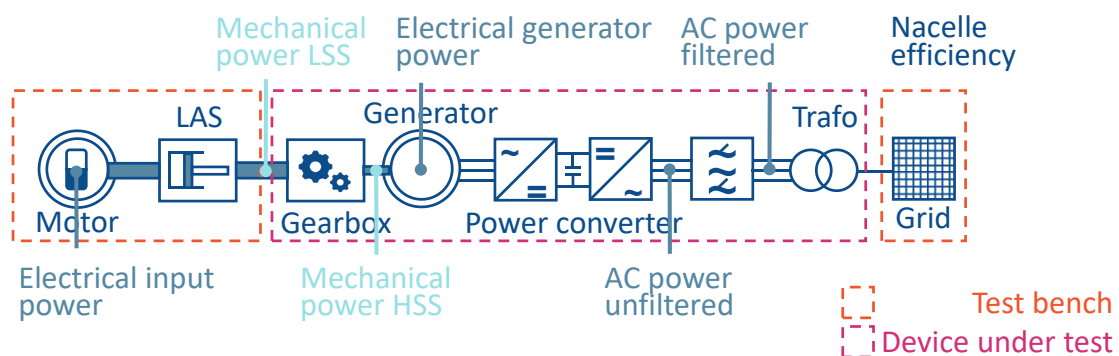


Figure 7. Block diagram of a Nacelle Test Bench including a nacelle and possible measuring points [17]

Additionally, Figure 7 depicts a block diagram of the set-up of an NTB including a nacelle under test. The mechanical power can be measured either on the LSS commonly in the multi-meganewton meter range or on the high-speed shaft (HSS) after the gearbox transmission into the multi-kilonewton meter or low meganewton meter range. In case of measuring the mechanical power on the HSS, the mechanical efficiency of the gearbox  $\eta_{\text{gear}}$  needs to be known precisely to determine the Mechanical Input Power into the nacelle under test. The Mechanical Input Power can also be calculated by the electrical input power to the prime mover or motor, its machine efficiency. This method is fraught with significant uncertainties and for tracing it back still a direct torque measurement method is needed. Measuring the Electrical Output Power on the other side can be measured at several points in a nacelle. Two measurement points of Electrical Output Power of interest for the *WindEFCY* project are (1) after the generator and (2) after the converter and the filter before the transformer. As the efficiency of transformers is known very well, there is no need to include that in the investigations of this project.

The main parameters have been presented, but the process is more complex because of the variety of possible error sources. To get an impression of the complexity, relevant influence parameters were identified and presented in form of an Ishikawa diagram in Figure 8.

In general, the use of test benches not only for prototyping but also for end of line tests in the industry for engines and generator sets has been expanding more and more through

the years. Product characterization and project development tests are increasingly important as they take place in technological environments of innovation and competition. The same scenario should be interpreted for NTBs, being a progressively more used principle; expanding worldwide and achieving different nominal capacities, where the technological advances of this type of tested electric generator are remarkable and the metrological reliability of its characterization must accompany these advances.

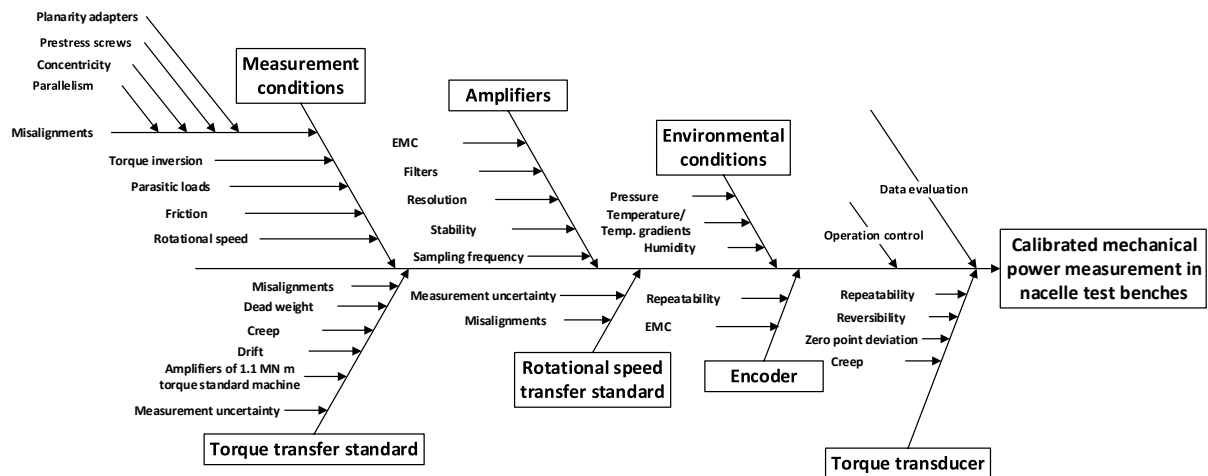


Figure 8. Possible influences on the calibrated mechanical power measurement in nacelle test benches

This article approached the metrological traceability for the Mechanical Power Input into the nacelle under test. For more information about the Electrical Power Output and its measurement and calibration, follow the project's progress via its website [18].

#### 4.1. EMPIR Projects Structure (The International Framework of Metrology)

This section provides a short introduction to the international framework of metrology, the main functions of the National Metrology Institutes (NMIs), and an example, by the EMPIR programme, of how managed collaboration opportunities can be created from a solid research network.

The objectives of the metrology community worldwide are to ensure that measurements are accurate, stable, comparable, and coherent. The NMIs play an important role on the execution of these objectives, mainly when it comes to the responsibility of developing and maintaining national measurement standards and disseminating the SI units.

The Bureau International des Poids et Mesures (BIPM) states the main functions of an NMI [19] and some of these functions, that are related to our article and research basis, are recited below:

- Establishing metrological traceability to the SI units;
- Disseminating these units, providing metrological traceability to calibration laboratories, which consequently will provide calibration services to the users in industry and elsewhere;
- Participating in related worldwide activities to ensure the international recognition of its calibrations, such as inter-laboratorial comparisons within the Regional Metrology Organizations (RMO), to avoid barriers to trade;

- Carrying out development work on the improvement of national references, undertaking research activities to prepare for the next generation of metrology standards;
- Providing the necessary advice and support to the government, industry, commerce and the public on metrological issues.

The RMOs play an important part in the way in which all quality infrastructure organizations operate. These are regional associations of NMIs, within the BIPM context, that work to improve regional metrological capability by sharing expertise and exchanging technical services among members and carrying out regional comparisons in order to establish and maintain quality oversight of participating institutes.

The RMOs are organized as AFRIMETS (Intra-Africa Metrology System), APMP (Asia Pacific Metrology Programme), COOMET (Euro-Asian Cooperation Of National Metrological Institutions), EURAMET (European Association Of Metrology Institutes), GULFMET (Gulf Association For Metrology), and SIM (Inter-American Metrology System).

Some RMOs run robust metrology research programs and EURAMET is a good example for that. The European Metrology Programme for Innovation and Research (EMPIR) coordinates research projects to address grand challenges, while supporting and developing the SI system of measurement units within EURAMET. The innovation program targets the needs of the industry and accelerates the uptake of research outputs. Moreover, it enables a wide variety of joint research projects within specified fields: industry, energy, environment, health, SI Fundamental, Normative, Research Potential, and Support for Networks and Support for Impact projects [20].

Under the technical necessities identified in this article, the two projects of the EURAMET EMPIR programme entitled “14IND14 - Torque measurement in the MN·m range”, short *MNm torque*, and “19ENG08 - Traceable mechanical and electrical power measurement for efficiency determination of wind turbines”, short *WindEFCY*, were conducted.

The EMPIR project *MNm torque* finished in August 2018 after three years of successful research coordinated by Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB), the German National Metrology Institute. The project was kept focused on industry and test bench operator needs by setting up and including a Stakeholder Committee. This committee consisted of test bench manufacturers and operators, manufacturers of wind turbines, gearboxes and generators, and wind park planners and operators. These direct end-users were invited to participate in several discussions during specific Stakeholder Committee meetings. Moreover, as there was and still is no standard for torque calibration under rotation in nacelle test benches, project partners attended standardization body meetings to introduce to lack of traceability of torque under rotation to the metrological community and keep them updated about the ongoing developments within the project. As one of the results of the project, a good practice guide on “Traceable torque measurement under rotation in nacelle test benches: a good practice guide” [13] was written.

The EMPIR project 19ENG08 “Traceable mechanical and electrical power measurement for efficiency determination of wind turbines”, short *WindEFCY*, started in September 2020 and runs for a period of three years. It is also coordinated by PTB and collaborates with ten more international project partners: Cesky Metrologicky Institut (CMI/Czech Republic), Central Office of Measures (GUM/Poland), Eidgenössisches Institut für Metrologie (METAS/Switzerland), Teknologian tutkimuskeskus (VTT/Finland), Fundacion

Cener (CENER/Spain), Dinnteco Factory Gasteiz S.L. (DINNTECO/Spain), Fraunhofer-Gesellschaft zur Foerderung der angewandten Forschung e.V. (FhG/Germany), Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH/Germany), Hochschulen für Angewandte Wissenschaften Aschaffenburg (THAB/Germany) and Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO/Brazil). All participants are from EURAMET except INMETRO, which is an NMI from SIM. The partners work across disciplines to develop a method for a traceable efficiency determination of wind turbines and their components on NTBs. The project is divided into five main areas whereas each area focuses on a certain issue of the efficiency determination of nacelles on NTBs: state-of-the-art, mechanical power measurement, electrical power measurement, efficiency determination, and creating impact.

The collaboration of national metrology institutes, test bench operators, research institutes, and industrial partners, which were and are united within these projects, is very important and will tackle the lack of traceable mechanical and electrical measurements and reproducible efficiency determination in test benches.

## ACKNOWLEDGEMENTS

All results of the *MNm torque* project are gathered on the project website: <https://www.ptb.de/emrp/ind14-home.html>. For more information about the running *WindEFCY* project, sign up for the project's newsletter and have a look at the project website <https://www.ptb.de/empir2020/windefcy/home/>.

The project 19ENG08 – *WindEFCY* has received funding from the EMPIR programme co-financed by the Participating States and from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme.

## REFERENCES

- [1] IEC 61400-12-1:2017 "Wind energy generation systems - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines", 2017.
- [2] Zweifel, M. *et al*, "Deliverable D1 within 19ENG08: Summary report describing current state-of-the-art developments on efficiency determination methods for wind turbines and nacelles in the field and on test benches respectively, their traceability, and general methods for direct and indirect efficiency determination", 2021, DOI: 10.5281/zenodo.4733780.
- [3] Final Publishable Report - EMPIR 14IND14 Project title "Torque measurement in the MN·m range (*MN m Torque*)", 2018.
- [4] Jassmann, U. *et al*, "Driving Torque Control for a Nacelle Test Bench", 2014, Phys.: Conf. Ser. 524 012068.
- [5] Kock, S. *et al*, "Torque measurement uncertainty in multi-MW nacelle test benches", 2017, 2nd Conference for Wind Power Drive, Aachen.
- [6] Weidinger, P. *et al*, "Need for a traceable efficiency determination method of nacelles performed on test benches", 2021, accepted for IMEKO World Congress 2021
- [7] "Joint BIPM, OIML, ILAC and ISO Declaration on Metrological Traceability" BIPM, OIML, ILAC and ISO, 2018.

- [8] Dubowik, A. *et al*, “Deliverable D5 within 19ENG08: Report on the technical requirements for the electrical power measurements and definition of the measurands for nacelle test benches”, 2021, DOI: 10.5281/zenodo.4726089.
- [9] HBM/HBK Website <<https://www.hbm.com/en/0264/torque-transducers-torque-sensors-torque-meters/>>
- [10] GTM Testing and Metrology GmbH. Products website. <https://www.gtm-gmbh.com/en/products/torque-transducers>. Accessed 2021/07/23.
- [11] European Association of National Metrology Institutes (EURAMET) " EURAMET cg-14 - Guidelines on the Calibration of Static Torque Measuring Devices" (Version 2.0), 2011.
- [12] German Institute for Standardization (DIN). DIN 51309 “Materials testing machines - Calibration of static torque measuring devices”, 2005.
- [13] Weidinger, P. and Foyer, G. “Traceable Torque Measurement under Rotation in Nacelle Test Benches: A Good Practice Guide” Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB), 2019. DOI: <https://doi.org/10.7795/530.20190111>
- [14] Physikalisch-Technische Bundesanstalt - Realization of Torque - Working Group 1.22 website <https://www.ptb.de/cms/en/ptb/fachabteilungen/abt1/fb-12/ag-122.html>. Access in 2021/07/23.
- [15] Song, Z. et al, “10 MW mechanical power transfer standard for nacelle test benches using a torque transducer and an inclinometer”, 2021, accepted for IMEKO World Congress 2021
- [16] "Guidelines on the Calibration of Angular Encoders", EURAMET Calibration Guide No. 23 Version 1.0 (02/2018).
- [17] 19ENG08 Newsletter No. 1: “New research project for the wind industry”, 2021, DOI: 10.5281/zenodo.4733778.
- [18] WindEFCY project website: <https://www.ptb.de/empir2020/windefcy/home/>, 2021.
- [19] “National Metrology Systems Developing the institutional and legislative framework” BIPM, 2021.
- [20] European Metrology Programme for Innovation and Research (EMPIR) website <<https://www.euramet.org/research-innovation/research-empir/?L=0>>. Access in: 2021/07/23.



**20 e 21  
Outubro  
2021**



**CATEGORIA 3**

**REGULAÇÃO E  
COMERCIALIZAÇÃO**



## Considerations and Concerns About Underwater Noise Emission for Offshore Wind Turbines

Sara Rodriguez\*      Joseph Youssif Saab Junior †  
Alexandre Martuscelli de Faria‡      Marcos de Mattos Pimenta§

### Resumo

Offshore wind farms have several advantages over onshore wind farms, as well as being a growing sector worldwide. Brazil has been boosting its energy sector in the wind area and can also take advantage of its extensive maritime area for this, as new offshore wind parks are being licensed on the coast of Rio de Janeiro and Espírito Santo with the implementation of FOWTs. Although a simple offshore wind turbine does not have a significant impact on the noise emitted, since during operation the source levels are at least 10-20 dB lower than the noise of a ship in the same frequency range, the significant increase in the number of installed offshore turbines, in addition to pre-existing noise, has been a worldwide concern regarding the cumulative contribution of underwater noise and should be included in assessments for maritime spatial planning purposes and in environmental impact assessments of individual projects. Several studies have been carried out on this topic, mainly on the impact on marine mammals given their form of communication and auditory sensitivity and seabirds that suffer impact on the blades of wind turbines. Due to the strong environmental concern from the project to the commissioning and decommissioning of offshore wind farms, this article discusses the possible negative environmental impacts, mainly due to noise from offshore turbines. It presents proposals for wind turbine developers for new fronts of pre-design of these turbines, such as collecting data from geophysical surveys, performing sound field calculation, impact risk assessment, exploring noise mitigation techniques and strategies. Suggestions are also presented for the control and monitoring of short and long-term impacts, ways of mitigating noise, to prevent or reduce adverse noise effects, especially considering the specificity and diversity of the Brazilian marine fauna.

**Palavras-chave:** Wind Turbine Noise. FOWT. Subaquatic noise. Noise impact. Marine fauna.

---

\*Doctor of Science Candidate Researcher at the POLI-WIND Group, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Brazil, [sara.rodriguez@alumni.usp.br](mailto:sara.rodriguez@alumni.usp.br)

†Professor Doctor, Mechanical Engineering Coordinator at the Instituto Mauá de Tecnologia (IMT) and post-doctoral researcher at the POLI-WIND Group, [saab@maua.com.br](mailto:saab@maua.com.br)

‡Doctor of Science Candidate Researcher at the POLI-WIND Group, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Brazil, [martuscellifaria@gmail.com](mailto:martuscellifaria@gmail.com)

§Professor Doctor, POLI-WIND Research Group Senior Researcher and Coordinator, [mpimenta@usp.br](mailto:mpimenta@usp.br)

## Introduction

The offshore wind sector is expanding because it has several advantages such as wind stability, being far from inhabited areas and allowing the installation of larger and, therefore, more efficient turbines.

The works of (MADSEN *et al.*, 2006; TOUGAARD; HERMANNSEN; MADSEN, 2020) concluded that the underwater noise emitted by the operation of wind turbines was limited to the region of low frequency (below 1 kHz) and of low intensity, between 10 dB-20 dB (TOUGAARD; HERMANNSEN; MADSEN, 2020) below those commonly emitted by ships considering this same frequency range. In the initial evaluations it was also concluded that the noise from the construction stage due to the percussive pile driving of the turbine foundation was the main source of underwater noise.

However, due to the success of the sector, the growth of offshore wind turbine installations in coastal waters became significant, in addition to the increase in the size of the turbines, so that the cumulative effect started to be considered. The greatest concern is that of the accumulation of noise that can rise a few kilometers from the place where the turbines are installed, even with low speed winds, that can cause environmental impact.

Therefore, it is important to assess the contribution of wind farms to the marine environmental impact and to monitor and mitigate the emitted noise. In Europe, the Marine Strategy Framework Directive was created to regulate this type of noise (EUROPEAN COMMISSION, 2008).

## 1 Offshore Wind Energy in Brazil

Brazil has been investing in the wind area, mainly to supply the downturn in the hydroelectric sector, one of the main developments in the offshore sector has been in the projects of Floating Offshore Wind Turbines (FOWTs). The offshore wind farms Aracatu I and Aracatu II are already under licensing at IBAMA, the first of which is planned to be installed on the coast of Rio de Janeiro and the second between the states of Rio and Espírito Santo (MACHADO, 2021).

With the advantages of constant winds at an adequate and effective speed for wind turbines and the disadvantages of high installation cost (about twice times the onshore projects according to (COSTA, 2020)), long power transmission lines, the necessity to control variables such as wave response, current and wind loads, static stability, dynamics and structural behavior of anchor lines.

With the advantages of the large Brazilian coastline and the strong maritime sector, including offshore installations, the offshore wind market has a great potential to grow in Brazil. The state-owned Empresa de Pesquisa Energética (EPE) currently registers seven offshore wind projects in national waters in the licensing phase that would add up to a total capacity of up to 15 GW, in addition to the Brazilian potential for energy generation with wind farms offshore, considering the exploration of depth up to 50 m, it can reach

700 GW (COSTA, 2020), which represents four times the current installed capacity of power generation in the country, more favorable areas are located in the south, southeast and mainly in the northeast region, which arouses the interest of international companies in the sector.

This type of technology was already used in the Brazilian marine offshore area. This is the beginning of a sector that, from the first offshore wind farm installations, has the potential to expand rapidly, and there are already around twenty projects in seven states for the implementation of offshore wind farms in the states of Bahia, Ceará, Espírito Santos, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte and Rio Grande do Sul (MACHADO, 2021).

Due to its viability, the regulation for the installation of offshore wind farms is already on the agenda of discussion in the Brazilian Congress (OFFICE OF NAVAL RESEARCH GLOBAL, 2020) and the sector is in preparation for new developments, taking advantage of the capacity to generate wind energy, mainly on the northeast coast of the country.

## 2 Noise Emission by the Wind Turbine

Offshore wind farms generate underwater noise that varies in intensity and duration and is generated during the four phases of its life cycle:

- Pre-construction, which typically includes geophysical/seismic surveys to assess site conditions and increased vessel traffic to and from the site;
- Construction, which may include pile driving, drilling, blasting, dredging, laying cables, and continuous operation of ships and barges;
- Operation, including long-lasting noise associated with mechanical vibrations during blade rotation and maintenance vessel traffic, continuing throughout the 20-25 year life of the facility;
- Decommissioning, which may include mechanical cutting and use of explosives, as well as increased vessel traffic to and from the site.

During the operational phase of a wind farm, low frequency noise is produced because of the rotating movement of the blades. Vibrations within the nacelle (the housing that contains the generator, the gearbox and other parts) are transmitted by the main shaft of the wind turbine to its foundation. These vibrations propagates to the water column and the sea floor. Aerodynamic noise produced by rotor blades can also enter water through the airway. Sound levels increase slightly as the wind speed increases. The type of foundation of the wind turbine will also affect the underwater noise transmission.

The mechanical noise is generated from the relative motion of the turbine components. The main mechanic noise sources are the gearbox and the generator. The noise may me emitted by the generator and, in the case of indirect-drive units, from the gearbox, this noise is transmitted along the structure before it gets airborne, and it is radiated from its

own surfaces like the tower and the rotor blades.

With the adoption of the wind turbine rotor in an upwind position for Horizontal Axis Wind Turbine (HAWT) and adoption of the direct-drive system, the mechanical noise illustrated in Figure 1, with the numbers are related in the Table 2, and the rotor/tower wake interaction problems have been minimised.

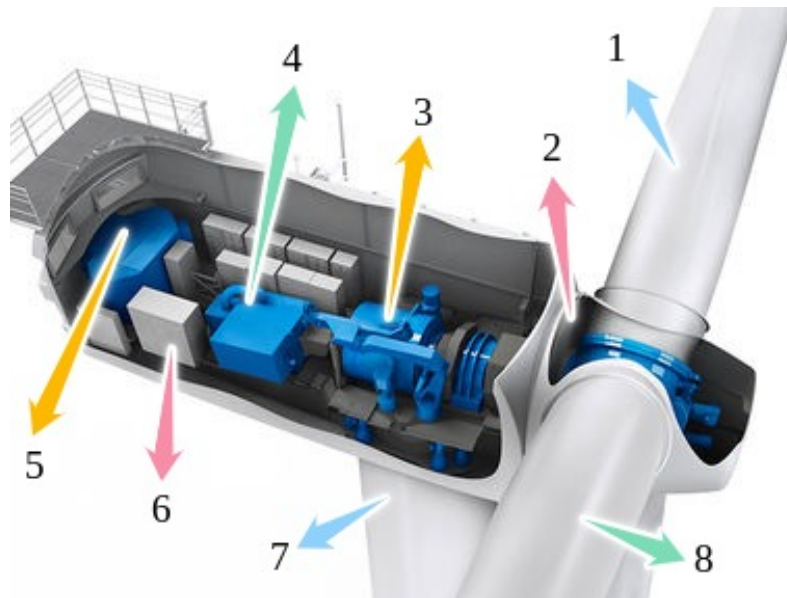


Figura 1 – Contribution of individual components to the total sound power level of a Wind turbine (see corresponding numbers in Table 2)(PINDER, 1992).

| Number | Element               | SPL [dB(A)] | Borne           |
|--------|-----------------------|-------------|-----------------|
| 1      | Blades                | 84.2        | Air-borne       |
| 2      | Hub (from gearbox)    | 89.2        | Structure-borne |
| 3      | Gearbox               | 97.2        | Structure-borne |
| 4      | Gearbox               | 84.2        | Air-borne       |
| 5      | Generator             | 87.2        | Air-borne       |
| 6      | Auxiliaries           | 76.2        | Air-borne       |
| 7      | Tower (from gearbox)  | 71.2        | Structure-borne |
| 8      | Blades (from gearbox) | 91.2        | Structure-borne |

Tabela 2 – Sound Pressure Level (SPL) of mechanical noise of a 2MW experimental(PINDER, 1992).

### 3 Impacts on Fauna

Many offshore wind farms are constructed in coastal water and a significant growth in offshore wind development has led to concern about the potential for negative impacts on fishes, marine mammals, invertebrates, birds, and bats. Potential negative effects include

collision, habitat displacement, and exposure to electromagnetic fields and underwater noise, some cases will be presented in the next sections.

## 4 Impacts on Fishes

Underwater noise associated with operating wind turbines can be detected by some fish as they are sensitive to particle movement or pressure waves. Fish very close to wind turbines can detect the movement of particles associated with the generated sound. Some fish can detect sound pressure at slightly greater distances (on the order of tens of meters). The main impact on fish would be masking and behavioral changes ([HAWKINS; POPPER, 2018](#)).

The foundations of wind farms and additional structures to prevent erosion (erosion) can lead to increased habitat complexity, due to the fixation of corals, barnacles, algae, among others, which attract fish and invertebrate species typical of rocky shores. As offshore wind farms also create zones where certain human activities, such as commercial fishing, are prohibited, that offers additional protection for the environment. It was observed that the amount of fish increases abundantly in the proximity of several offshore wind farms, and many fish were observed in the vicinity of the foundations of the turbines. ([REUBENS; DEGRAER; VINCX, 2014](#)).

## 5 Impacts on Marine Mammals

Offshore wind farms can negatively impact marine mammals during construction and operation phases, even boats and helicopters can annoy mammals, as they tend to avoid regions with offshore wind turbines.

Marine mammals have an acute hearing, in such a way that they use it to communicate, look for prey, orient themselves and even as a form of echolocation. The existence of underwater noise affects the behavior of these animals, due to the masking of other sounds, which leads to a change in the communication tone of these animals as presented in ([REIS, 2013](#)). For offshore wind farms Figure 2 presents the masking effect which leads to the impossibility of acoustically interpreting the environment and causes negative impacts for these animals ([SILVANO, 2017](#)), this fact can cause health problems such as diseases, stress, in addition to being cumulative with other factors such as water pollution ([CUMMINGS; BRANDON, 2004](#)).

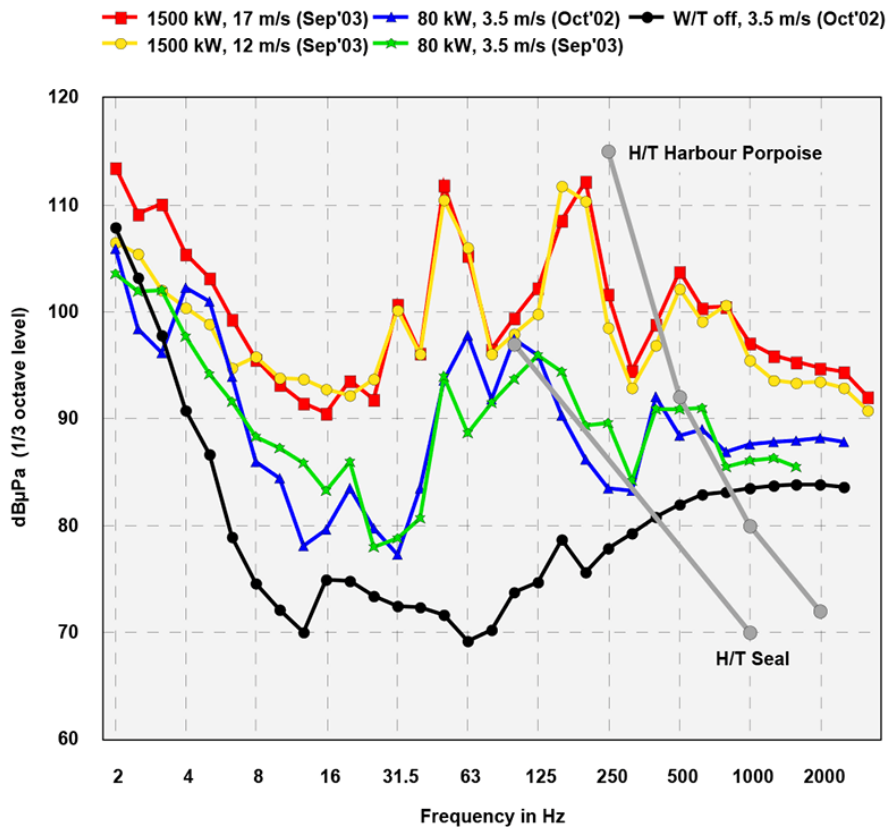


Figura 2 – Underwater sound pressure levels (1/3 octave spectra) recorded at 110 m distance from the turbine for different turbine states. Wind speeds at hub height (nacelle anemometer). Low frequency parts of hearing thresholds for harbour porpoise and seal are shown for comparison. (BETKE; GLAHN; MATUSCHEK, 2004)

It is known that harbor seals may detect sounds up to several kilometers but it is unlikely that the operational turbine sounds reach levels sufficient to cause temporary or permanent threshold shifts at any distance from the turbines.

The noise analyzed by the German Federal Ministry of Environment did not find damage to the auditory system of marine animals, however it did not specify how much the noise affected the behavior of living animals in the regions close to the turbines (KÖLLER; KÖPPEL; PETERS, 2006).

The monitoring carried out points to the complexity of subject, which shows different reactions in the behavior of marine mammals. Horns Rev and Nysted wind farms in Denmark have carried out a comprehensive environmental monitoring program between 1999 and 2006, covering baseline assessment, construction and operation phases. Seals were only affected during the construction phase, due to the high sound levels in pile driving operations, while in the operation phase they present apparent normal behaviour.

However, harbour porpoises' behaviour was dissimilar at the two offshore wind farms (TEILMANN; TOUGAARD; CARSTENSEN, 2006). In Horns Rev, the population decreased slightly during construction, but recovered to the baseline situation during operation. In Nysted the harbor porpoises density decreased significantly during construction and only after two years of operation did the population recover. The reason for this slow recovery is unknown (TEILMANN; TOUGAARD; CARSTENSEN, 2006).

The foundation of offshore turbines is conducive to the creation of a habitat that resembles the rocky shore, so that they become substrate for algae and coral colonies, which attract several species of fish and, consequently, mammals, which can be beneficial to these animals.

Due to the current stage of development and erection of offshore wind farms, it is very difficult to assess the long-term impacts on of marine mammals behaviours, such as reproduction and population status. The possible modification of marine mammal behavior due to the presence of offshore wind turbines is presumably a species-specific issue. Other factors that also require further research include oceanographic parameters (hydrography, bathymetry, salinity, and so on) and mammalian hearing aids (KÖLLER; KÖPPEL; PETERS, 2006).

Porpoises, harbor seals and dolphins have been observed to avoid offshore wind farm areas during construction (TOUGAARD et al., 2009) because of the noise emitted by pile driving, but this displacement appears to be temporary. Studies, mainly with the harbor porpoise, found that most animals return to the wind farm area as soon as construction ends and the farm is operational. Due to the prohibition of fishing activities and the prohibition of boat traffic (shelter effect), and increased food availability (reef effect), it was observed that the the population of porpoises increased in the wind farm area, as happened in Scotland (VALLEJO et al., 2017).

Research in this area is still punctual and may vary in each region, so the need for continuous monitoring and evaluation is important.

## 6 Impacts on Seabirds and Bats

According to (EXO; HÜPPOP; GARTHE, 2003) the influence of offshore wind farms on seabirds can result in collision risks, short-term habitat loss during construction phase, long-term habitat loss due to disturbance from wind turbines installed and from ship traffic during maintenance, barriers to movement in migration routes and disconnection of ecological units. A flowchart resuming the hazard factors to birds by offshore wind turbines is presented in Figure 3.

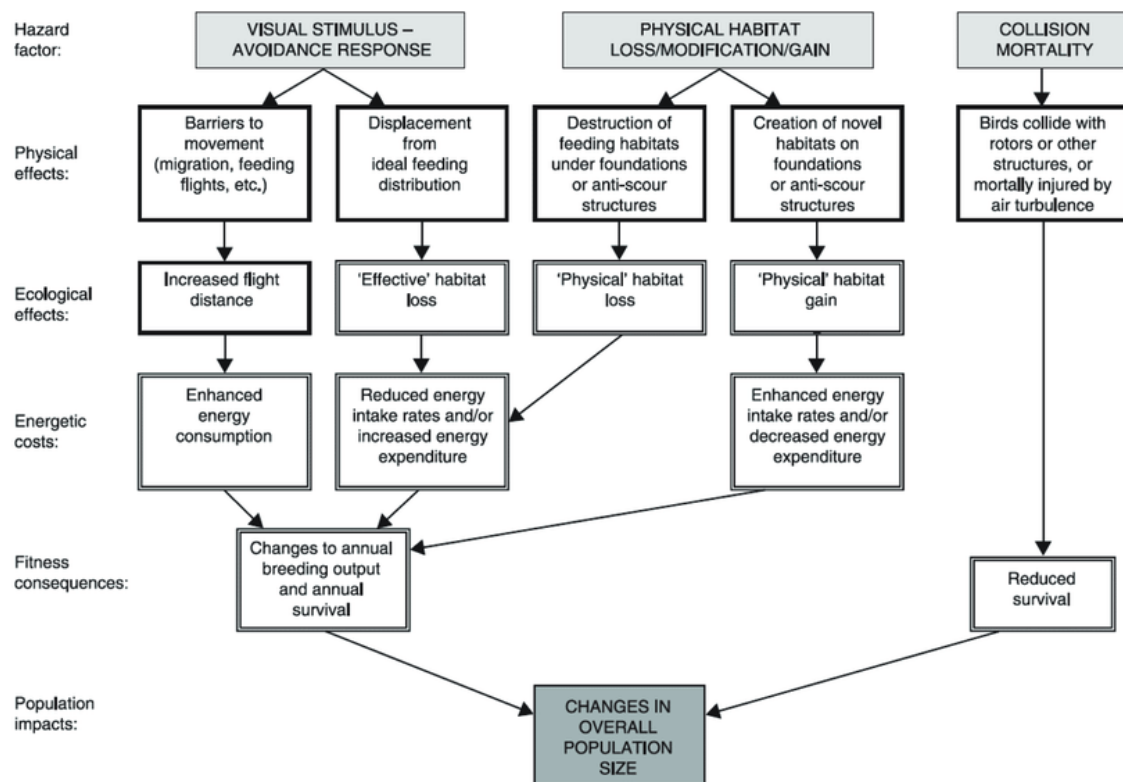


Figura 3 – Flow Chart of Hazards Factors to Birds by Offshore Developments. (FOX; PETERSEN, 2019)

The impact in wildlife was considered low (<1 out of 30,000) compared to other human-erected structures and causes (National Renewable Energy Laboratory, 2013). Turbine blades can harm wildlife due to reports of blade collisions with birds and bats, many of these problems can be minimized with technological developments, such as the use of radar systems to reduce or stop the WT operation for birds and to paint one blade in black color reduces bird fatalities by 70% (MAY et al., 2020). For bats, ultrasound acoustic deterrents can be used, thus avoiding the death of wild animals (MARTIN et al., 2017; ARNETT et al., 2013).

## 7 Regulations

With the expansion of the offshore sector, developers face new challenges related to the complex regulatory scenario. In the United States, the Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) oversees the development of renewable energy projects on the Outer Continental Shelf and grants associated leases. The BOEM established four phases for the offshore wind deployment program: planning and analysis, leasing, site assessment, as well as construction and operations, each of which brings its own regulatory requirements.

The first phase of the BOEM process is to conduct studies of potential impacts on wildlife as well as other environmental considerations. The main environmental concerns



related to offshore wind developments include increased noise levels, risk of collisions, changes in oceanic wildlife habitats, changes in the food chain and increased pollution from ship traffic or release of contaminants from seabed sediments .

The Wind Energy Technologies Office (WETO), part of the Department of Energy, is tasked with assessing and mitigating the environmental impacts of wind energy projects and conducts extensive research to help ensure a net environmental benefit. As knowledge increases about the environmental impact of offshore projects, developers need to consider all this information during the planning phase. It takes a lot of knowledge and experience to be effective in this process and ensure that developers are starting projects in places where the probability of approval is high.

## 8 Impacts of Fishing Area

Due to the installation of offshore wind farms and the strong restrictions imposed, impacts have already been observed on fishing communities in Stonington in the United States, such as in Town Dock Fleet, where they began to suffer restrictions for fishing, in addition to having difficulty in navigation due to the installation of hundreds of wind turbines in navigation and fishing areas. Fishermen also pointed to the spillage of lubricating oil from wind turbines at sea ([WOJTAS, 2021](#)).

The first empirical study of the effects of wind farms on lobster populations was carried out in Bridlington, UK, considered the European lobster capital. For nearly a decade, Bridlington's fisheries have coexisted with two offshore wind projects, the Westernmost Rough and Humber Gateway wind farms. The expectation was that during pile driving the lobster population would eventually disappear, however this did not happen ([DIAZ, 2021](#)).

Monitoring was carried out for six years, during the construction stage of the Westernmost Rough, the fishing activity was temporarily paused, and the lobsters started to reproduce, increasing their population density, so that for these crustaceans offshore wind turbines was not a negative impact, even so the cumulative impacts are not yet known. However, in this case, unlike the one presented above, the importance of developing a relationship of trust between the fishing industry and the expansion of the offshore wind sector was observed ([DIAZ, 2021](#)).

In this way, using limits, both sectors can benefit, because even after a break time, the fishing sector can recover and be rewarded for it during the turbine operation phase, when the impact is apparently smaller on the environment.

## 9 Management and Risk Mitigation

As shown in the previous sections, the construction and operation of offshore wind turbines creates underwater noise that can be significant. This needs to be managed and monitored during these phases to minimize the risk to underwater wildlife and the environment.

## 9.1 Analysis of Noise Levels

There are analysis of noise levels of wave equations for piles (WEAP) and vibro-acoustic finite element modeling (FE). The modelling and management of underwater noise may be made according to the following steps:

- Collecting data from previous geophysical surveys;
- Prediction of noise emitted by the wind turbine;
- Estimating noise level during planning based on manufacturer's data;
- Calculating the sound field, combined with population distributions of noise-sensitive species;
- Considering the animal's behavioral response to noise for impact risk assessment;
- Exploring noise mitigation techniques and strategies;
- Installing acoustic measurement equipment;
- Collecting and analysing data over extended periods;
- Periodic evaluation of the fauna nearby the offshore wind farms.

## 9.2 Noise Mitigation Techniques

This section presents some noise mitigation techniques to be applied when driving offshore wind turbine piles and foundation stage, as well as alternative foundation concepts. From a nature conservation point of view, anthropogenic noise emissions in the marine environment should be limited to ecologically appropriate levels, and many noise mitigation systems have the potential to reduce emissions to a level that corresponds to or even below the noise limit standardized by the German ZEE.

However, all these mitigation systems (presented in detail in the Appendices [A](#) and [B](#)) have an impact on the layout of operations and work schedule, as the systems must be applied before pile driving or require special technical characteristics of the installation barge, with the installation time of the system noise mitigation is one of the main challenges to be economically viable.

For noise mitigation measures for impact pile driving there are the following options:

- **Bubble curtains:** Big bubble curtain and little bubble curtain;
- **Isolation casings:** Noise mitigation system and BEKA-Shells;
- **Cofferdam:** Cofferdam, pile-in-pipe piling and Hydro sound dampers (HSD) encapsulated bubbles;
- **Others:** Prolongation of pulse duration;
- **Modification of piling hammer.**

For low-noise foundations there are the following options:

- **Vibratory pile driving;**
- **Foundation drilling:** Ballast Nedam, Herrenknecht and Fugro Seacore;
- **Gravity base foundation;**
- **Floating wind turbines:** Floating wind turbines in general, HYWIND, Blue H, Blue H Engineering, GICON-SOF, WindFloat, Sway, WINDSEA, INFLOW, WINFLO, Poseidon 37;
- **Bucket foundations:** Bucket foundation for transformer platform and Bucket foundation for offshore wind turbine.

One combined example to attenuate noise in the conduction phase is to fluidize the seabed with water jets, which ensures that monopiles sink much faster and mainly, emitting less noise, using their own weight. Driving foundation piles for wind turbines on the seabed causes vibrations, pressure waves and a lot of noise, for example, when a steel foundation pile with a diameter of 8 m is driven, the production of noise can reach a level up to 180 dB. Vibrations, waves of pressure and loud noise have a negative effect on underwater life ([WEETCH, 2021](#)).

According to ([WEETCH, 2021](#)) inside the pile are installed dozens of water jets that spray seawater onto the sea floor. The seabed takes on properties comparable to those of quicksand. The strength of the seabed decreases and the foundation pile sinks to the seabed. The use of a vibrating hammer to replace the hydraulic forklift is also beneficial compared to a traditional pile-driving platform, where the steel pile hammer hits a foundation made of the same material, which makes a lot of noise. The vibrating hammer consists of rotating discs mounted on top of the monopile. This causes the monopile to vibrate so that it sinks into the fluidized layer of the seabed ([WEETCH, 2021](#)).

## Conclusion

In this work it was presented that studies indicate that the noise level of a wind turbine is lower compared to a large cargo ship. However, the cumulative noise contribution of several turbines within a wind farm (in some cases, hundreds of wind turbines) and the fact that wind farms occupy increasingly larger fractions of coastal and shelf waters mean that their contribution to combined noise cannot be ignored. Offshore wind farms can produce enough noise to cause negative effects on marine fauna. This large-scale cumulative effect must be addressed in both strategic impact assessments in connection with spatial planning and environmental impact assessments of individual projects.

As it is not consistent to encourage the development of a renewable energy source as a way to solve the climate crisis, while generating local environmental impacts and relevant social issues, increasingly strict regulations are being adopted globally to reduce the production of noise in the offshore wind sector, mainly in the offshore pile driving

activities. In this regard, wind proponents will have to comply with a complex set of regulations relating to the environment, species and habitats, as well as history, culture, recreation and also tourism.

The importance of the interaction of the offshore wind sector with the fishing sector was also presented, including the possibility of collaboration to carry out a continuous monitoring of marine species for assessment in order to avoid negative impacts. Due to recent technology and the large number of turbines in installation, monitoring is required as well as noise mitigation as presented in accordance with international standards.

Brazil has several advantages for the offshore wind sector to expand rapidly, as well as the existing offshore technology can be adapted for this sector, in order to be able to deploy modern, quieter and more sustainable wind turbines.

Due to the great marine diversity and the current stage of licensing for the installation of offshore wind farms, and following strict international regulations, it is important to create and follow national regulatory and environmental licensing standards specific to this activity.

Finally, this work points to the possibility of combining technical feasibility, minimization of installation costs and prevention of environmental and social impacts, with a large wind resource. The development of the offshore wind energy sector is characterized as a great opportunity for Brazil to take advantage of its natural resources and stimulate the growth of a renewable energy source, in order to diversify the matrix and increase energy security.

## References

ARNETT, E. et al. Evaluating the effectiveness of an ultrasonic acoustic deterrent for reducing bat fatalities at wind turbines. *PLoS one*, v. 8, p. e65794, 09 2013. Cited on page 8.

BETKE, K.; GLAHN, M. S. von; MATUSCHEK, R. Underwater noise emissions from offshore wind turbines. *ITAP - Institute für technische und angewandte Physik*, 03 2004. Cited on page 6.

COSTA, L. *ENFOQUE-Energia eólica offshore entra no radar no Brasil e atrai Equinor e Neoenergia*. 2020. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/reuters/2020/11/25/enfoque-energia-eolica-offshore-entra-no-radar-no-brasil-e-atrai-equinor-e-neoenergia.htm>>. Cited 2 times on pages 2 e 3.

CUMMINGS, J.; BRANDON, N. *SONIC IMPACT: A Precautionary Assessment of Noise Pollution from Ocean Seismic Surveys*. 2004. Disponível em: <<https://www.greenpeace.org/usa/wp-content/uploads/legacy/Global/usa/report/2007/7/sonic-impact-a-precautionary.pdf>>. Cited on page 5.

- DIAZ, C. *The climate economy: Every industry can be part of the solution - or part of the ongoing problem*. 2021. Disponível em: <<https://qz.com/2026401/offshore-winds-effect-on-uk-fishing-and-what-the-us-can-learn/>>. Cited on page 9.
- EUROPEAN COMMISSION. *Marine Strategy Framework Directive*. [S.l.], 2008. Cited on page 2.
- EXO, K.-M.; HÜPPOP, O.; GARTHE, S. Birds and offshore wind farms: A hot topic in marine ecology. *Wader Study Group Bulletin*, v. 100, p. 50–53, 11 2003. Cited on page 7.
- FOX, A.; PETERSEN, I. Offshore wind farms and their effects on birds. 09 2019. Cited on page 8.
- HAWKINS, A. D.; POPPER, A. N. Effects of man-made sound on fishes. In: *Effects of Anthropogenic Noise on Animals*. Springer New York, 2018. p. 145–177. Disponível em: <[https://doi.org/10.1007/978-1-4939-8574-6\\_6](https://doi.org/10.1007/978-1-4939-8574-6_6)>. Cited on page 5.
- KÖLLER, J.; KÖPPEL, J.; PETERS, W. *Offshore Wind Energy: Research on Environmental Impacts*. Springer Berlin Heidelberg, 2006. ISBN 9783540346777. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=am98QwZ-HFkC>>. Cited 2 times on pages 6 e 7.
- KOSCHINSKI, S.; LÜDEMANN, K. Development of noise mitigation measures in offshore wind farm construction. *Bundesamt für Naturschutz, BfN, Federal Agency for Nature Conservation*, fev. 2013. Disponível em: <<https://www.cbd.int/doc/meetings/mar/mcbem-2014-01/other/mcbem-2014-01-submission-noise-mitigation-en.pdf>>. Cited 2 times on pages 15 e 17.
- MACHADO, N. *Diálogos da Transição*. 2021. Disponível em: <<https://epbr.com.br/raio-x-das-eolicas-offshore-em-licenciamento-no-brasil/>>. Cited 2 times on pages 2 e 3.
- MADSEN, P. et al. Wind turbine underwater noise and marine mammals: implications of current knowledge and data needs. *Marine Ecology Progress Series*, Inter-Research Science Center, v. 309, p. 279–295, mar. 2006. Disponível em: <<https://doi.org/10.3354/meps309279>>. Cited on page 2.
- MARTIN, C. M. et al. Reducing bat fatalities at wind facilities while improving the economic efficiency of operational mitigation. *Journal of Mammalogy*, Oxford University Press (OUP), v. 98, n. 2, p. 378–385, mar. 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1093/jmammal/gyx005>>. Cited on page 8.
- MAY, R. et al. Paint it black: Efficacy of increased wind turbine rotor blade visibility to reduce avian fatalities. *Ecology and Evolution*, Wiley, v. 10, n. 16, p. 8927–8935, jul. 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/ece3.6592>>. Cited on page 8.
- National Renewable Energy Laboratory. *Wind Energy Myths*. 2013. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37657.pdf>>. Cited on page 8.
- OFFICE OF NAVAL RESEARCH GLOBAL. *Com turbinas eólicas offshore, Brasil pode se tornar ativo na corrida pela energia limpa*. 2020. Disponível em: <<https://jornal.usp.br/ciencias/ciencias-exatas-e-da-terra/com-turbinas-eolicas-offshore-brasil-pode-se-tornar-ativo-na-corrida-pela-energia-limpa/>>. Cited on page 3.

PINDER, J. Mechanical noise from wind turbines. *Wind Engineering; ISSN 0309-524X; Worldcat; CODEN WIENDM; v. 16(3); p. 158-168*, v. 16, p. 158–168, 01 1992. Cited on page 4.

REIS, S. S. *CARACTERIZAÇÃO DAS EMISSÕES SONORAS DO BOTO-CINZA Sotalia guianensis (VAN BENÉDÉN, 1864) (CETACEA: DELPHINIDAE) E A INVESTIGAÇÃO DO AMBIENTE ACÚSTICO NA BAÍA DE BENEVENTE*, ES. 73 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2013. Cited on page 5.

REUBENS, J. T.; DEGRAER, S.; VINCX, M. The ecology of benthopelagic fishes at offshore wind farms: a synthesis of 4 years of research. *Hydrobiologia*, Springer Science and Business Media LLC, v. 727, n. 1, p. 121–136, jan. 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s10750-013-1793-1>>. Cited on page 5.

SILVANO, B. C. R. *Revisão sobre os efeitos da poluição sonora aos cetáceos: identificação de prioridades para trabalhos futuros no Arquipélago de Santa Catarina*. 57 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2017. Cited on page 5.

TEILMANN, J.; TOUGAARD, J.; CARSTENSEN, J. *Summary on harbour porpoise monitoring 1999-2006 around Nysted and Horns Rev Offshore Wind Farms*. 2006. Disponível em: <[https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/Summary\\_on\\_Harbour\\_Porpoise\\_Monitoring\\_1999-2006.pdf](https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/Summary_on_Harbour_Porpoise_Monitoring_1999-2006.pdf)>. Cited on page 7.

TOUGAARD, J. et al. Pile driving zone of responsiveness extends beyond 20 km for harbor porpoises (*phocoena phocoena* (l.)). *The Journal of the Acoustical Society of America*, Acoustical Society of America (ASA), v. 126, n. 1, p. 11–14, jul. 2009. Disponível em: <<https://doi.org/10.1121/1.3132523>>. Cited on page 7.

TOUGAARD, J.; HERMANNSEN, L.; MADSEN, P. T. How loud is the underwater noise from operating offshore wind turbines? *The Journal of the Acoustical Society of America*, Acoustical Society of America (ASA), v. 148, n. 5, p. 2885–2893, nov. 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1121/10.0002453>>. Cited on page 2.

VALLEJO, G. C. et al. Responses of two marine top predators to an offshore wind farm. *Ecology and Evolution*, Wiley, v. 7, n. 21, p. 8698–8708, set. 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/ece3.3389>>. Cited on page 7.

WEETCH, B. *GMB Works to reduce offshore wind turbine noise pollution*. 2021. Disponível em: <<https://www.energyglobal.com/special-reports/23032021/gmb-works-to-reduce-offshore-wind-turbine-noise-pollution/>>. Cited on page 11.

WOJTAS, J. *Stonington fishermen fight for their livelihoods: A look at the fleet's past, present and tenuous future*. 2021. Disponível em: <<https://news.yahoo.com/stonington-fishermen-fight-livelihoods-look-003400572.html>>. Cited on page 9.

Appendices

A Noise mitigation measures for impact pile driving

Tabela A.1 – Noise mitigation measures for impact pile driving, their reduction potential, development status and next steps (KOSCHINSKI; LüDEMANN, 2013).

|                   | Mitigation measure                         | Noise reduction   | Development status <sup>1)</sup>   | Questions, next steps   |
|-------------------|--|---|--|---|
| Bubble curtains   | Big bubble curtain                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• FINO 3: 12 dB (SEL), 14 dB (peak) (GRIEBMANN et al. 2010), OWF <i>Borkum West II</i>: 11-15 dB (SEL), 8-13 dB (peak) (BELLMANN 2012)</li> <li>• Double big bubble curtain (two half-circles): 17 dB (SEL), 21 dB (peak) (HEPPER 2012)</li> </ul>     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proven technology, potential for optimisation</li> <li>• German 160 dB threshold level can be met under certain environmental conditions</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Practical application in several commercial offshore wind farms (OWFs)</li> <li>• Application with larger pile diameters at larger water depth</li> <li>• Potential for optimization with respect to effectiveness and handling</li> </ul>                               |
|                   | Little bubble curtain (several variations) | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Layered ring system (OWF <i>alpha ventus</i>): 12 dB (SEL), 14 dB (peak) (GRIEBMANN 2009); OWF <i>Baltic II</i>: 15 dB (SEL) (SCHULTZ-VON GLAHN 2011) resp. 11-13 dB (SEL) (ZERBST &amp; RUSTEMEIER 2011)</li> </ul>                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pilot stage with full-scale test completed</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Practical application, currently no specific projects known</li> </ul>   |
|                   |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Confined little bubble curtain (ESRa): 4-5 dB (SEL) (WILKE et al. 2012)<sup>2)</sup></li> <li>• Little bubble curtain with vertical hoses (SBC): 14 dB (SEL), 20 dB (peak) (STEINHAGEN 2012)</li> </ul>  |  |   |
| Isolation casings | <i>IHC Noise Mitigation System</i>         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• ESRa project: 5-8 dB (SEL) (WILKE et al. 2012)<sup>2)</sup></li> <li>• FLOW-project: OWF <i>Nordsee Ost</i>: 9 dB (SEL), <i>Ijmuiden</i>: 11 dB (SEL)</li> <li>• OWF <i>Riffgat</i>: 17 dB (SEL) (GERKE &amp; BELLMANN 2012)<sup>3)</sup></li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pilot stage completed</li> <li>• First application at commercial OWF <i>Riffgat</i></li> <li>• 160 dB threshold level can be met with small and intermediate piles at shallow depths</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• During further applications a direct comparison with and without mitigation system is required</li> <li>• Application at greater water depths and with larger diameters</li> </ul>   |
|                   | <i>BEKA-Shells</i>                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• ESRa project: 6-8 dB (SEL) (Wilke et al. 2012)<sup>2)</sup></li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pilot stage completed</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Full-scale test under offshore conditions</li> <li>• Currently no commercial application known</li> </ul>  |
| Cofferdam         | Cofferdam                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aarhus Bight: 23 dB (SEL), 17 dB (peak) (THOMSEN 2012)</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pilot stage for free-standing system completed</li> <li>• First application in commercial projects planned</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Full-scale test for larger monopiles (<math>\varnothing</math> about 5 m)</li> <li>• Practical application in commercial projects <i>HelWin alpha</i>, <i>BorWin beta</i> and <i>Sylwin alpha</i> planned</li> <li>• Further development of telescopic system</li> </ul> |
|                   | Pile-in-Pipe Piling                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Model: 27 dB (SEL) (FRÜHLING et al. 2011)</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Validated concept stage</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• n. s.</li> </ul>   |

|        | Mitigation measure                                | Noise reduction  | Development status <sup>1)</sup>   | Questions, next steps   |
|--------|---|--|--|---|
| Others | Hydro Sound Dampers (HSD)/ "encapsulated bubbles" | <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>ESRa</i> project: 4-14 dB (SEL) (WILKE et al. 2012) <sup>2)</sup></li> <li>• OWF <i>London Array</i>: n. s.</li> <li>• Feasibility study US: in singular third octave bands up to 18 dB (no broadband value given) (LEE et al. 2012)</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pilot stage, application in commercial OWF <i>London Array</i></li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Further offshore test (OWF <i>Dan Tysk</i>) planned for 2013</li> <li>• Optimisation of HSD elements</li> <li>• Additional HSD elements and net-layers</li> <li>• Tests to reduce seismic influence</li> </ul> |
|        | Prolongation of pulse duration                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Model: 4 dB (SEL), 9 dB (peak) (ELMER et al. 2007a)</li> <li>• Schall 3: Model of <i>MENCK</i> test pile: 5 dB (SEL), 7 dB (peak). Model of <i>FINO 3</i> pile: 11 dB (SEL), 13 dB (peak) (NEUBER &amp; UHL 2012)</li> <li>• Measurement of coiled steel cable as piling cushion: up to 7 dB (SEL) 4) (ELMER et al. 2007a)</li> <li>• Measurement of piling cushions from Micarta: 7-8 dB, Nylon 4-5 dB 5) (LAUGHLIN 2006)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 160 dB threshold level can be met with very small pile diameters, used as a means of protecting the equipment</li> <li>• Experimental stage for larger piles (numerical models and simulation)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• n. s.</li> </ul>   |
|        | Modification of piling hammer                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• n. s.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Experimental stage</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Completion of research project <i>BORA</i> and publication of results</li> </ul>   |

<sup>1)</sup> With regard to North Sea offshore conditions and water depths of about 40 m

<sup>2)</sup> For the interpretation of the results achieved in the *ESRa* project, the problems outlined in [chapter 4.1](#) have to be taken into consideration

<sup>3)</sup> Calculation of noise reduction is based only on the predicted value of noise emission without mitigation system, see [chapter 4.3.4](#)

<sup>4)</sup> *FINO 2* platform (pile diameter 3.3 m)

<sup>5)</sup> Cape Disappointment (pile diameter 0.3 m)



## B Noise mitigation for low-noise foundations

Tabela B.1 – Low-noise foundations, their reduction potential, development status and next steps (KOSCHINSKI; LüDEMANN, 2013).

|                          | Method / project                  | Noise emission during construction   | Development status <sup>1)</sup>  | Questions, next steps  |
|--------------------------|-----------------------------------|--|---|--|
| Vibratory pile driving   | Vibratory pile driving            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sound level reduced by about 15-20 dB compared to impact pile driving (ELMER et al. 2007a)</li> <li>• North Sea, OWF <i>alpha ventus</i>: broadband sound level 142 dB at 750 m from source; but high tonal component (BETKE &amp; MATUSCHEK 2010), OWF <i>Riffgat</i>: 145 dB Leq (GERKE &amp; BELLMANN 2012)</li> <li>• Number of pile strikes reduced</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proven technology for small piles and low anchoring depths and prior to the actual impact pile driving (OWF <i>Riffgat</i>)</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 'Vibratory pile driving applicable to entire anchoring depths?</li> <li>• Is the same stability under load achievable?</li> </ul>   |
| Foundation drilling      | <i>Ballast Nedam</i>              | • n. s.  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Concept stage</li> <li>• Technical feasibility proven (VAN DE BRUG 2011)</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pilot stage planned at <i>FLOW</i> project</li> </ul>   |
|                          | <i>Herrenknecht</i>               | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Measurement at watered shaft in Naples: 117 dB (SEL) at 750 m (AHRENS &amp; WIEGAND 2009)</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Technical feasibility proven (AHRENS &amp; WIEGAND 2009)</li> <li>• Onshore tests</li> <li>• Prototype under construction</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Investigations of carrying capacity</li> <li>• Construction of prototype for 2013</li> <li>• Nearshore test 4<sup>th</sup> quarter 2013</li> <li>• Offshore prototype-test beginning of 2014</li> </ul> |
|                          | <i>Fugro Seacore</i>              | • n. s.  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proven technology for certain types of ground (rock, sand- and limestone) and in combination with impulsive pile driving</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Investigations of resulting stability under load when founded without impulsive piling</li> <li>• Applicability to sandy sediments?</li> </ul>  |
| Gravity base foundations | Gravity base foundations          | <ul style="list-style-type: none"> <li>• No specific measurements available</li> <li>• Noise emissions during ground preparation works (if required) probably lower than during impulsive pile driving</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• For offshore wind turbines: proven technology at water depths ≤ 20 m, pilot stage for deeper water</li> <li>• Onshore full scale test foundation</li> <li>• For oil &amp; gas: proven technology also at greater water depths</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Question of detail on scour protection</li> </ul>   |
| Floating wind turbines   | Floating wind turbines in general | <ul style="list-style-type: none"> <li>• No specific measurements available</li> <li>• Noise emissions probably lower than during impulsive pile driving</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Oil and gas platforms: proven technology</li> <li>• Offshore wind turbines: experimental or pilot stage</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Details of anchorage</li> <li>• Operational noise of wind turbines possibly louder than with other foundation types</li> </ul>  |
|                          | <i>HYWIND</i>                     | • n. s.  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pilot stage, Full-Scale-test in Norway, two year research project completed</li> </ul>   | • n. s.  |

|                        |   |  |   |  |
|------------------------|---|--|---|--|
| Floating wind turbines | <i>Blue H</i>                               | • n. s.  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pilot stage</li> <li>• Experimental stage with 75% model completed</li> </ul>  | • Subproject continued in a different form by <i>Blue H Engineering</i> (see below)  |
|                        | <i>Blue H Engineering</i>                   | • n. s.  | • Conceptual stage for 5 MW turbines  | • Prototype planned for 2016   |
|                        | <i>GICON-SOF</i>                            | • n. s.  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Experimental stage</li> <li>• Development of planning tool for technical, ecological and economic design-basis for prospected research facility</li> <li>• Investigations in wave channel completed</li> </ul> | • Prototype planned for 2012   |
|                        | <i>WindFloat</i>                            | • n. s.  | • 2011: Prototype erected in Portugal with Vestas V80   | • 5 more turbines planned  |
|                        | <i>Sway</i>                                 | • n. s.  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Experimental stage completed: Dynamic simulations completed</li> <li>• Pilot stage: prototype approved</li> </ul>  | • Prototype planned for 2013   |
|                        | <i>WINDSEA</i>                              | • n. s.  | • Experimental stage with 1:40 model in wind- and wave-channel completed  | • Search for investors   |
|                        | <i>INFLOW</i>                               | • n. s.  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Experimental stage</li> <li>• Onshore demonstration model at a scale of 1:2 completed (output 35 kW)</li> </ul>  | • Prototype planned for 2013   |
|                        | <i>WINFLO</i>                               | • n. s.  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ongoing model-tests</li> <li>• Prototype under construction</li> </ul>   | • Prototype planned for 2013   |
|                        | <i>Poseidon 37</i>                          | • n. s.  | • Prototype (37 m width) with 3x11 kW output completed  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Larger prototype (80 m width) planned for 2015</li> <li>• Subsequent prototype of 110 m width planned for 2016/2017</li> </ul>                          |
| Bucket foundations     | Bucket foundation for transformer platform  |  | • Oil and gas platforms: proven technology  | • Construction of converter platforms at commercial OWFs <i>Veja Mate</i> and <i>Global Tech 1</i>   |
|                        | Bucket foundation for offshore wind turbine | <ul style="list-style-type: none"> <li>• n. s.</li> <li>• Noise emissions during suction dredging probably lower than during impulsive pile driving</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pilot stage for monopod: prototype at Frederikshavn/DK</li> <li>• Concept stage for Tri-jacket</li> <li>• Experimental stage for asymmetric three-legged construction (model tests completed)</li> </ul>       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tri-Jacket: full-scale prototype planned at virtual test field</li> <li>• Asymmetric three-legged construction: full-scale prototype planned</li> </ul> |

\* With regard to North Sea offshore conditions and water depths of about 40 m

# **Impacto da Evolução do Perfil do Preço Horário nos Contratos de Energia Considerando Diferentes Empreendimentos de Geração Eólica e Solar no Brasil**

**Lucas Soares<sup>1</sup>, André Castro<sup>2</sup>, Rafael Pereira<sup>3</sup>, Levi Távora**

PEA - Universidade de São Paulo<sup>1</sup>, Delta Energia<sup>2</sup>, Qair Brasil<sup>3</sup>

lucasaraujovga@hotmail.com<sup>1</sup>, andre.castro@deltaeam.com.br<sup>2</sup>,  
r.pereira@qair.energy<sup>3</sup>, leviff@hotmail.com

**Resumo:** Neste artigo, é apresentado o impacto do preço horário em projetos eólicos e fotovoltaicos considerando um cenário de expansão do sistema elétrico, com grande inserção de renováveis, principalmente fontes fotovoltaicas através de usinas centralizadas e geração distribuída. A transformação da curva típica de carga líquida, considerando a geração das fontes renováveis, implica em inclinação negativa no período da manhã e inclinação positiva de maior intensidade no fim da tarde, coincidente com o instante em que o sol se põe e a produção fotovoltaica é reduzida. Dessa forma, esta tendência indica como o perfil do preço horário provavelmente evoluirá ao longo do tempo, acompanhando a carga líquida. Os resultados demonstram expressiva mudança nos riscos de exposição na contabilização mensal na CCEE, o que irá impactar diretamente nos preços praticados no mercado.

**Palavras-Chave:** Energia renovável, preços horários, comercialização de energia, riscos energéticos, fontes intermitentes.

**Abstract:** This paper, evaluate the impact of the hourly price on wind and photovoltaic projects, considering a scenario of expansion of the electrical system with a large insertion of renewable sources, mainly photovoltaic sources, through centralized plants and distributed generation. The transformation of the typical net load curve, considering the generation of renewable sources, implies a negative ramp at the morning and a positive ramp of greater intensity at late afternoon, coinciding with the sunsets and photovoltaic production is reduced. Thus, this trend shows how the hourly

price profile will likely evolve over time, following the net charge. The results demonstrate a significant change in exposure risks in the monthly accounting at CCEE, which will directly impact market prices.

**Keywords:** Renewable energy; hourly prices, power trading, energy risk, intermittent power sources.

## 1. INTRODUÇÃO

A implementação do preço horário, que entrou em vigência em janeiro de 2021, já vem acarretando impactos significativos na formação do preço e na comercialização, pois permite uma representação explícita e mais detalhada das restrições operativas associadas à geração hidráulica e térmica bem como do impacto temporal da variabilidade das fontes intermitentes.

O Brasil figura entre os países com maior capacidade instalada (19 GW) em usinas eólicas e está em uma trajetória ascendente dos investimentos em usinas fotovoltaicas (9,7 GW) também. Este crescimento tem sido impulsionado por um forte interesse dos investidores às características dos ventos na região Nordeste e Sul, visto por muitos especialistas como um dos melhores do mundo para a produção de eletricidade a partir da cinética dos ventos. O mesmo acontece para as fontes solares, considerando a elevada irradiação solar observada no território brasileiro. Junto a ascensão destas fontes, que representam 12% da matriz energética nacional, o país concentra na fonte hídrica, a maior participação na sua matriz energética, com 58,8 % de participação e fontes térmicas (biomassa, gás natural, carvão, óleo e nuclear com 25,4% [1]. Neste contexto, é de essencial importância o entendimento de como o preço horário afetará a dinâmica do mercado e suas tendências, assim como a mensuração dos possíveis riscos aos quais os empreendedores estão ou estarão expostos ao atuarem tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) quanto no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), este último ao longo do tempo tem tido menos interessados.

No ACL os contratos são negociados bilateralmente, onde os acordos sobre a forma de entrega da energia são discutidos entre as partes. Neste tipo de acordo não há uma determinação única sobre o tempo de contrato, preço, sazonalização e

modulação, os agentes precificam a energia de acordo com os riscos alocados de cada parte. Por outro lado, no ACR, as mudanças nas regras de contratação de energia eólica e solar apresentadas para o leilão de energia nova mais recente (34º LEN), realizado em 08/07/2021, trazem uma percepção de risco bastante distinta, onde, dentro de um período de 20 anos, os agentes vencedores do certame, por sua conta em risco, terão que entregar energia firme conforme perfil de carga de cada distribuidora que será a contraparte, tanto a sazonalização quanto a modulação seguirão a carga cativa, ficando as diferenças para serem valoradas no Mercado de Curto Prazo (MCP) [2].

No mercado de energia elétrica do Brasil a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE é responsável por realizar a contabilização de todos os contratos físicos relacionados com a comercialização de energia. Em vez de um sistema de oferta e demanda como existe em outros países, através de mercados *spot* para contratos físicos, o preço de curto prazo da energia é determinado por modelos computacionais de otimização, definindo o Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema elétrico, que é a base para a divulgação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). As propriedades físicas e financeiras são precificadas no mesmo contrato, então nosso desenho de mercado é bem diferente da maioria dos mercados livres de energia dos países com mercados mais maduros, o que resulta em maior complexidade para elaboração da modelagem financeira apropriada, dado que é necessário considerar estas características únicas para precificar o risco adequadamente.

Até o mês de dezembro de 2020 o PLD era divulgado pelas revisões semanais, mas como parte de uma agenda de modernização da área financeira do setor elétrico, agora existem dados *intraday* do PLD com granularidade horária. Neste contexto, este artigo propõe avaliar fatores que são importantes, tais como sazonalização e modulação e proporcionar o entendimento dos riscos e impactos na contratação de empreendimentos eólicos e solares para possíveis cenários futuros, levando em consideração a expansão ainda maior das renováveis até 2035 e os contratos de longo prazo característicos do mercado livre e do mercado regulado.

## 2. FORMAÇÃO DO PREÇO HORÁRIO

Desde a concepção do mercado atacadista de energia elétrica, estava prevista a utilização dos modelos computacionais de otimização eletroenergética desenvolvidos, tanto para o planejamento da operação centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) quanto para a formação de preço do MCP na CCEE [3]. A cadeia completa dos otimizadores inclui a utilização dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM pelo ONS para planejamento e programação centralizada da operação hidrotérmica, nos horizontes de médio, curto e curtíssimo prazo, abrangendo um largo espectro de atividades e informações, desde o planejamento plurianual até a programação diária das unidades geradoras, por meio de uma estratégia que minimiza o valor esperado do custo total de operação ao longo de todo o horizonte de simulação. Dessa forma, o preço de curto prazo resultante do despacho comercial apurado pela CCEE refletiria a operação de curtíssimo prazo definida pelo despacho técnico e econômico e a única diferença esperada seria em decorrência das restrições de transmissão internas ao submercados, portanto ainda não representadas no despacho comercial, e que seriam cobertas, assim como o *unit commitment* das térmicas, via Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

O modelo DESSEM tem um período de programação de até 2 semanas e integra-se à cadeia de modelos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) [4]. Ao final do horizonte de estudo, pode-se acoplar a Função de Custo Futuro (FCF) produzida pelo modelo de planejamento de curto prazo, DECOMP. Este, por sua vez leva em consideração no cálculo da política de operação de curto prazo uma FCF fornecida pelo modelo de planejamento de médio prazo, NEWAVE. A Figura 1 apresenta as características da modelagem feita pela cadeia de modelos desenvolvidos pelo CEPEL.

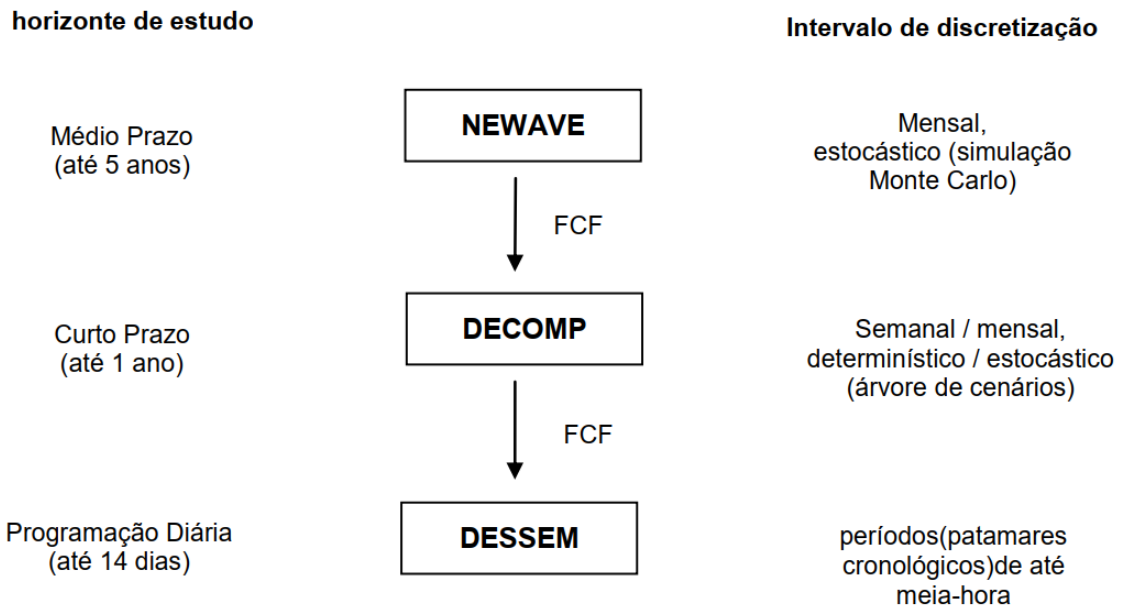


Figura 1: Cadeia de modelos desenvolvidos para o planejamento e operação do SIN. Fonte: [4].

A complexidade do DESSEM cresce na medida que a granularidade dos elementos trazidos pelos modelos satélites aumenta. Estes modelos satélites são os programas que definirão os insumos necessários para a montagem dos dados de entrada para execução diária do DESSEM, que tem origem no processo de previsão de carga, previsão de geração eólica, previsão de geração solar e previsão de vazões, assim como o caso base da rede elétrica em regime permanente. A Figura 2 ilustra o fluxo de dados até a montagem final do *deck* de entrada do modelo DESSEM.



Figura 2: Modelos satélites que servem de entrada para o DESSEM Fonte: Próprio Autor.

O DESSEM é um programa que exige um processamento demorado, contudo traz resultados significativos para aproximar a operação e os custos ao mercado, como o despacho de cada unidade geradora para o próximo dia (com ou sem a rede elétrica) os custos marginais de energia em base de meia hora (por barra ou submercado), a operação horária dos reservatórios (com destaque para os de regularização diária), os fluxos nas linhas e injeções nas barras da rede elétrica, além do status de todas as restrições de segurança. Entretanto, sabe-se que para formação do PLD não é utilizada a rede elétrica completa, bem como os custos marginais são discretizados de forma horária e por submercado.

### **3. METODOLOGIA**

#### **3.1. ELABORAÇÃO DA PROJEÇÃO DE PREÇOS DE LONGO PRAZO**

O papel do preço horário é dar credibilidade ao sinal econômico de energia elétrica, de forma permitir uma representação explícita e mais detalhada das restrições operativa, conforme apresentado no item 2. A mudança na matriz elétrica brasileira com a entrada cada vez maior das fontes renováveis de “custo marginal zero” pode alterar substancialmente o sinal de preço ao longo da curva de carga diária. O artigo adotou uma metodologia para projeção do perfil de preço, carga líquida e os requisitos de flexibilidade operativa em escala horária do Sistema Interligado Nacional - SIN são considerados para o horizonte de estudo, que inicia em um perfil de referência do preço horário sombra de 2019 e segue com uma tendência evolutiva para os anos de 2025, 2030 e 2035. Esta projeção foi parte de um estudo da consultoria PSR [5]. Com base neste estudo, a Figura 3 apresenta as premissas que foram adotadas na expansão da matriz elétrica.



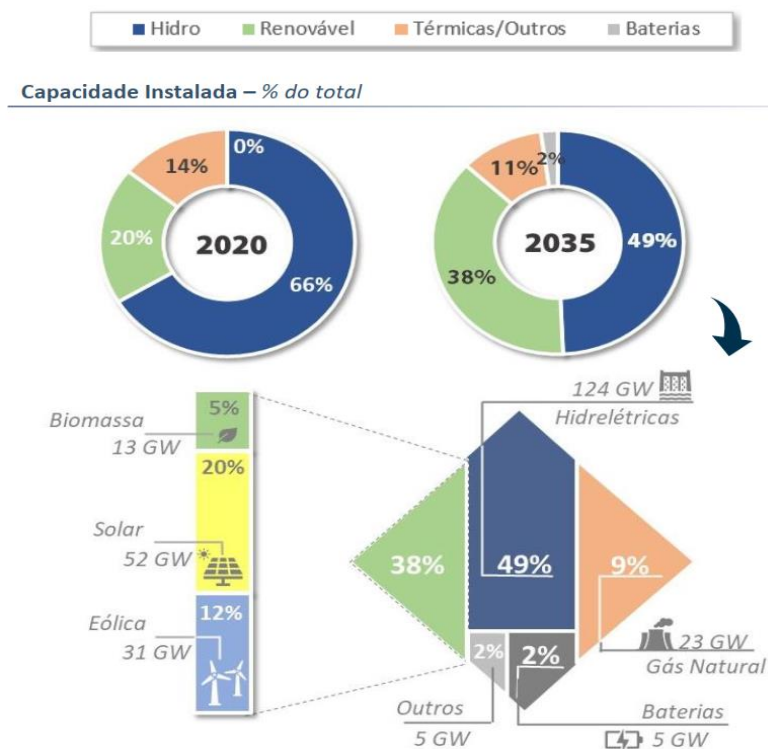


Figura 3: Expansão da matriz elétrica para 2035. Fonte: [5].

A transformação da curva típica de carga líquida, considerando a geração das fontes eólicas e solares fotovoltaicas, implica em inclinação negativa no período da manhã e inclinação positiva de maior intensidade no fim da tarde, coincidente com o instante em que o sol se põe e a produção fotovoltaica é reduzida. Dessa forma, esta tendência mostra como o perfil do preço *spot* horário provavelmente evoluirá ao longo do tempo, acompanhando a carga líquida. Nos dias de semana, espera-se que os preços aumentem à noite, já que a produção solar diminui rapidamente, e em termos mensais, projeta-se que o aumento da participação eólica na matriz diminua os preços no segundo semestre. Para este estudo, foi considerado a curva do PLD no Nordeste que teve sua média de R\$ 227,85/MWh para 2019, R\$ 136,61/MWh para 2025, R\$ 278,70/MWh para 2030 e R\$ 246,90/MWh para 2035. A Figura 4 e 5 ilustram a evolução do perfil da curva horária do PLD que será considerada neste estudo, tanto na modulação quanto na sazonalização, respectivamente.

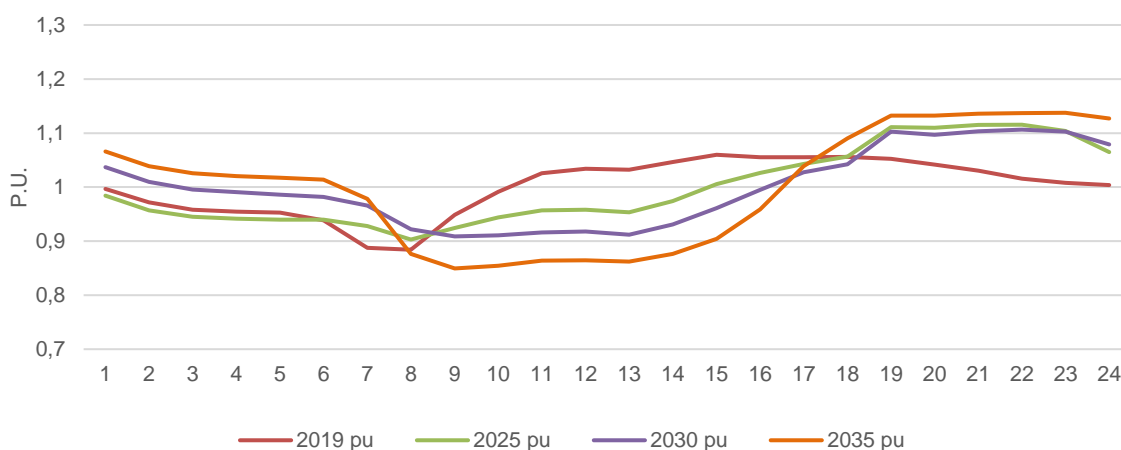


Figura 4: Perfil da curva de preço horário no submercado Nordeste. Fonte: [5].

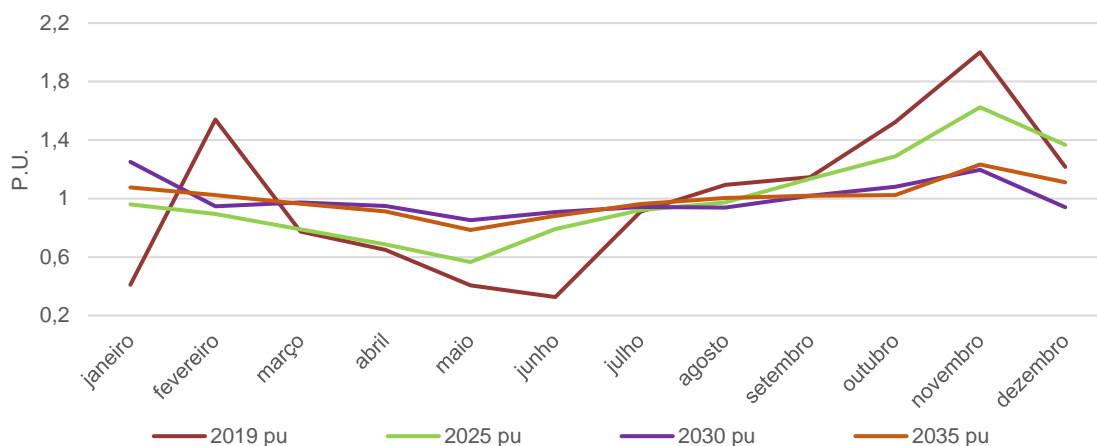


Figura 5: Perfil sazonal da curva de preço no submercado Nordeste. Fonte: [5].

### 3.2. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO SOBRE OS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO

Para apresentar de forma bem objetiva o impacto da transformação do perfil do PLD horário nos agentes de geração, neste trabalho foi realizada uma avaliação de risco de exposição financeira no MCP considerando perfis específicos de geração de projetos eólicos e solares de diferentes regiões do nordeste brasileiro. Foram analisados os projetos eólicos do litoral do Ceará (Eólico 1) e do interior da Bahia (Eólico 2), com diferentes curvas de geração mensal e horária. Também foi considerado um projeto solar típico no Nordeste. A Figura 6 e 7 apresentam a curva

de geração dos projetos eólicos e o projeto solar durante o dia, respectivamente. A Figura 8 demonstra o comportamento da geração durante o ano.

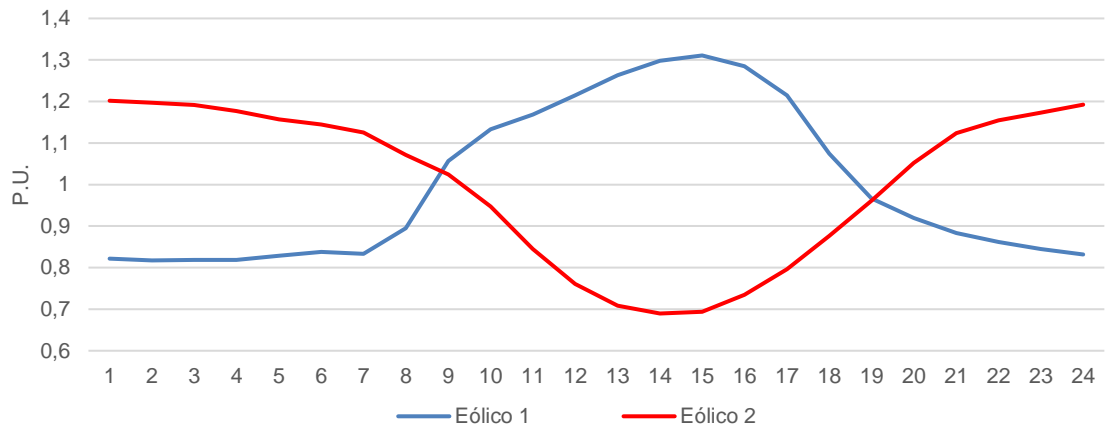


Figura 6: Comportamento da curva de geração Eólica durante o dia. Fonte: Próprio autor.

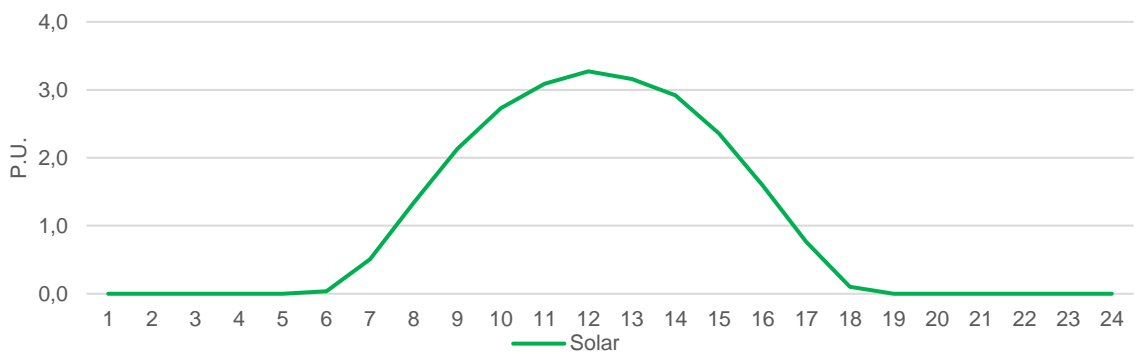


Figura 7: Comportamento da curva de geração Solar durante o dia. Fonte: Próprio autor.

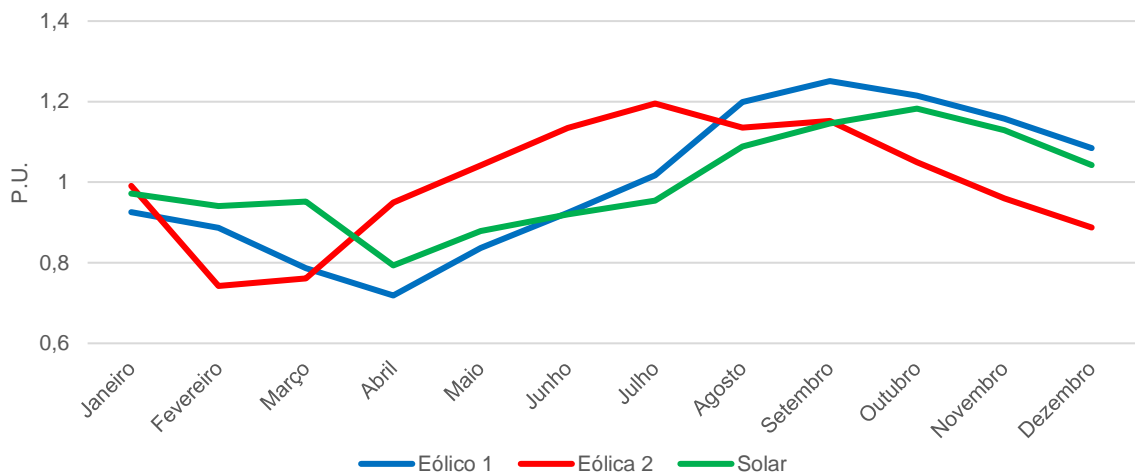


Figura 8: Comportamento da curva de geração Solar durante o ano. Fonte: Próprio autor.

Foi aplicado um conceito de negociação padrão de mercado em cada um destes projetos, de forma a confrontar os dados de geração contra contratos de venda, em proporções diferentes, porém com a média sempre igual, ou seja, unitária (em p.u.). Considerou-se contratos no mercado livre e em leilões no ambiente regulado. O “prêmio de risco”, nome atribuído ao custo da exposição no MCP, é baseado na diferença do montante ofertado e o montante a ser entregue para cada hora do mês e para cada tipo de contrato [6]. Baseado nas estruturas das regras de comercialização no mercado de energia elétrica brasileiro, o balanço horário contabilizado a cada mês compara recursos versus requisitos, onde os recursos são definidos como a geração própria mais contratos de compra e os requisitos como o consumo próprio e os contratos de venda. Através das equações 1 e 2 consegue-se chegar no valor do prêmio pelo risco de exposição no MCP por mês e por ano, considerando a geração total da usina no período de um mês e um ano, respectivamente.

$$Prêmio_m = \frac{\sum_{h=1}^N (G_h - C_h) * PLD_h}{GeraçãoTotal_m} \quad [R\$/MWh] \quad (1)$$

$$Prêmio_a = \frac{\sum_{m=1}^{12} (Prêmio_m * N_m)}{GeraçãoTotal_a} \quad [R\$/MWh] \quad (2)$$

Sendo  $G_h$  a geração da usina,  $C_h$  os contratos para diferentes tipos de entrega,  $PLD_h$  é o preço da liquidação das diferenças para cada hora do mês,  $N_m$  o número total de horas do mês “m” e “a” é o ano de referência.

Para análise do impacto em contratos bilaterais, foi avaliado três tipos de entrega, conforme apresentado na tabela 1, onde CG é a Curva de Geração típica da usina e *flat* é o tipo de entrega constante.

Tabela 1: Tipo de entrega do contrato.

| Projeto      | Contrato ACL  |             |
|--------------|---------------|-------------|
|              | Sazonalização | Modulação   |
| Eólico/Solar | <i>flat</i>   | <i>flat</i> |
|              | <i>flat</i>   | CG          |
|              | CG            | <i>flat</i> |

Para as análises em contratos de leilões regulados, foi considerado a premissa que vinha sendo discutida em Consulta Pública da ANEEL como alternativa para o 34ª Leilão de Energia Nova (A-4 de 2021) [2]. Onde para fontes de geração eólica e solar os contratos comprometem o vendedor com a obrigação de entrega sazonalizada conforme a carga das distribuidoras e modulação *flat*. O perfil sazonal de carga das distribuidoras foi avaliado considerando cada região geográfica brasileira, consolidados pelo SIMPLES/EPE.

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Após execução de todos os cálculos, os resultados foram separados entre avaliações nos contratos no ACL e no ACR. No total, foram estudados os cenários de 4 anos diferentes, 3 diferentes tipos de contratos no ACL e 5 para o ACR e 8760 balanços horários para cada ano, o que chegou a gerar para cada projeto mais 105 mil dados para ACL e mais de 175 mil para o ACR. De maneira geral, os prêmios apurados demonstraram forte mudança nos riscos de exposição negativa na liquidação no MCP.

##### 4.1. IMPACTOS EM CONTRATOS NO ACL

Conforme mudança no perfil da curva de preço ao longo dos anos, os diferentes projetos eólicos se alternam na posição de credor ou devedor na contabilização da CCEE. As Figuras 9 e 10 apresentam os resultados até 2035 considerando os contratos no ACL para os projetos Eólico 1 e Eólico 2, respectivamente.

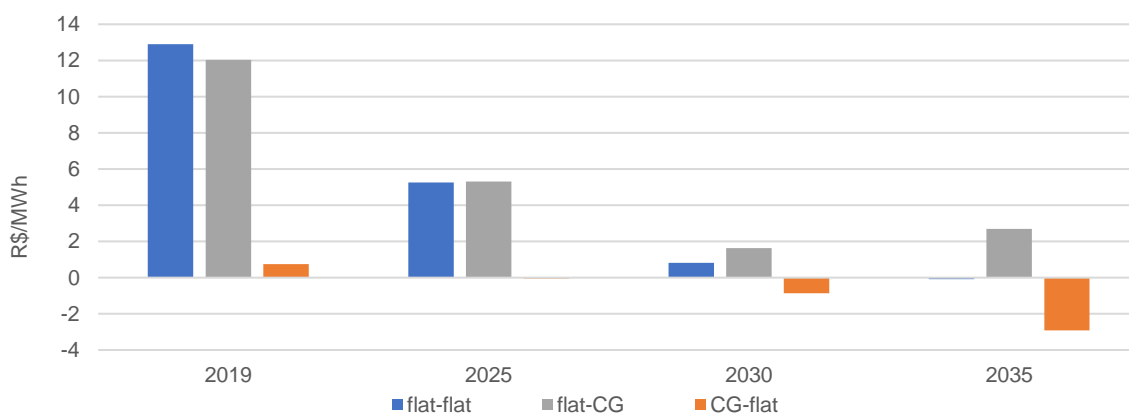


Figura 9: Prêmio pelo risco de exposição no MCP do projeto eólico 1 considerando contratos no ACL.

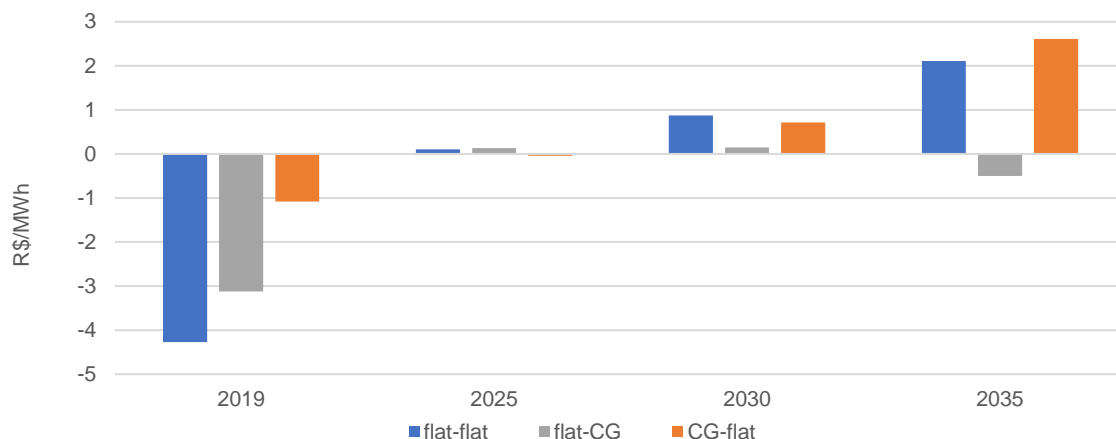


Figura 10: Prêmio pelo risco de exposição no MCP do projeto eólico 2 considerando contratos no ACL.

Os projetos localizados no litoral do Ceará que possuem curva de geração predominantemente diurna passam a ter exposições negativas no cenário de 2035 e o caso contrário ocorre em projetos no interior da Bahia.

Em relação ao projeto solar analisado, a curva horária de 2019 beneficia o projeto, principalmente quando considerado o tipo de entrega mais negociado no mercado livre que é a *flat*. A Figura 11 apresenta os resultados para o projeto solar no ACL.

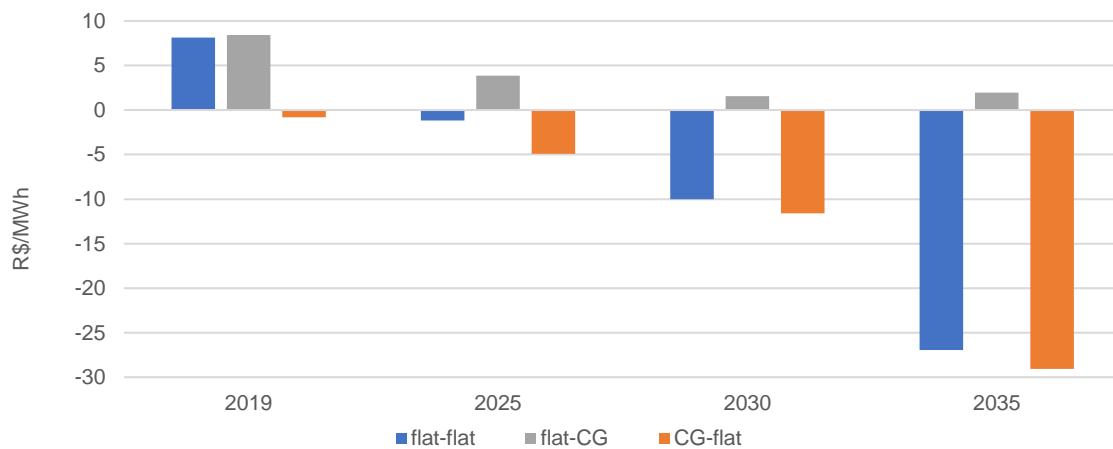


Figura 11: Prêmio pelo risco de exposição no MCP do projeto solar considerando contratos no ACL.

Entretanto, com a evolução apresentada neste trabalho os projetos solares no mercado livre vão de uma exposição positiva de cerca de R\$ 8,00/MWh na média de 2019 para uma exposição negativa de quase R\$ 27,00/MWh na média de 2035.

#### 4.2. IMPACTOS EM CONTRATOS NO ACR

Para os contratos no ACR os impactos tiveram efeitos muito parecidos, o que impacta diretamente nos preços praticados no momento da oferta a ser realizada em leilões. As Figuras 12 e 13 apresentam os resultados para os projetos eólicos, já a Figura 14 ilustra os resultados para o projeto solar.

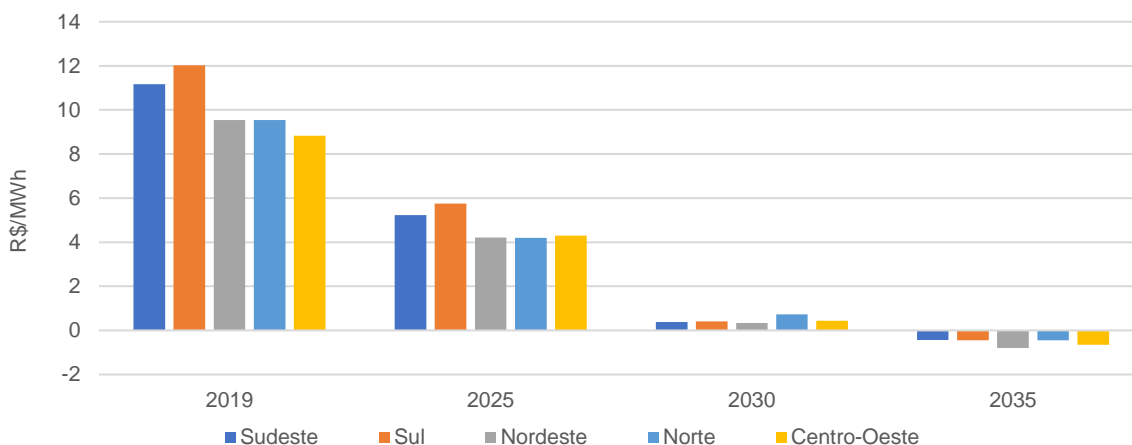


Figura 12: Prêmio pelo risco de exposição no MCP do projeto eólico 1 considerando contratos no ACR.

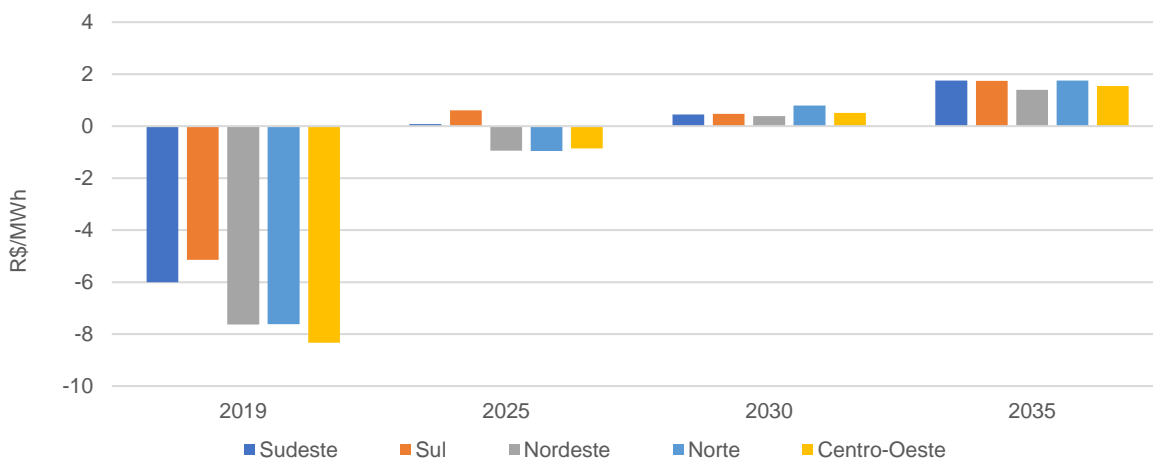


Figura 13: Prêmio pelo risco de exposição no MCP do projeto eólico 2 considerando contratos no ACR.

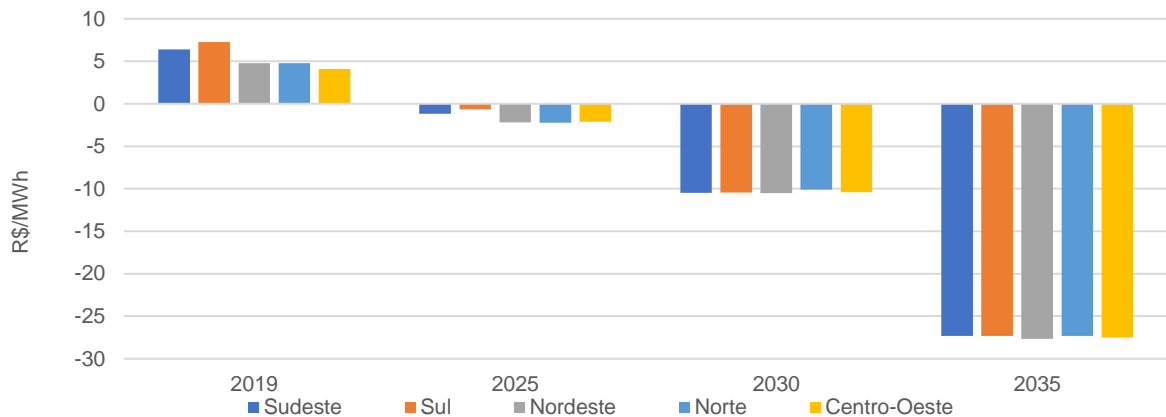


Figura 14: Prêmio pelo risco de exposição no MCP do projeto solar considerando contratos no ACR.

Para avaliação do impacto na venda em leilões regulados, houve diminuição na exposição positiva para o projeto eólico 1, porém não foi verificado riscos de exposição negativa significativa. No projeto eólico 2 houve a inversão da posição de exposição no MCP. Mais uma vez as análises apresentaram forte risco de exposição negativa para o projeto solar.

#### 4.3. ANÁLISE QUALITATIVA SOBRE MITIGAÇÕES

Contudo, pode-se analisar antecipadamente formas de mitigações de riscos levando em conta os novos cenários de expansão do sistema elétrico. Tais mitigações podem ser desenvolvidas seguindo as alterações na modelagem financeira, até aspectos técnicos como projetos híbridos e sistemas de armazenamento para complementariedade da geração.

A modelagem financeira tem um aspecto mais reativo, ou seja, tem-se consciência do risco e, assim, é incorporado tal exposição para dentro do modelo econômico-financeiro que viabilizará ou não o projeto. Existe um contraponto onde, uma vez inserido na modelagem, tal risco alterará a precificação de contratos, se o preço de mercado não corresponder da mesma maneira haverá grandes chances de o projeto não ser viável.



Para mitigações técnicas sobre os projetos, tanto os empreendimentos híbridos (eólica e solar) quanto sistemas de armazenamento junto a usina têm o objetivo de trazer complementariedade na curva de geração. No caso de usinas híbridas eólica e solar apresentam, adicionalmente, variabilidade de geração em tempos curtos, com flutuações intra-horárias e até mesmo de segundos, no caso de fotovoltaicas. Em alguns casos, quando há geração entre fontes, seria possível mitigar tal ociosidade. Um exemplo dessa complementariedade ocorre em algumas regiões como do projeto eólico dois na Bahia, onde existe predominância de ventos noturnos. Com isso, a pouca injeção na rede no período diurno, abrindo espaço para que usinas fotovoltaicas preencham uma eventual ociosidade da rede com sua geração diurna. No caso do projeto eólico 1, no Ceará, a solução híbrida não seria adequada, dentro do contexto deste estudo. Dessa forma, em um cenário de amadurecimento sobre inserção de baterias e boas práticas regulatórias, analisar métodos sobre sistemas de armazenamento seria mais apropriado, podendo ser determinantes até em usinas já existentes.

## **5. CONCLUSÕES**

A artigo buscou conduzir o entendimento dos riscos do preço horário no mercado de curto prazo de forma aplicada. Foram apresentados os impactos do preço horário em projetos eólicos e fotovoltaicos brasileiros, considerando um cenário de expansão do sistema com grande inserção de fontes renováveis, principalmente a fonte fotovoltaica através de usinas centralizadas e geração distribuída.

O cenário considerado permite o empreendedor a direcionar suas análises e, principalmente, mensurar seus riscos. Tanto no Plano Nacional de Expansão 2029 quanto o 2030 da Empresa de Pesquisa Energética - EPE ajudam a consolidar tal premissa, onde a dificuldade de construção de novas usinas hidráulicas faz com que a contribuição deste tipo de fonte regularizada diminua bastante.

A previsibilidade da receita com a geração eólica e solar é desafiadora, já que sua produção depende de um fenômeno meteorológico, e seu despacho é sempre prioritário. Com a operacionalização do PLD horário como nova plataforma de preços na CCEE, as incertezas nas receitas aumentam, isto pode acontecer tanto em contratos no ACR quanto no ACL com maior e menor impacto dependendo do padrão

contratual. As medidas de mercado para mitigação dos riscos no SIN disponíveis ainda possuem baixa liquidez, entretanto, já existem algumas soluções de produtos para modulação, principalmente vindo de comercializadoras de energia.

Por outro lado, mitigações mais estruturais são vistas com bons olhos pelos empreendedores, mesmo com suas complexidades, dado que a expansão do sistema trará novos riscos.

## 6. REFERÊNCIAS

- [1] Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em:  
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>
- [2] ANEEL. CP 004/2021: Aprimoramento do Edital dos Leilões de Geração nº 6/2021-ANEEL (Leilão A-3, de 2021) e nº 7/2021-ANEEL (Leilão A-4, de 2021). Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p\\_auth=slhEnSgF&p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideParticipacaoPublica=3506&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica](https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=slhEnSgF&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3506&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica)
- [3] A. Castro. D. Souza. J. C. Mello, et all. Impacto nos contratos futuros de empreendimentos eólicos no mercado livre de energia quando da implementação do preço horário. XXV SNPTEE. Belo Horizonte, 2019.
- [4] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL. Manual do Usuário do modelo DESSEM versão 16.7. Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos.
- [5] PSR. Análise do impacto do preço horário no setor eólico e ações para mitigação dos riscos. Análise quantitativas. Preparado para ABEEólica. Janeiro, 2021.
- [6] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Regras de comercialização. Disponível em:  
[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/regras?\\_afLooop=21103529125476&\\_adf.ctrl-state=zaq2wcstc\\_54#!%40%40%3F\\_afrLoop%3D21103529125476%26\\_adf.ctrl-state%3Dzaq2wcstc\\_58](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLooop=21103529125476&_adf.ctrl-state=zaq2wcstc_54#!%40%40%3F_afrLoop%3D21103529125476%26_adf.ctrl-state%3Dzaq2wcstc_58) .

- [7] EPE, “Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento” (nº EPEDEE-NT-011/2018-r0).
- [8] Volt Robotics. Contribuição à Tomada de Subsídios ANEEL 011/2020: Inserção de Sistemas de Armazenamento no Setor Elétrico Brasileiro. Preparado para ABEEólica. Março, 2021.

# O DESAFIO DE REGULAMENTAÇÃO DO CONSTRAINED-OFF EÓLICO NO BRASIL: UMA ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DE POSICIONAMENTO DA ANEEL ENTRE 2014-2021

Lucas de Almeida Ribeiro\*

\*Economista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ/Instituto de Economia) e Mestrando em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP/Faculdade de Engenharia Mecânica). [L233362@g.unicamp.br](mailto:L233362@g.unicamp.br).

## RESUMO

O presente artigo apresenta a evolução da posição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) sobre o tratamento regulatório ao que se denomina “constrained-off eólico”, especialmente após a publicação da Resolução Normativa nº 927/2021, que regulamentou a questão frente à judicialização. O tema, com ressarcimentos eólicos já represados superiores a R\$ 850 milhões, é atual, uma vez que a ANEEL possui em sua Agenda Regulatória 2021-2022 a perspectiva de regulamentação do constrained-off também para as fontes hidrelétrica e solar. Da mesma forma, ainda resta pendente a aprovação das Regras de Comercialização e dos Procedimentos de Rede sobre o tema para a fonte eólica (aplicação a partir de outubro de 2021), bem como o resultado da Tomada de Subsídios ANEEL nº 4/2021 (constrained-off até setembro de 2021). O artigo conclui que a ANEEL teria alterado seu posicionamento sobre o constrained-off eólico ao longo do tempo, coincidindo com um contexto de maior penetração dessa fonte na matriz elétrica brasileira e de maior participação no mercado livre, o que levou a novas discussões no órgão regulador de potenciais conflitos distributivos entre os mercados regulado e livre no pagamento de encargos setoriais, além de tentativas regulatórias de delimitar os eventos passíveis de ressarcimento por constrained-off ao gerador.

Palavras-chave: constrained-off; regulamentação; ANEEL; ressarcimento.

## ABSTRACT

*This article presents the evolution of the position from the Brazilian Electricity Agency (ANEEL) on the regulatory treatment of what is called "wind constrained-off", especially after the publication of the Normative Resolution n. 927/2021, that regulated the issue after litigation. The subject, with current constraint wind reimbursements exceeding R\$ 850 million, is up to date, since ANEEL has in its 2021-2022 Regulatory Agenda the perspective to regulate the constrained-off also for the hydro and the solar resources. Likewise, the approval of the Commercialization Rules and the Grid Procedures on the subject for the wind source is still pending (applying from October 2021 on), as well as the result of Subsidy Call n. 4/2021 (applying until September 2021). This article concludes that ANEEL has changed its position on the wind constrained-off treatment during the years, coinciding with a context of greater penetration of this source in the Brazilian electricity matrix and a larger wind participation in the free market. This situation led to new discussions in the regulatory agency of potential distributive conflicts between the regulated and free markets due the payment of sectorial charges, as well as to regulatory trials of limiting the wind constrained-off events eligible to compensation for the generator.*

*Key words: constrained-off; regulation; ANEEL; reimbursement.*

## INTRODUÇÃO

Em 23 de março de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 927/2021, que estabeleceu os procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição por constrained-off eólico. Os eventos de restrição de operação por constrained-off eólico são definidos como *“a redução da produção de energia por usinas eólicas despachadas centralizadamente ou usinas/conjuntos de usinas eólicas considerados na programação, decorrente de comando do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas”* (ANEEL, 2021a).

A discussão sobre a regulamentação foi objeto da Consulta Pública (CP) nº 8/2018 e da Audiência Pública (AP) nº 34/2019 (ANEEL, 2021b). Na ocasião da abertura da referida AP, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu por determinar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que suspendesse, até a decisão final sobre o resultado da AP, todos os ressarcimentos devidos pelos geradores e estabelecidos na contratação de energia no ambiente regulado, referentes ao ano contratual e apurados a partir de agosto de 2019, relativos a usinas eólicas que tivessem pedidos de reconhecimento de constrained-off enviados à ANEEL (ANEEL, 2021b).

À época da aprovação da Resolução Normativa nº 927/2021, a CCEE apontou que já havia R\$ 846,63 milhões em ressarcimentos eólicos retidos desde agosto de 2019, conforme determinação da ANEEL. De acordo com simulações da Câmara, os valores de constrained-off resultariam em valores da ordem de R\$ 100,12 milhões, de forma que os consumidores receberiam um saldo líquido de R\$ 746,5 milhões (ANEEL, 2021b).

A regulamentação do constrained-off eólico, até a sua aprovação, passou por 5 (cinco) diferentes diretores-relatores na ANEEL, em razão de nomeação de Diretor-Geral, exoneração ou nomeação temporária de Diretores.

Em 21 de janeiro de 2021, decisão do Tribunal Regional Federal da 1ª Região (TRF1) decidiu *“fixar prazo de 60 (sessenta dias) para que a ANEEL, a partir da intimação, conclua o julgamento em referência e em mais 15 (quinze) dias decida os requerimentos das autoras com base nos critérios fixados, sob pena de multa diária de R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais), reversíveis em favor das Agravantes”*. Dessa forma, o prazo limite para deliberação da regulamentação do constrained-off foi imposto pelo Poder Judiciário como 22 de março de 2021 (ANEEL, 2021b). De fato, a regulamentação do constrained-off foi aprovada pela Diretoria Colegiada da ANEEL em reunião extraordinária de 22 de março de 2021, sendo que a publicação da Resolução Normativa nº 927/2021 ocorreu no dia seguinte (ANEEL, 2021a).

Referida norma estabeleceu tratamento regulatório diferenciado para os eventos de constrained-off ocorridos a partir de outubro de 2021 e os eventos cujos pedidos de reconhecimento já foram protocolados na ANEEL ou que ocorrerem até setembro de 2021. Passa-se, portanto, à análise histórica do reconhecimento de constrained-off pela ANEEL, de 2014 a 2021, a fim de melhor entender a decisão do órgão regulador sobre a matéria.

## ANÁLISE REGULATÓRIA DO POSICIONAMENTO SOBRE O CONSTRAINED-OFF EÓLICO

Para demonstrar a evolução do tratamento regulatório conferido pela ANEEL ao longo do tempo, foram utilizados 4 marcos temporais: (i) **2014**, ano de publicação da **Resolução Normativa nº 637/2014**, que estabeleceu as Regras de Comercialização de 2015; (ii) **2017**, ano de publicação do **Despacho nº 2.881/2017**, que negou o reconhecimento de constrained-off para um caso concreto do ACL; (iii) **2019**, ano de publicação do **Despacho nº 2.303/2019**, que suspendeu os ressarcimentos eólicos até o

resultado da Audiência Pública nº 34/2019; e (iv) **2021**, ano de publicação da **Resolução Normativa nº 927/2021**, que regulamentou o constrained-off eólico.

Antes de proceder à análise específica de cada marco temporal, será brevemente analisado o marco legal que prevê a possibilidade de compensação aos geradores pela ocorrência de constrained-off.

#### **a. Marco legal do constrained-off**

O art. 1º, § 10, inciso I da Lei nº 10.848/2004 estabeleceu que as Regras de Comercialização do setor elétrico deveriam prever o pagamento de encargo para cobertura dos serviços do sistema, prestados aos usuários do SIN, dentre eles, *“a geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado ou por razões de segurança energética, a ser alocada nos consumidores com possibilidade de diferenciação entre os submercados”* (BRASIL, 2004).

Portanto, a lei permite que as restrições de geração sejam custeadas por encargos setoriais (ANEEL, 2021c). O art. 1º da Lei nº 10.848/2004 remete tanto ao ambiente regulado (ACR) como ao ambiente livre (ACL), motivo por que tais encargos de cobertura do constrained-off não seriam restritos ao ACR. Essa leitura, somada aos demais dispositivos da Lei (demais parágrafos do art. 1º, que tratam sobre premissas e diretrizes de comercialização de energia, além da forma de otimização da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN), fornece o instrumento para a aprovação regulatória.

#### **b. Ano de 2014: publicação da Resolução Normativa nº 637/2014**

A Resolução Normativa nº 637, de 05 de dezembro de 2014, aprovou as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL). Em tal instrumento, ficou estabelecido que a CCEE deveria publicar, até 31 de dezembro de 2014, as Regras considerando as alterações que constam da Nota Técnica nº 123/2014-SEM/ANEEL, de 3 de dezembro de 2014 (ANEEL, 2014a).

A Nota Técnica nº 123/2014-SEM/ANEEL, por sua vez, concluiu que *“as restrições elétricas impostas pelo ONS ensejam o ressarcimento dos agentes impactados, independentemente dos empreendimentos possuírem CVU declarado”* (ANEEL, 2014b). Nesse sentido, para as usinas eólicas, já que todos os parques possuem medição anemométrica obrigatória (inclusive os que comercializam energia apenas no ACL), a então Superintendência de Estudos Econômicos (SEM) entendeu ser adequada a utilização dos dados de medição de vento para o cálculo da energia não fornecida por constrained-off.

Para as demais usinas, entendeu-se adequada ainda a utilização do montante gerador no instante anterior à solicitação de interrupção pelo ONS. Dessa forma, a energia não fornecida por restrição elétrica para essas usinas seria obtida por meio do menor valor entre (i) a disponibilidade e (ii) a geração medida antes da interrupção (ANEEL, 2014b).

Na ocasião, a SEM pontuou a necessidade de instauração de audiência pública para discussão mais aprofundada do tema, sem, contudo, se furtar a estabelecer um tratamento regulatório já naquela ocasião. Assim, enquanto não finalizada a audiência pública, caberia *“à ANEEL realizar o cálculo dos valores a serem ressarcidos para os agentes e informá-los para a CCEE”* (ANEEL, 2014b). Referida nota técnica cita ainda que *“para operacionalização imediata, a CCEE deverá realizar as seguintes alterações nas REGRAS 2015.1.0 para possibilitar o ressarcimento de energia não fornecida por restrições elétricas para usinas sem CVU declarado”* (caso das eólicas):

- CER – Contrato de Energia de Reserva (energia de reserva): adequação da descrição do acrônimo ENF\_DT (energia não fornecida, como forma de incorporar o conceito de restrição de operação por constrained-off);

- CCEAR – Contrato de Comercialização do Ambiente Regulado (ambiente regulado): adequação da descrição dos acrônimos ENF\_DTF (energia não fornecida no ano) e ENF\_DTQ (energia não fornecida no quadriênio);
- ACL – Ambiente de Contratação Livre (ambiente livre): a CCEE deveria excepcionalmente realizar o ressarcimento do encargo por meio de ajuste utilizando Mecanismo Auxiliar de Cálculo (MAC).

Na Regra de Comercialização sobre “Receita de Venda de CCEAR” e “Contratação de Energia de Reserva”, versão 2015.1.0, ficou especificado que os acrônimos ENF\_DT, ENF\_DTF e ENF\_DTQ poderiam ser utilizados pela ANEEL também para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica (ANEEL, 2021b). Já com relação ao MAC, a CCEE não inclui menção ao dispositivo na Regra de Comercialização.

Vale destacar que o voto condutor que culminou na Resolução Normativa nº 637/2014 foi expresso ao mencionar que o ressarcimento deveria valer tanto para o ACR quanto para o ACL, em linha com a Nota Técnica nº 123/2014-SEM/ANEEL (ANEEL, 2014c). Tal raciocínio encontra-se, inclusive, reforçado pelo art. 2º da resolução, que cita nominalmente a necessidade de a CCEE observar referida Nota Técnica. Tal voto condutor foi acompanhado em unanimidade pelos demais Diretores da ANEEL. Portanto, o MAC teria sido validado como forma de compensação ao ACL naquela ocasião.

A vigência das Regras de Comercialização ocorreria a partir de janeiro de 2015 (art. 4º da Resolução Normativa nº 637/2014). A Resolução Normativa nº 637/2014 permaneceu vigente até 3 de fevereiro de 2020, quando foi revogada pela Resolução Normativa nº 869/2020 (aprovação de Regras de Comercialização aplicáveis ao SCL).

Fato é que, ainda em 2014, foi publicado o Despacho nº 4.819, de 16 de dezembro de 2014, em que a Diretoria da ANEEL reconheceu, em um caso concreto<sup>1</sup>, o direito à compensação por constrained-off a parques que comercializaram energia no ACL, através de lançamento dos valores de energia não fornecida (R\$) por meio de ajuste via MAC, a débito dos agentes de consumo (ANEEL, 2014d). A valorização da Energia Não Fornecida no ACL ocorreria através do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). À época da decisão, o PLD estava em seu valor máximo (R\$ 822,83/MWh). Tratava-se do mesmo Mecanismo Auxiliar de Cálculo – MAC que havia sido aprovada pela Resolução Normativa nº 637/2014.

Sobre a questão da vigência da nova norma sobre compensação do constrained-off eólico (1º de janeiro de 2015) ante a aprovação do pleito pela Diretoria Colegiada da ANEEL ainda em dezembro de 2014, o voto condutor esclareceu que *“as alterações mencionadas, porém, passarão a vigor apenas a partir de 1º de janeiro de 2015, com a nova versão das regras de comercialização. Parece-me claro, todavia, que em não havendo uma norma jurídica que se encaixe de forma específica ao caso concreto, devemos utilizar a analogia como método adequado para deliberar o presente caso”* (ANEEL, 2014e). Nessa linha, dispôs o relator que, *“apesar de não haver previsão de pagamento de ESS para usinas sem CVU na versão atual das REGRAS, considerando-se o mérito do pleito e o disposto na Nota Técnica nº 126/2014-SEM/ANEEL, entendo pertinente a aplicação de forma excepcional da versão 2015.1.0 na contabilização e liquidação do mês de novembro de 2014 dos casos em tela”*.

Conclusivamente, através do método jurídico de analogia com a norma então recém-aprovada (Resolução Normativa nº 637/2014), a Diretoria da ANEEL reconheceu o direito de compensação por constrained-off aos agentes do ACL, mediante MAC, o que produziu efeitos mesmo para um período

---

<sup>1</sup> Usinas eólicas controladas pela Enel Brasil Participações Ltda. e Ventos Potiguares Comercializadora de Energia S.A., impossibilitadas de escoar energia em razão da indisponibilidade da Linha de Transmissão – LT 230 kV Ceará Mirim II – João Câmara.

anterior ao da vigência das novas regras de comercialização. No ano seguinte, ocorreria uma segunda decisão da ANEEL, em nível de superintendência (Despacho nº 379/2015), confirmando o direito ao constrained-off para os geradores do ACL (ANEEL, 2015). Já para o ACR (CCEAR e CER), decisões substanciadas pelas Regras de Comercialização (ENF\_DT, ENF\_DTF e ENF\_DTQ) foram aprovadas pela ANEEL nos anos que seguiram.

Importante destacar que, através do Despacho nº 4.819/2014, o mesmo que tratou do reconhecimento para o constrained-off do ACL, houve também tratamento conferido para o constrained-off do ACR. Neste caso, a análise técnica da ANEEL indicou que *“conforme detalhado na NT 123/2014-SEM/ANEEL, esse valor [energia não fornecida por causa da restrição da referida LT] será obtido por meio do menor valor entre (i) disponibilidade publicada em Portaria MME para o mês de referência e (ii) geração estimada em função da medição anemométrica disponível”* (ANEEL, 2014e). Tal tratamento foi replicado pelas áreas técnicas da ANEEL para outros casos concretos de constrained-off eólico.

Ocorre que a comparação entre disponibilidade e geração medida, para adoção do menor valor, ocorreria apenas para “demais usinas” sem CVU declarado, haja vista que o tratamento para usinas eólicas seria com base nos “dados de medição de vento”, senão, veja-se (grifos do autor):

*“Para as **usinas eólicas**, visto que todos os parques possuem obrigatoriamente medição anemométrica (inclusive os que comercializam energia apenas no ACL), a SEM entende ser adequada, por hora, a **utilização dos dados de medição de vento para o cálculo da energia não fornecida por restrições elétricas de usinas eólicas**. Contudo é pertinente a determinação da metodologia mais adequada possível para cálculo da energia não fornecida em função da medição de vento. Assim, considerando-se a complexidade e as particularidades do referido cálculo, a SEM entende ser adequada a instauração de Audiência Pública específica para discussão do tema.*

*Para as **demais usinas**, entende-se ser adequada ainda a utilização do montante gerado no instante anterior à solicitação de interrupção pelo ONS. Dessa forma, a energia não fornecida por restrição elétrica para essas usinas será obtida por meio do menor valor entre **(i) a disponibilidade e (ii) a geração medida antes da interrupção**”. (Nota Técnica nº 123/2014-SEM/ANEEL).*

### **c. Ano de 2017: publicação do Despacho SRM/ANEEL nº 2.881/2017**

O Despacho nº 2.881, de 11 de setembro de 2017, da Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado (SRM), analisou o pedido de reconhecimento de constrained-off eólico para as usinas do 2º LFA/2010 (Leilão de Fontes Alternativas), entre as quais Calango 1 a 5 (ANEEL, 2018). Na ocasião, a SRM verificou que as usinas Calango 2, 4 e 5 haviam gerado energia suficiente para atender aos contratos regulados, na seguinte ordem: 111,6%, 111,2% e 100,8%. Por esse motivo, não teriam direito ao ENF\_DTF (energia não fornecida, tratando-se do próprio reconhecimento do constrained-off). A Superintendência esclareceu que o conceito de ressarcimento se aplicaria *“exclusivamente aos montantes contratados no âmbito do CCEAR, nada tendo a ver com os excedentes eventuais de geração é de livre dispor do agente. A isenção de ressarcimento por sua vez, só é aplicável nos casos de impossibilidade de geração no âmbito do contrato, por excludente de responsabilidade”* (ANEEL, 2018).

Isto é, o posicionamento da SRM no Despacho nº 2.881/2017 foi de que só caberia ressarcimento até o limite do montante contratado, haja vista que o excedente não gerado não implicaria eventuais ressarcimentos a serem suportados pelo gerador, no âmbito contratual. Isto, pois, no ACL, a alocação do risco de restrição de geração seria acertada entre o vendedor e o comprador, não havendo, neste caso, *“nenhuma obrigação legal ou contratual que imponha a terceiros a obrigação e ressarcimento financeiro ao agente em caso de constrained-off”* (ANEEL, 2018). Vale destacar que, quando à emissão do Despacho nº 2.881/2017 pela SRM, a Diretoria Colegiada não havia reformado a Resolução Normativa



nº 637/2014, permanecendo vigente naquele normativo a menção expressa à observância da Nota Técnica nº 123/2014-SEM/ANEEL (que incluía o uso de MAC para o constrained-off do ACL).

O agente gerador impactado negativamente pelo Despacho nº 2.881/2017 interpôs recurso administrativo, que culminou por ter sido sorteado para o mesmo Diretor-relator que fora responsável pelo Despacho nº 4.819/2014 (que havia reconhecido, no passado, a compensação do constrained-off para o ACL via MAC antes mesmo da vigência das Regras de Comercialização de 2015, mediante método de analogia jurídica). No recurso, o gerador pleiteou (i) pelo reconhecimento dos montantes gerados acima do Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e (ii) contra a limitação do ENF\_DT pela disponibilidade mensal – o que também teria ocorrido com o Despacho nº 2.881/2017 (ANEEL, 2018).

Em fevereiro de 2018, foi publicado o Despacho nº 377/2018, em que a Diretoria da ANEEL concedeu parcial provimento ao pleito do agente, mas somente no tocante ao item (ii) acima. Sobre esse ponto, a SRM reconheceu que o agente tinha razão quando argumentava que, se a apuração dos ressarcimentos era realizada em base anual e quadrienal, dessa maneira também deveriam ser calculados os alívios de ressarcimento (ANEEL, 2018). Já com relação ao item (i), o Diretor-relator manifestou que *“a meu ver, a SRM conclui, corretamente, que não há nenhuma base legal, regulatória ou contratual que imponha à ANEEL a obrigação de conceder alívio financeiro, em detrimento do consumidor, em caso de constrained-off para empreendimentos que comercializam energia no Ambiente Livre, em qualquer modalidade”*. Tratou-se, portanto, de uma mudança de postura do Diretor com relação ao ACL no intervalo de pouco mais de 3 anos, desde a decisão do Despacho nº 4.819/2014. Tal posição foi ratificada pelo demais Diretores, em unanimidade.

Portanto, o ano de 2017 pode ser considerado uma inflexão no posicionamento até então pacífico da ANEEL em relação ao constrained-off para o ACL. O despacho da SRM supramencionado, negando o ressarcimento acima do volume contratado no mercado regulado (em outros termos, do ACL), teria ocorrido antes de qualquer alteração da Resolução Normativa nº 637/2014. Não obstante, a Diretoria da ANEEL teria validado esse posicionamento da SRM posteriormente, no ano de 2018 (Despacho nº 377/2018). A necessidade de regulamentação específica do constrained-off eólico tornava-se cada vez mais premente, o que culminou na Consulta Pública nº 8/2018, realizada de maio a junho daquele mesmo ano.

#### **d. Ano de 2019: publicação do Despacho ANEEL nº 2.303/2019**

Após a realização da Consulta Pública nº 8/2018 (subsídios para a aplicação do constrained-off a usinas eólicas), a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração (SRG) sugeriu à Diretoria Colegiada a abertura de Audiência Pública – AP específica sobre o tema (o que foi materializado na Audiência Pública nº 34/2019). No voto condutor da abertura da AP, consta que a SRG havia ressaltado que há na ANEEL pedidos para reconhecimento de constrained-off pendentes de julgamento, os quais encontravam-se sobrestados, à espera da definição do tratamento regulatório a ser providenciado à matéria. Não havia, contudo, qualquer comando da Diretoria Colegiada para tal sobrestamento (ANEEL, 2019).

Ainda de acordo com o voto, *“conforme proposta da Superintendência [SRG], após a publicação da Resolução Normativa em apreciação, os procedimentos e critérios para apuração de restrição de operação por constrained-off de usinas eólicas a serem estabelecidos pelo normativo seriam aplicados a esses casos [sobrestados]. Por isso, foi proposto suspender a análise dos pedidos de reconhecimento de constrained-off até o fechamento da AP”*. Isto é, a SRG vislumbrou a possibilidade regulatória de retroação da norma futura – tese que seria afastada pela Procuradoria Federal e pela Diretoria Colegiada em 2021, conforme será demonstrado a seguir. Foi com base nessa perspectiva de possibilidade

de retroação que foram suspensos os ressarcimentos eólicos devidos pelos geradores a partir de agosto de 2019.

O então relator manifestou que entendia *“adequada a proposta de suspensão cautelar das análises de novos pedidos, dado que serão aprofundados os critérios a serem adotados para tratamento do constrained off de usinas eólicas. Inclusive, deve ser definido quando da aprovação da norma se os procedimentos a serem aprovados pela ANEEL serão aplicados aos casos que ora propomos suspender a análise ou se será proposto tratamento específico para esses casos”* (ANEEL, 2019). Assim, votou por determinar à CCEE que procedesse a suspensão, até a decisão final sobre o Resultado da Audiência Pública nº 34/2019, *“dos ressarcimentos estabelecidos na Contratação de Energia Elétrica no Ambiente Regulado e na Contratação de Energia de Reserva, referentes ao ano contratual, apurados a partir de agosto de 2019, relativos a usinas eólicas objeto de pedidos de reconhecimento de constrained-off à ANEEL”*. Tal posição foi acompanhada por unanimidade na Diretoria Colegiada da ANEEL, gerando o Despacho nº 2.303/2019, publicado em 28 de agosto de 2019.

A partir dessa decisão, foram suspensos temporariamente os ressarcimentos dos geradores eólicos referentes ao ano contratual, desde que as usinas eólicas fossem objeto de pedidos de reconhecimento de constrained-off ao órgão regulador. Nesse sentido, a SRG passou a enviar, mensalmente, em meio digital à CCEE, os documentos protocolizados na ANEEL com os pedidos de reconhecimento de constrained-off eólico, conforme comando da Diretoria Colegiada.

#### **e. Ano de 2021: publicação da Resolução Normativa nº 927/2021**

Com a judicialização da matéria do constrained-off, e a decisão do TRF1 em estabelecer o prazo limite até 22 de março de 2021 para a normatização do constrained-off eólico por parte da ANEEL, sob pena de multa diária (ANEEL, 2021b), foi publicada a Resolução Normativa nº 927/2021 em 23 de março de 2021, com decisão tomada pela Diretoria Colegiada em 22 de março de 2021.

No dia 19 de março de 2021, em reunião extraordinária convocada especificamente para discutir a regulamentação do constrained-off eólico, após mais de 3h30 de discussões, houve um pedido de vista processual, o que impediu a deliberação naquela data. Em 22 de março de 2021, outra reunião extraordinária foi convocada e, após pouco mais de 2h de deliberação, a ANEEL aprovou a regulamentação do constrained-off.

Em grande parte, as discussões estiveram centradas sobre o tratamento a ser conferido para o ACL retroativo. Na visão do Diretor-relator responsável, embora a Resolução Normativa nº 637/2014 tenha feito menção à Nota Técnica nº 123/2014-SEM/ANEEL (que mencionava o ressarcimento devido às usinas eólicas do ACL pelo MAC), *“o fato objetivo é que as Regras de Comercialização que viriam a ser aprovadas nos termos da referida Resolução jamais previram o pagamento de constrained-off para o ACL. De forma distinta, as Regras de Comercialização aprovadas, nos termos da REN n. 637, de 2014, sempre previram o referido pagamento ao Ambiente de Contratação Regulada – ACR, no âmbito dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR e Contratos de Energia de Reserva – CER”* (ANEEL, 2021b).

Isto é, na visão do Diretor-relator, o fato de as Regras de Comercialização de 2015 não terem expressado o MAC para o ACL, mas terem feito referência somente às alterações dos acrônimos responsáveis pela compensação ao ACR, implicou não ter havido *“regra geral e abstrata que previsse a compensação por constrained-off às eólicas do ACL”*. Os cadernos da CCEE não constarem com a previsão do MAC seriam, portanto, um obstáculo ao deferimento do pleito dos agentes eólicos.

Outro ponto sobre o constrained-off do ACL destacado pelo Diretor-relator seria a ausência de jurisprudência administrativa que teria confirmado tal direito. Com relação ao Despacho nº 4.819/2014 (reconhecimento de constrained-off para caso concreto do ACL), referido Diretor entendeu que tal decisão seria anterior ao início da vigência das Regras de Comercialização de 2015 e, portanto, era encarada como *“uma decisão aprovada pela ANEEL na análise de um caso concreto, mas que depois viria a ser normatizada em sentido contrário”* (ANEEL, 2021b). Já com relação ao Despacho nº 379/2015, em que a SEM reconheceu o direito ao constrained-off para usinas do ACL, o diretor diz acreditar *“que a SEM errou ao tomar tal decisão dado que os cadernos de regras, conforme acabo de demonstrar, não tinham qualquer previsão para o pagamento de constrained-off para o ACL”*.

Para reforçar sua fundamentação, alegou que, *“como não houve recurso administrativo contra a referida decisão [pleito formulado pelo agente gerador e acatado pela área técnica da ANEEL], tal entendimento jamais foi confirmado pela Diretoria Colegiada dessa Agência”* (ANEEL, 2021b). Na realidade, não haveria motivação para formulação de recurso por parte de agente gerador tendo seu pleito acatado pela ANEEL – apenas um potencial recurso formulado por terceiros interessados, o que não se concretizou.

Finalmente, foi destacado o risco de subsídio cruzado do ACR ao ACL na hipótese de retroação do tratamento ao ACL. Isto, pois, as Regras de Comercialização previam que as compensações fossem feitas dentro dos CCEAR e CER e, portanto, eram arcadas pelas contratantes (distribuidoras). Caso o direito fosse estendido ao ACL, teria de ser pago Encargo de Serviços do Sistema (ESS), *“imputando aos consumidores cativos grande parte dessa conta, uma vez que são responsáveis pelo pagamento de aproximadamente 70% do ESS”* (ANEEL, 2021b). Alertou-se, dessa forma, ao risco de subsídio cruzado dos consumidores do ACR ao ACL, o que havia sido reforçado pela Procuradoria Federal por parecer anterior, emitido antes da deliberação (ANEEL, 2021c).

Com relação à decisão de suspender os ressarcimentos eólicos até o resultado da Audiência Pública nº 34/2019 (Despacho nº 2.303/2019, citado anteriormente), a CCEE informou que havia, naquela altura, R\$ 846,63 milhões em ressarcimentos retidos desde a competência de agosto de 2019. Simulações feitas pela CCEE mostraram ainda que, somando todas as competências, os valores de constrained-off poderiam resultar em valores da ordem de R\$ 100,12 milhões e, conseqüentemente, os consumidores receberiam um saldo líquido de R\$ 746,5 milhões. No caso dos CCEAR, o constrained-off representaria 14,5% do total de ressarcimento represado por decisão da ANEEL em 2019. Já no caso do CER, o constrained-off significaria 6,5% do total (ANEEL, 2021b).

De acordo com o Diretor-relator, como os consumidores cativos respondiam por 68% dos recursos da Conta de Energia de Reserva (CONER) e de todos os recursos dos CCEAR, teriam R\$ 630,33 milhões do saldo líquido, o que significaria um alívio médio de 0,35% nas tarifas dos consumidores (ANEEL, 2021b).

Vale destacar que tais valores represados foram resultado direto da suspensão dos ressarcimentos eólicos pelo Despacho nº 2.303/2019. Conforme demonstrado anteriormente, a justificativa para a suspensão no passado foi a possibilidade de retroação da norma futura aos pleitos já recebidos. Ocorre que, sobre a possibilidade de retroação da norma aos casos pretéritos, a Procuradoria Federal junto à ANEEL rejeitou tal possibilidade (ANEEL, 2021c). De acordo com a visão jurídica do órgão *“a nova regulação da matéria não deve retroagir para alcançar fatos ocorridos antes da sua vigência”*. Mais além, *“é preciso respeitar os precedentes para os casos ocorridos até a edição da norma. A norma é prospectiva. Essa é a regra geral. Não deve retroagir”*. Tal visão foi acompanhada pela Diretoria Colegiada ANEEL quando da aprovação da Resolução Normativa nº 927/2021.

Com relação ao mérito do novo marco normativo, a Diretoria decidiu que:

- para eventos de constrained-off eólico ocorridos até setembro de 2021, relativos ao ACR, seria aplicado o “*procedimento consagrado na análise de casos concretos*”, sendo que a SRG deveria instaurar Tomada de Subsídios, em até 5 dias úteis após a publicação da Resolução Normativa nº 927/2021, sobre a Regra de Comercialização a ser utilizada nos cálculos de constrained-off eólico;
- para eventos de constrained-off eólico ocorridos até setembro de 2021, relativos ao ACL, seria analisado cada caso concreto, motivo por que não houve comando específico a tais situações na deliberação que levou à Resolução Normativa nº 927/2021;
- para eventos de constrained-off eólico ocorridos a partir de outubro de 2021, relativos ao ACR e ACL, seria aplicada nova metodologia, presente na Resolução Normativa nº 927/2021.

Passa-se, portanto, à análise de cada um dos três comandos supramencionados.

**i. Eventos de constrained-off do ACR ocorridos até setembro de 2021**

Sobre o sobrestamento para o reconhecimento de eventos de constrained-off (Despacho nº 2.303/2019), o Diretor-relator do processo em 2021 destacou que “*não poderia ser diferente, dado que sem conhecer a metodologia que viria a ser aprovada, e nem tampouco as bases de dados e sistemas necessários à sua implementação, a Diretoria não poderia assegurar a aplicação ou não da nova metodologia aos casos sobrestados*” (ANEEL, 2021b). No entanto, também concluiu em seu voto que não ocorreria “*retroação da futura metodologia a ser adotada para tratamento dos pagamentos de constrained-off, que tratarei na seção III.3 do Voto [eventos a partir de outubro de 2021]. Primeiro, por inviabilidade operacional. Segundo, porque, juridicamente, no entendimento da Procuradoria, as restrições ocorridas no passado não podem ser alcançadas por nova norma. Em terceiro, porque essa tem sido a entendimento recorrente da Diretoria da ANEEL, de que normas novas só têm efeitos prospectivos*” (ANEEL, 2021b).

Com relação ao prazo estabelecido para setembro de 2021 como data de corte, a Diretoria informou que, em sua contribuição à Audiência Pública nº 34/2019, o ONS recomendou que a regulamentação somente poderia ter vigência após 6 meses de sua publicação, já que “*para a realização deste novo processo serão necessárias adequações no sistema de apuração da geração (SAGIC) e aprimoramentos nos fluxos de trabalho do ONS*” (ANEEL, 2021b).

O ONS esclareceu ainda que a reclassificação dos eventos de constrained-off do passado conforme nova metodologia seria operacionalmente inviável e poderia resultar em grande imprecisão, já que os registros foram efetuados em tempo real pelas equipes de sala de controle. Com relação à geração potencial, o ONS apenas informava os períodos, motivo e limitação imposta pelo sistema. Não havia dados históricos confiáveis de disponibilidade dos aerogeradores nem de medições de vento sendo armazenados. A tentativa de construir esse histórico também poderia levar a imprecisões, já que foram desnecessárias informações de medições anemométricas e de disponibilidade de potência dos aerogeradores (ANEEL, 2021b).

Dessa forma, para os eventos de constrained-off do ACR até setembro de 2021, a Diretoria Colegiada decidiu por aplicar “*o procedimento consagrado na análise de casos concretos, constante da Seção II.2 do Voto, cujos critérios foram incorporados às disposições transitórias da Resolução Normativa*”. No entanto, houve comando para que a SRG instaurasse nova Tomada de Subsídios sobre a Regra de Comercialização a ser aplicada a tais casos. Ocorre que o “*procedimento consagrado*” na análise de casos concretos, conforme demonstrado neste artigo, parece ser a própria Resolução Normativa nº 637/2014, o que dispensaria a necessidade de nova Tomada de Subsídios, haja vista que a regra a ser adotada para os eventos até setembro de 2021 seria a mesma já aplicada aos casos passados.

A Tomada de Subsídios (TS) nº 4/2021 foi então instaurada pela SRG com o prazo de 26 de março de 2021 a 12 de abril de 2021, cujo resultado ainda consta pendente de conclusão na data de elaboração deste artigo. Na abertura da TS, chama a atenção, dentre outros dispositivos da Nota Técnica nº 028/2021-SRG/ANEEL, de 24/03/2021, a proposta de excluir os eventos de “razão energética” para compensação aos geradores, passando a incluir somente os eventos de “razão de indisponibilidade externa” e “razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica” (ANEEL, 2021d) – todos conceitos trazidos a partir da publicação da Resolução Normativa nº 927/2021, cuja metodologia deveria ser aplicada somente aos eventos de constrained-off que ocorrerem a partir de outubro de 2021.

Sob esse aspecto, vale destacar que a Resolução Normativa nº 637/2014 e as Regras de Comercialização de 2015 em nada dispuseram sobre diferenciação de razões energética, de indisponibilidade externa ou de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica para fins de constrained-off, conceitos inaugurados com a Resolução Normativa nº 927/2021.

Outro aspecto da regra proposta pela SRG é a de que os valores de energia não fornecida não poderiam superar o montante mínimo para tornar nulo o montante de ressarcimento previsto nos contratos (ANEEL, 2021d).

Também não foi esclarecido na TS o tratamento regulatório a ser dispensado aos contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), não obstante (i) o módulo “Contratos” das Regras de Comercialização vigentes, da Resolução Normativa nº 909/2020, classificar expressamente os contratos do PROINFA como ACR; (ii) a CCEE indicar em seu sítio eletrônico que os contratos do PROINFA “são enquadrados no ACR, pois sua contratação é regulada”; e (iii) a definição de ACL trazida pelo Decreto nº 5.163/2004 trata de “contratos bilaterais livremente negociados”, o que não incluiria o PROINFA, haja vista sua forma de contratação realizada.

A finalização da Tomada de Subsídios nº 4/2021 deverá implicar a retomada dos reconhecimentos de constrained-off eólico por parte da ANEEL, bem como a retomada do pagamento mensal dos ressarcimentos eólicos, inclusive os represados desde agosto de 2019, em cronograma de operacionalização a ser empenhado pela CCEE. Um cronograma indicativo já fora proposto pela CCEE no âmbito da TS (CCEE, 2021), considerando o desenvolvimento de sistemas computacionais necessários para a quantidade de dados a serem processados. O tratamento dos ressarcimentos represados seria realizado por meio de MAC.

## **ii. Eventos de constrained-off do ACL ocorridos até setembro de 2021**

Após deliberação da Diretoria Colegiada sobre a regulamentação do constrained-off, decidiu-se por analisar cada caso concreto de constrained-off do ACL até setembro de 2021, a partir de cada relatoria específica. Nesse sentido, não houve comando expresso favorável ou contrário ao ACL retroativo, que antecipasse decisão de casos ainda pendentes de análise, quando da aprovação da Resolução Normativa nº 927/2021 – muito embora alguns diretores já tivessem antecipado suas visões gerais sobre a matéria.

O primeiro caso concreto do ACL retroativo avaliado pela Diretoria da ANEEL após a publicação da Resolução Normativa nº 927/2021 foi justamente do mesmo agente que judicializou o tema e cuja decisão favorável do TRF1 levou à aprovação da regulamentação do constrained-off em 22 de março de 2021 (Santa Vitória do Palmar Energias Renováveis S.A. I a XII). Naquela ocasião, a SRG e a SRM compreenderam “inexistir guarida regulatória ou jurisprudência administrativa, além de existir risco de subsídios cruzados entre consumidores de ambientes distintos”, recomendando indeferir os pleitos de reconhecimento para os montantes de constrained-off do ACL (ANEEL, 2021e).

Ocorre que o Diretor-relator do caso votou por acolher o pleito do gerador eólico sobre o ACL, rememorando a controvérsia que fora instaurada nas sessões extraordinárias de 19 e 22 de março de 2021, quando da aprovação da regulamentação do constrained-off. Isto, pois *“houve deliberações no passado com reconhecimento de montantes de energia restritos de geração por empreendimentos com energia comercializada no ambiente livre de negociação, pagos por Encargo de Serviço do Sistema (ESS)”*.

Na visão do Diretor-relator do processo, não prospera o argumento de inexistência de norma ou regra para resguardar o reconhecimento do constrained-off no ACL, já que o tratamento para ambos os ambientes de comercialização (ACR e ACL) fora o mesmo instrumento, qual seja, a Resolução Normativa nº 637/2014.

Tampouco prosperaria para o relator o argumento de que a ANEEL teria alterado sua interpretação sobre o reconhecimento de constrained-off para o ACL, por conta de decisões de indeferimentos e ausência de deliberações no ACL. Isto, pois, os indeferimentos no ACL não teriam sido realizados de *“forma massiva e ocorreram em decisões de primeira instância”* (ANEEL, 2021e). Ademais, não poderia assumir a existência de deliberações apenas no ACR como motivação para inferir a exclusão ou a consolidação de jurisprudência administrativa de não acolhimento do ACL.

Com relação à argumentação do voto condutor do Despacho nº 377/2018 e à ponderação sobre risco de subsídios cruzados, o Diretor-relator entendeu que tais questões não são plenas para afastar os requerimentos administrativos do ACL (ANEEL, 2021e). Nessa linha, defendeu que a Resolução Normativa nº 927/2021 deu suporte legal para o reconhecimento do constrained-off do ACL, a partir de pagamento de ESS. O art. 1º, § 10 da Lei nº 10.848/2004, comentado anteriormente, preveria recomposição financeira aos geradores impactados por restrição de operação independentemente do ambiente de comercialização.

Pontuou ainda que *“não fosse a existência do permissivo legal de que o ESS custearia o constrained-off, até seria admissível que um contrato entre carga, gerador e SIN pudesse, contratualmente, aí sim com efeito entre todas essas partes, isentar, por conta do exercício da liberdade negocial, o Sistema. Contudo, a lei garantiu uma prerrogativa do gerador lesado usuário do SIN, seja operador do ACR ou ACL, estar submetido a compensação via encargo”* (ANEEL, 2021e). Como todos os geradores conectados ao SIN poderiam sofrer efeitos constritivos, estando eles no ACR ou ACL, houve indicação legal de caminho indenizatório – o ESS. Daí os Despachos nº 4.819/2014 e 379/2015, favoráveis ao ressarcimento do ACL e compreendidos como precedentes válidos.

Já com relação ao Despacho nº 377/2018, que teria sido aventado um “divisor de águas” para o tratamento de pedidos de enquadramento de eventos de constrained-off eólico do ACL (ANEEL, 2021e), o Diretor-relator compreendeu que o referido despacho não trouxe qualquer menção expressa em seus dispositivos à vedação de compensação por constrained-off no ACL. Ademais, *“não se incorporou qualquer menção deliberativa à recomendação proposta pela área técnica no sentido de ‘(iii) não reconhecer, em nenhuma hipótese, situação de constrained-off para efeito de alívio financeiro de usinas que comercializaram no Ambiente Livre parte ou a totalidade da energia gerada”*.

Dessa forma, o Diretor-relator do julgamento do processo de reconhecimento do constrained-off no ACL, em caso concreto de Santa Vitória do Palmar Energias Renováveis S.A. I a XII, aprofundou divergência de opinião regulatória em relação ao outro Diretor-relator, que fora responsável pelo voto condutor da Resolução Normativa nº 927/2021. Segundo aquele, a ANEEL não possui discricionariedade para, simplesmente, não estabelecer a forma de pagamento do constrained-off eólico do ACL – o pagamento derivaria de previsão legal e não prescindiria de previsão regulatória (ANEEL, 2021e).

Ainda em seu voto, defendeu que *“a manifestação do [outro] Diretor indica interpretação que está incompatível com a letra da lei e com a orientação jurídica, emanada nos presentes autos”*. Em resposta a tal manifestação, foi asseverado que o tratamento do ACL não esteve normatizado em Regra de Comercialização publicada pela CCEE, que é o que está determinado em Lei para o pagamento do encargo de ESS, apesar de a Resolução Normativa nº 637/2014 (que aprovou as regras de 2015) ter feito menção direta à nota técnica que recomendou o uso do MAC pela CCEE para os casos do ACL. Em síntese, a ausência de menção ao MAC nas Regras de Comercialização teria impedido o reconhecimento do ACL retroativo (ANEEL, 2021f).

Uma vez que foram emitidos *“contundentes posicionamentos quanto ao tema”* (processo de definição das Regras 2015.1.0 emitiu voto que deu encaminhamento ao ponto, com avaliação técnica favorável, bem como dois casos em que houve reconhecimento do direito de compensação ao ACL, além de julgamentos pendentes de deliberação em última instância administrativa), o Diretor-relator defendeu a observância do princípio da Confiança Legítima, já que pretensões dos agentes teriam se solidificado por posições da ANEEL e deveriam ser protegidas. Tais agentes não teriam como esperar que o tratamento do órgão regulador a casos semelhantes fosse *“exatamente o inverso”* dos casos pretéritos (ANEEL, 2021e).

Assim, embora a Resolução Normativa nº 927/2021 (que reconhece o direito de compensação ao ACL) não devesse retroagir, o Diretor-relator sustentou que os casos concretos deveriam ser deliberados de forma a reconhecer o direito a constrained-off de usinas eólicas do ACL. O aprendizado regulatório adquirido pela ANEEL em seu processo de construção deveria servir de parâmetro para os julgamentos que ficaram pendentes, segundo ele (ANEEL, 2021e). Vale destacar que o Despacho nº 2.303/2019 suspendeu apenas os ressarcimentos eólicos do ACR, não abrangendo os empreendimentos do ACL.

Assim, dispôs que *“alegar que não há publicação de Caderno de Regras de Comercialização, ou mesmo defender que não há norma que regulamente a apuração de geração constricta para o ACL, resultaria na desconstituição de todo um arcabouço regulatório que se amoldou ao longo tempo, haja vista a origem comum de toda a discussão sobre a viabilidade de reconhecimento regulatório de eventos de restrição em usinas eólicas como constrained-off”* (ANEEL, 2021e).

Em conclusão, o voto do Diretor-relator foi no sentido de (i) para o ACR, os eventos de constrained-off deveriam respeitar a jurisprudência administrativa consolidada na análise de casos precedentes à Resolução Normativa nº 927/2021 (isto é, conferido o mesmo tratamento para o ACR retroativo e os eventos próximos até setembro de 2021); para o ACL, determinar à CCEE que realizasse os ajustes financeiros via MAC, a débito dos consumidores do submercado impactado pelo constrained-off (isto é, conferido o mesmo tratamento que o ocorrido nos Despachos nº 4.819/2014 e 379/2015).

Em 20 de abril de 2021, o voto do Diretor-relator, contudo, foi vencido pelos demais Diretores, com 1 Diretor ausente durante a deliberação. A maioria, vencido o relator, optou por acompanhar o voto divergente apresentado pelo Diretor-Geral, que decidiu por dar parcial provimento ao requerimento administrativo do gerador eólico – para a parcela do ACR, seria aplicado o mesmo método aos demais casos de ACR retroativo; para a parcela do ACL, o pedido de ressarcimento foi negado. Essa decisão culminou na publicação do Despacho nº 1.095/2021, que representou a primeira decisão da Diretoria Colegiada da ANEEL sobre pleitos envolvendo o ACL após a publicação da Resolução Normativa nº 927/2021.

Contra o Despacho nº 1.095/2021 foi apresentado pedido de reconsideração por Santa Vitória do Palmar I Energias Renováveis S.A. e outras interessadas. O pedido acabou por ser então sorteado para o único Diretor que esteve ausente durante a deliberação que culminou no Despacho nº 1.095/2021.

Até a data de fechamento deste artigo, não houve deliberação sobre o pedido de reconsideração apresentado pelo referido agente. Há também diversos pleitos do ACL sem julgamento em última instância administrativa, ainda em tramitação na ANEEL. Alguns, inclusive, com pedidos de voto-vista prorrogados<sup>2</sup>.

### iii. **Eventos de constrained-off do ACR e ACL ocorridos a partir de outubro de 2021**

Para os eventos de constrained-off eólico ocorridos a partir de outubro de 2021, passará a valer a metodologia disposta na Resolução Normativa nº 927/2021. Em síntese, a norma prevê o seguinte tratamento, tanto para ACR quanto para ACL (ANEEL, 2021a):

- Classificação dos eventos de constrained-off como (i) razão de indisponibilidade externa, (ii) razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica, e (iii) razão energética.
- Os pagamentos por constrained-off somente serão devidos aos eventos classificados como “razão de indisponibilidade externa”, realizados por meio de ESS.
- O ONS deverá calcular a referência de geração de energia decorrente de constrained-off classificado como “razão de indisponibilidade externa”, a partir de curva de produtividade eólica, que relaciona a potência de saída da usina e a velocidade do vento.
- Os Procedimentos de Rede deverão prever a forma de elaboração da curva de produtividade, do cálculo da referência da frustração de geração de energia e da obtenção automática dos dados anemométricos pelo ONS (ainda sob análise, até o fechamento deste artigo).
- As Regras de Comercialização deverão prever compensação, sobre as obrigações internas de CCEAR e CER, dos eventos de constrained-off classificados como “razão de indisponibilidade externa” (ainda sob análise, até o fechamento deste artigo).
- CCEE e ONS deveriam encaminhar à ANEEL, em até 60 dias após a publicação da resolução, alteração nas Regras de Comercialização e nos Procedimentos de Rede.
- O ONS deverá desconsiderar na geração de referência as reduções de geração associadas às restrições que foram indicadas no parecer de acesso das usinas eólicas.
- Na parcela de garantia física vinculada a CCEAR por Disponibilidade (CCEAR-D), o pagamento de ESS será efetuado às distribuidoras; na parcela de garantia física vinculada a CER, à Contra de Energia de Reserva (CONER); na parcela de garantia física não contratada por CCEAR-D ou CER, o pagamento será efetuado ao gerador.
- O pagamento de ESS é devido somente nas situações em que a soma dos tempos de constrained-off por “razão de indisponibilidade externa”, acumulados desde o início do ano civil, supere 78h (franquia).
- O pagamento de ESS será proporcionalizado pelo consumo de energia do perfil consumo dos agentes, observando a abrangência do constrained-off (se local ou sistêmica).
- O ONS fica autorizado a atualizar a franquia de 78h considerando a indisponibilidade média apurada, em uma média móvel dos últimos 5 anos civis, das Funções de Transmissão, com nível de tensão entre 230 kV e 500 kV.
- A frustração de geração para apuração do ESS será calculada como o menor valor entre (i) a geração estimada em função da velocidade do vento medido no anemômetro e (ii) o montante de energia vendida em contratos de CCEAR, CER e PROINFA, ou garantia física, nos casos de usinas não contratadas dessa forma. Do valor resultante, será subtraída a geração verificada da usina.
- A valoração do ESS ocorrerá pelo PLD do submercado da usina que sofreu constrained-off.

---

<sup>2</sup> Caso, por exemplo, do processo ANEEL nº 48500.006221/2014-91.



- A definição de constrained-off eólico como “a redução da produção de energia por usinas eólicas despachadas centralizadamente ou usinas/conjuntos de usinas eólicas considerados na programação, decorrente de comando do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas” entraria em vigor em 1º de abril de 2021. Portanto, usinas do Tipo III (conectadas fora da Rede Básica e que não causam impactos na operação eletroenergética do SIN) não são abrangidas pela norma.

Sobre os itens acima, destaca-se que ainda resta indefinida a curva de produtividade eólica a ser utilizada no cálculo de frustração de geração eólica, haja vista que a Resolução Normativa nº 927/2021 estabeleceu que tal informação seria definida nos Procedimentos de Rede do ONS.

Em cumprimento a tal determinação, em 24 de maio de 2021, o ONS encaminhou à ANEEL correspondência com minutas dos submódulos 2.4 (critérios para estudos energéticos e hidrológicos), 2.12 (requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação) e 6.5 (apuração da geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração). De acordo com a Resolução Normativa nº 903/2020, as alterações nos submódulos supracitados são de aprovação da ANEEL (ONS, 2021a).

O ONS realizou Consulta Pública própria das minutas dos Procedimentos de Rede entre os dias 10 e 18 de maio de 2021.

Em 26 de maio de 2021, a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) encaminhou à ANEEL solicitação de abertura de Consulta Pública específica para tratar das alterações propostas pelo ONS referentes aos Procedimentos de Rede, bem como de eventuais alterações propostas pela CCEE nas Regras de Comercialização, conforme comando do art. 7º da Resolução Normativa nº 927/2021, que estabeleceu o prazo de 60 dias após a publicação da resolução para o envio dos documentos pelo ONS e CCEE à ANEEL (ABEEólica, 2021a). Na ocasião, a ABEEólica relatou ainda que os documentos apresentados pelo Operador teriam gerado “diversas dúvidas aos agentes de geração”, que tiveram dificuldades para “simular o que foi apresentado na consulta e, por consequência, apresentar contribuições”. Adicionalmente, o prazo da Consulta Pública do ONS não teria sido condizente ao prazo estabelecido pela Resolução Normativa nº 903/2020, que disciplina prazo não inferior a 45 dias.

Até o momento de fechamento deste artigo, não houve convocação para nova Consulta Pública sobre as alterações propostas nos Procedimentos de Rede do ONS, tampouco juntada de proposição da CCEE sobre as Regras de Comercialização no processo administrativo que trata sobre a regulamentação do constrained-off eólico, para consulta processual pública. Em outros termos, a forma de compensação sobre as obrigações internas de CCEAR e CER dos eventos de constrained-off classificados como “razão de indisponibilidade externa” também permanece indefinida.

Dessa forma, diversos pontos relacionados ao tratamento do constrained-off eólico para os eventos ocorridos a partir de outubro de 2021 ainda permanecem em aberto. Tal definição virá com a aprovação dos Procedimentos de Rede e das Regras de Comercialização atinentes.

Não obstante, merecem destaques outras inovações regulatórias trazidas pela Resolução Normativa nº 927/2021. A primeira dela é a delimitação de compensação por constrained-off somente os eventos que forem classificados como “razão de indisponibilidade externa”, definidos como “motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas”. Dessa forma, eventos por “razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica” ou “razão energética” não seriam passíveis de compensação aos geradores eólicos.

Com relação à interpretação de que não caberia compensação por constrained-off de confiabilidade elétrica, o voto condutor da decisão destacou que *“a necessidade de se reduzir ou limitar a geração das usinas eólicas nessas situações, faz parte da dinâmica da operação de sistemas elétricos, sendo, portanto, risco ordinário de quantidade aos quais todos os agentes, indistintamente, estão submetidos, em regra”*. Dessa forma, não seria encarado como *“condição extraordinária”* (ANEEL, 2021b).

Já com relação à vedação semelhante ao constrained-off por razão energética, *“por se tratar de necessidade de redução ou limitação de geração para efeitos, em geral, de balanço carga-geração, cuja ocorrência é mais típica nos períodos de carga leve (madrugada e fins de semana), caracteriza-se também por risco ordinário de quantidade de energia, pois trata-se da função primordial das usinas, qual seja, atender à carga do sistema respeitando sua curva/modulação, conceito também elementar de sistemas elétricos de potência”* (ANEEL, 2021b). Sob este aspecto, foi interpretada tal situação como um vertimento de energia, dada a impossibilidade de alocação da geração à carga.

A Diretoria Colegiada acatou posição recomendada pela SRG de apenas classificar como constrained-off passível de compensação os eventos de *“razão de indisponibilidade externa”*, *“uma vez que esse caso refere-se a fenômeno imprevisível, de difícil atenuação ou precificação, para o qual as agendas de modernização pouco impacto terão”* (ANEEL, 2021b).

Sob esta ótica do regulador, o constrained-off por confiabilidade elétrica ou por razão energética seria encarado como *“risco ordinário de quantidade”* dos geradores eólicos.

Mais além, a ANEEL compreendeu ser possível ao gerador precificar um montante usual de constrained-off eólico por *“razão de indisponibilidade externa”*. Neste raciocínio, deveria ser elegível para compensação somente as interrupções que superassem a quantidade usual e esperada de indisponibilidade das instalações de transmissão. Para mensurar tal indicador, foi utilizado o Relatório de Análise Estatística de Indisponibilidades Programadas e Não Programadas – 2018 publicado pelo ONS. Numa média móvel dos últimos 5 anos (2014 a 2018), verificou-se que, em média, a disponibilidade das Funções de Transmissão (linhas de transmissão, transformação, banco de capacitores, compensação série e reatores, entre 230 kV e 500 kV) foi de 99,1077% (ANEEL, 2021b).

Assim, a ANEEL compreendeu que a *“taxa de indisponibilidade esperada”* foi de 0,8923%, o que corresponderia a 6h30/mês. Em 1 ano, esse valor seria de 78h. Ou seja, a compensação por constrained-off motivado por *“razão de indisponibilidade externa”* apenas seria devida se transcorridas 78h de eventos de indisponibilidade no ano civil. A média móvel de 5 anos seria ainda futuramente atualizada pelo ONS. Isso explicaria a existência de uma *“franquia”* para compensação do constrained-off.

Sobre esse ponto, destaca-se que a ANEEL interpretou que o agente eólico teria a capacidade preditiva de indisponibilidade média futura das transmissoras do SIN, em bases móveis de 5 anos, para a precificação de tal risco em sua comercialização de energia. O relatório que culminou na mensuração dessa franquia foi baseado no ano de 2018. Contudo, a fonte eólica é contratada em leilões regulados, ao menos, desde 2009 (Leilão nº 03/2009). Isto é, sob esta interpretação, o agente eólico deveria ter previsto, em 2009, a indisponibilidade média e futura das transmissoras em base móvel 2014-2018, quando de sua oferta no leilão regulado do passado.

Outro ponto relevante da discussão é a repercussão que o reconhecimento de eventos constrained-off eólico terá para fins de revisão anual de Garantia Física (GF) das usinas eólicas, conforme Portaria MME nº 416, de 1º de setembro de 2015. O normativo somente não se aplica a usinas eólicas do PROINFA ou que comercializaram energia em Leilões de Energia de Reserva. Nos termos da portaria, os meses referentes a períodos de indisponibilidade decorrente de restrições sistêmicas ou causas de terceiros (constrained-off), devidamente reconhecidos pela ANEEL, serão informados pelo regulador

ao Ministério de Minas e Energia, à Empresa de Pesquisa Energética e à CCEE até 1º de março de cada ano, situação na qual poderão ser excluídos do cálculo da Geração Média (Gmédia), insumo base para a revisão da GF.

Como os reconhecimentos de constrained-off eólico por parte da ANEEL estão suspensos, a revisão das garantias físicas das eólicas não tem considerado o expurgo dos períodos de constrained-off, muito embora haja previsão de portaria para tal tratamento, condicionada ao reconhecimento do órgão regulador. Dessa forma, os geradores eólicos têm enfrentado redução de garantia física superior àquele cenário de expurgo.

A redação da Portaria MME nº 416/2015 também pode ser interpretada de forma dúbia: “poderão ser excluídos” do cálculo da Gmédia (i) os “períodos de indisponibilidade decorrente de restrições sistêmicas” ou (ii) “os meses referentes a períodos”. Com relação à última alternativa, embora tal interpretação seja possível, não parece razoável tecnicamente supor o expurgo de todo um mês da Gmédia pela ocorrência de apenas um evento de constrained-off em determinado período, de baixo peso relativo.

Portanto, a interpretação mais adequada seria o expurgo dos períodos de indisponibilidade em si (constrained-off), e não dos meses. Tal interpretação foi, inclusive, o tratamento regulatório fornecido para o caso da EOL Dois Riachos, em que foi desconsiderado o período específico de 30 de abril de 2016 a 11 de setembro de 2017, por restrição sistêmica, após pronunciamento da ANEEL (EPE, 2018). Caso vigorasse o entendimento alternativo de expurgo dos meses completos com ocorrência de constrained-off, ao invés de períodos específicos, a desconsideração no caso da EOL Dois Riachos seria de 1º de abril de 2016 a 30 de setembro de 2017, o que não foi verificado.

Tais questões reforçam a necessidade iminente de atualização da Portaria MME nº 416/2015, a fim de incorporar os novos conceitos trazidos pela Resolução Normativa nº 927/2021. Entende-se que uma solução regulatória mais adequada para o cálculo de revisão da GF, em vez de exclusão de períodos, seria a estimativa da geração potencial eólica naquele período de restrição por constrained-off, com base na medição anemométrica, à luz da curva de produtividade eólica a ser aprovada pela ANEEL nos Procedimentos de Rede. A urgência de aperfeiçoamento reside nas repercussões econômico-financeiras acarretadas aos geradores. Como a GF é a energia assegurada dos geradores eólicos, o efeito do não reconhecimento do constrained-off, embora efetivamente ocorrido, gera exposições contratuais e custos a tais agentes econômicos.

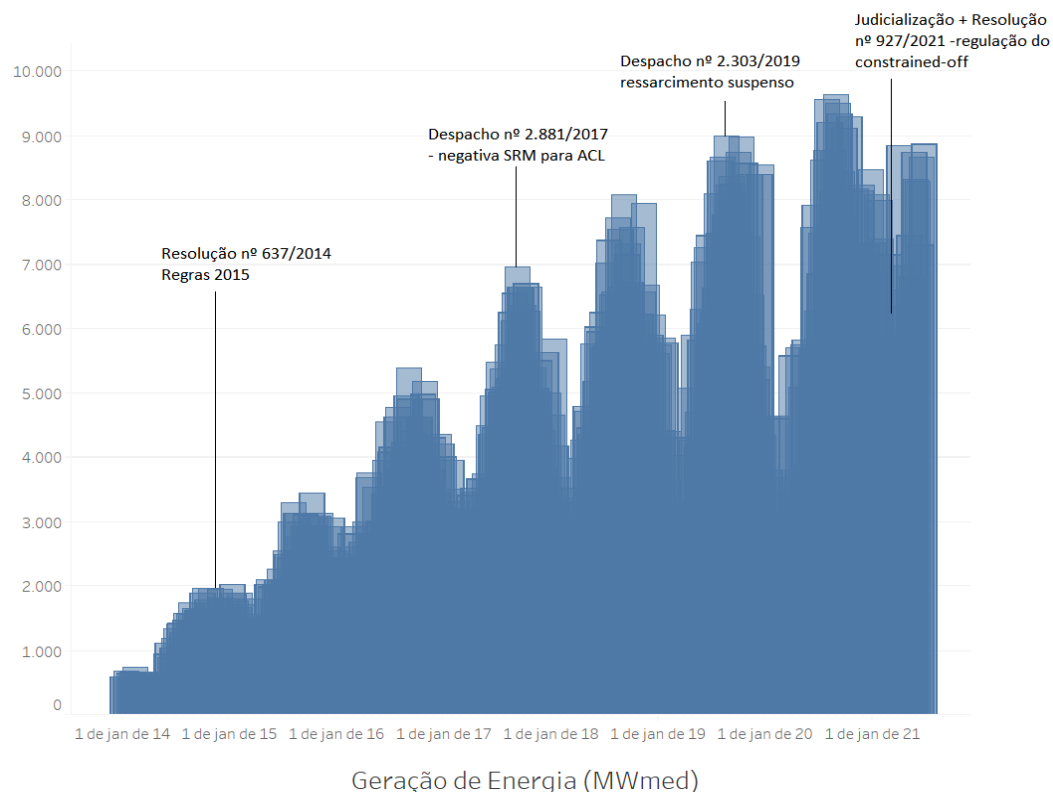
## **EVOLUÇÃO DA FONTE EÓLICA NA MATRIZ VS. POSICIONAMENTOS DA ANEEL**

Ainda que possa não haver causalidade expressa entre a evolução dos posicionamentos da ANEEL sobre o constrained-off eólico e o grau de penetração da fonte na matriz brasileira, fato é que, no período de 2014 a 2021, houve elevada adição de potência de usinas eólicas no SIN, em comparação às demais fontes. Em 2014, as usinas eólicas representavam cerca de 4% da capacidade instalada do Brasil, ou 5 GW (EPE, 2021). Em 2021, as eólicas já representam quase 11%, ou 19 GW de potência fiscalizada (ANEEL, 2021g). Portanto, houve crescimento de quase 300% em capacidade instalada eólica no intervalo de menos de 6 anos.

Conforme Gráfico 1, observa-se que a geração eólica média também registrou elevado incremento no período: de cerca de 2 GWmed ao fim de 2014 para cerca de 9.5 GWmed em setembro de 2020, por exemplo. Portanto, as decisões da ANEEL acerca do constrained-off eólico, com o passar dos anos, passaram a abranger um maior número de agentes, de empreendimentos e de montantes de geração efetiva. Observa-se também do Gráfico 1 que, embora não haja causalidade provável, os principais atos exarados pela ANEEL, mencionados neste artigo, coincidiram com os momentos de maior geração

eólica média em semanas operativas de seus respectivos anos (correlação), à exceção da Resolução Normativa nº 927/2021, aprovada em 22 de março de 2021, por força de medida judicial.

Gráfico 1 – Geração de Energia Eólica (MWmed) realizada no período de janeiro de 2014 a junho de 2021



Fonte: elaboração própria a partir de dados do ONS, 2021b

Outro ponto relevante na adição de potência eólica na matriz elétrica brasileira ao longo dos anos foi a penetração dessa fonte com cada vez mais intensidade no mercado livre. A negativa de reconhecimento regulatório do constrained-off para o ACL ocorreu a partir de setembro de 2017. Nos anos de 2018 e 2019, o segmento eólico já teria comercializado mais energia no ACL que no ACR (ABEEólica, 2021b). Embora não haja um banco de dados específico para o mercado livre, entidades setoriais estimam que foram firmados cerca de 3 GW de novos contratos no ACL somente em 2020 (ABEEólica, 2021b). No âmbito dos leilões regulados, tem sido cada vez mais perceptível o não comprometimento de toda a garantia física dos empreendimentos eólicos nas ofertas dos geradores. Em diversos casos, há a venda do mínimo requisitado pelo Poder Concedente (30% da energia habilitada que, na maioria dos casos, equivale à própria garantia física), sendo o restante da garantia física não comprometida em CCEAR comercializada no âmbito do mercado livre.

Embora o aprofundamento de tais questões não seja o objeto do presente artigo, é válido ressaltar que a maior restrição da ANEEL no reconhecimento de constrained-off para o ACL foi concomitante ao cenário de maior penetração das eólicas na matriz, com o mercado livre desempenhando um papel de destaque na viabilização de novos parques eólicos, sobretudo nos submercados Nordeste e Sul, que possuem melhor disponibilidade do recurso vento.

## CONCLUSÃO

O presente artigo verificou que o tratamento regulatório da ANEEL para o constrained-off eólico foi modificado ao longo dos anos (2014-2021), especialmente no contexto de maior penetração dessa fonte na matriz elétrica brasileira e de elevada participação competitiva no mercado livre. O posicionamento da ANEEL em 2014, quando da aprovação das Regras de Comercialização de 2015, foi de que tanto geradores eólicos do ACR quanto do ACL precisariam ser compensados por eventos de constrained-off. Houve caso concreto já julgado pela Diretoria que, inclusive, aprovou compensação ao gerador antes mesmo da vigência das Regras de Comercialização de 2015. Em 2015, houve decisão semelhante do corpo técnico da ANEEL.

Já em 2017, houve reposicionamento da ANEEL para um caso concreto envolvendo o ACL, cujo pleito de compensação fora negado. Não houve, contudo, diversos casos negados do ACL desde então.

Em 2019, na esteira das discussões sobre a regulamentação do constrained-off eólico (início de abertura de audiência pública), os ressarcimentos eólicos foram suspensos pelo órgão regulador, sob a perspectiva de possibilidade em adotar norma futura para os pleitos de reconhecimento de constrained-off que constavam sobrestados. Ocorre que tal decisão levou a ressarcimentos represados que superam R\$ 850 milhões no intervalo de menos de 2 anos, cuja maior parte dos valores, de acordo com a CCEE, seria destinada aos consumidores regulados, com impacto potencial de 0,35% de alívio nas tarifas. Ademais, tanto a Procuradoria Federal junto à ANEEL quanto a Diretoria Colegiada convergiram que a norma não poderia retroagir para casos pretéritos. O ONS, igualmente, apresentou a inviabilidade técnico-operacional de tal retroação.

Em 2021, após judicialização, houve a regulamentação do constrained-off aprovada pela Diretoria Colegiada da ANEEL. Contudo, tal aprovação não significou resolução imediata da problemática até a elaboração deste artigo. Na realidade, verifica-se incerteza para todas as classificações de eventos:

- Para os eventos de constrained-off no ACR do passado (e os que ocorrerem até setembro de 2021), importará o resultado da Tomada de Subsídios (TS) nº 4/2021, que discute a Regra de Comercialização a ser aplicada, havendo diversas incertezas sem o fechamento dessa TS.
- Para os eventos de constrained-off no ACL do passado, será analisado cada caso concreto – existem diversos pleitos ainda para serem avaliados por diferentes relatorias, incluindo o pedido de reconsideração cujo pleito já foi julgado em desfavor do gerador em abril de 2021, após a nova Resolução Normativa nº 927/2021 (decisão não unânime na Diretoria da ANEEL).
- Para os eventos de constrained-off do ACR ou ACL do futuro (ocorridos a partir de outubro de 2021), restam ainda indefinidos diversos tópicos, como os Procedimentos de Rede (a exemplo, a curva de produtividade eólica) e as Regras de Comercialização (incluindo tratamentos contratuais).

Além do cenário que envolve a ANEEL diretamente, o constrained-off eólico possui outros rebatimentos setoriais importantes, como o impacto na revisão de garantia física de eólicas (energia assegurada). Conforme destacado neste artigo, há espaço para aprimoramentos da Portaria MME nº 416/2015 à luz da nova Resolução Normativa nº 927/2021, sobretudo, no tocante ao expurgo dos períodos de constrained-off da Geração Média (Gmédia). Mesmo a redação vigente poderia ser aprimorada para evitar interpretações dúbias, como ocorrem atualmente.

Finalmente, o tema é relevante haja vista que a ANEEL possui o planejamento de regulamentar o constrained-off para usinas hidrelétricas e solares na Agenda Regulatória do biênio 2021-2022, cuja classificação é “prioritária”. O *case* da fonte eólica servirá, muito possivelmente, como base regulatória para as demais fontes renováveis.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEólica, 2021a. CT – 0021/21. 21 de maio de 2021.

ABEEólica, 2021b. Boletim Anual – Dados 2020. Disponível em [http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/06/PT\\_Boletim-Anual-de-Gera%C3%A7%C3%A3o\\_2020.pdf](http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/06/PT_Boletim-Anual-de-Gera%C3%A7%C3%A3o_2020.pdf). Acessado em 30 de julho de 2021.

ANEEL, 2014a. Resolução Normativa nº 637, de 5 de dezembro de 2014. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014637.pdf>. Acessado em 30 de julho de 2021.

ANEEL, 2014b. Nota Técnica nº 123/2014-SEM/ANEEL, de 3 de dezembro de 2014.

ANEEL, 2014c. Voto da Resolução Normativa nº 637, de 5 de dezembro de 2014. Disponível em [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014637\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014637_1.pdf). Acessado em 30 de julho de 2021.

ANEEL, 2014d. Despacho nº 4.819, de 16 de dezembro de 2014. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20144819.pdf>. Acessado em 30 de julho de 2021.

ANEEL, 2014e. Voto do Despacho nº 4.819, de 16 de dezembro de 2014. Disponível em [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20144819\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20144819_1.pdf). Acessado em 30 de julho de 2021.

ANEEL, 2015. Despacho nº 379, de 13 de fevereiro de 2015. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2015379ti.pdf>. Acessado em 30 de julho de 2021.

ANEEL, 2018. Voto do Despacho nº 377, de 20 de fevereiro de 2018. Disponível em [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp2018377\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp2018377_1.pdf). Acessado em 30 de julho de 2021.

ANEEL, 2019. Voto do Despacho nº 2.303, de 20 de agosto de 2019. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20192303.pdf>. Acessado em 30 de julho de 2021.

ANEEL, 2021a. Resolução Normativa nº 927, de 22 de março de 2021. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021927.pdf>. Acessado em 30 de julho de 2021.

ANEEL, 2021b. Voto da Resolução Normativa nº 927, de 22 de março de 2021. Disponível em [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021927\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021927_1.pdf). Acessado em 30 de julho de 2021.

ANEEL, 2021c. Parecer n. 00042/2021/PFANEEL/PGF/AGU, de 03 de março de 2021.

ANEEL, 2021d. Nota Técnica nº 028/2021-SRG/ANEEL, de 24 de março de 2021.

ANEEL, 2021e. Voto do Despacho nº 1.095, de 20 de abril de 2021. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20211095.pdf>. Acessado em 30 de julho de 2021.

ANEEL, 2021f. Voto em Separado do Despacho nº 1.095, de 20 de abril de 2021. Disponível em [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20211095\\_4.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20211095_4.pdf). Acessado em 30 de julho de 2021.

ANEEL, 2021g. Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA. Disponível em <https://bit.ly/2IGf4Q0>. Acessado em 30 de julho de 2021.

BRASIL, 2004. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Disponível em [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/ato2004-2006/2004/lei/10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/10.848.htm). Acessado em 30 de julho de 2021.

CCEE, 2021. Contribuição para a Tomada de Subsídios ANEEL nº 4/2021. 12 de abril de 2021. Disponível em [https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_idDocumento=42254&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=42254&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp). Acessado em 30 de julho de 2021.

EPE, 2018. Nº EPE-DEE-RE-085/2018. 26 de setembro de 2018.

EPE, 2021. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acessado em 30 de julho de 2021.

ONS, 2021a. CTA-ONS DTA/RA 0998/2021. 24 de maio de 2021.

ONS, 2021b. Resultados da Operação. Histórico da Operação. Geração de Energia. Disponível em <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-energia.aspx>. Acessado em 30 de julho de 2021.

# PANORAMA DA REGULAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA *OFFSHORE*: ANÁLISES DO CASO EUROPEU E DO CASO BRASILEIRO

Paulo Fernando Santos Dias de Carvalho<sup>1</sup>

André Fernando Schiochet<sup>2</sup>

## RESUMO

A transição energética pela qual atravessam o mundo e o Brasil faz aparecer diversos novos elementos no setor energético buscando o aproveitamento das fontes de energia disponíveis e renováveis da natureza. Uma das fontes renováveis de energia em grande expansão é a geração eólica, a qual pode ser classificada de acordo com o local da sua instalação, *onshore* ou *offshore*. Enquanto a energia eólica *onshore* já é muito difundida, sendo a terceira maior fonte de energia elétrica no Brasil [1], a energia eólica *offshore* apresenta uma grande desigualdade regional no seu desenvolvimento: a maior parte dos empreendimentos deste tipo se encontra na Europa. Essa desigualdade não se dá apenas por motivos tecnológicos, mas também por outros fatores que podem incentivar ou não o seu desenvolvimento em cada país, sendo muito importante a adaptação do ambiente regulatório local. Os países da Europa já criaram mecanismos regulatórios de maneira a incentivar e regular esta atividade. A formulação de políticas públicas para o estímulo desta nova tecnologia passa necessariamente por estudar estes ambientes regulatórios já estabelecidos e como estes podem ser adaptados à realidade brasileira. Este trabalho visa traçar um panorama de como ocorre a regulação da geração eólica *offshore* na Europa e discutir como a regulação brasileira pode se adaptar a este novo elemento.

**Palavras-chave:** Geração eólica *offshore*, Regulação, Legislação, Europa.

## ABSTRACT

The energy transition that Brazil and the world face brings about several new elements in the energy sector seeking to take advantage of available and renewable energy sources of nature. One of the booming renewable energy sources is wind generation, which can be classified according to the location of its installation, *onshore* or *offshore*. While *onshore* wind energy is already widespread, being the third largest source of electricity in Brazil [1], *offshore* wind energy presents a high regional inequality in its development: most of these projects are located in Europe. This inequality is not only due to technological reasons, but also to other factors that may or may not encourage its development, such as the adaptation of the local regulatory environment. The European countries have already created some regulatory mechanisms in order to encourage and regulate this activity. The formulation of public policies to encourage

---

<sup>1</sup> Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Engenheiro Generalista pela *École Centrale Paris* (ECP). Mestrando em Sistemas de Energia pela COPEE/UFRJ. Engenheiro Eletricista na Petrobras. E-mail: paulo.carvalho@petrobras.com.br.

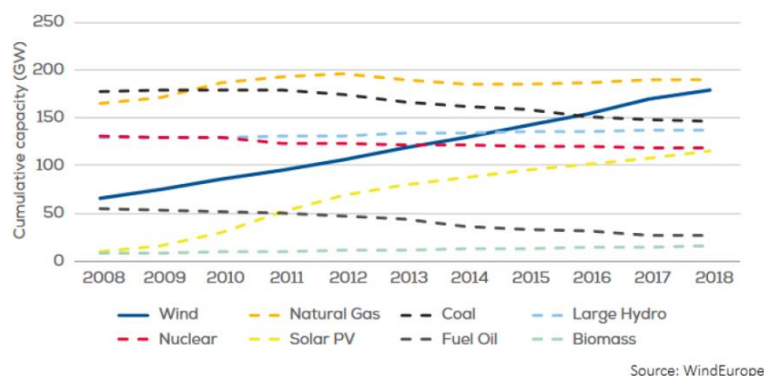
<sup>2</sup> Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Mestre em Sistemas de Potência pela UFSC. Doutorando em Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Engenheiro Eletricista e Consultor na Petrobras. E-mail: andrefernando@petrobras.com.br.

this new technology necessarily involves studying these already established regulatory environments and how they can be adapted to the Brazilian reality. This work aims to provide an overview of how the regulation of offshore wind generation works in Europe and discuss how Brazilian regulation can adapt to this new element.

**Keywords:** Offshore wind, Regulation, Legislation, Europe.

## 1. INTRODUÇÃO

A geração eólica é uma das principais fontes renováveis de energia da atualidade e vem ganhando cada vez mais espaço nos últimos anos com o processo de transição energética. Assim como no caso das outras fontes renováveis emergentes, o seu rápido crescimento proporciona o desenvolvimento tecnológico, o ganho de escala e consequentemente a redução de custos das tecnologias e difusão do conhecimento técnico sobre estas, que por sua vez aceleram ainda mais este processo num ciclo virtuoso. A Figura 1 apresenta a evolução nos últimos anos da matriz elétrica da Europa, continente que mais tem avançado no contexto da transição energética. É notório como a energia eólica apresenta o maior crescimento ao longo destes anos, à medida que decresce a participação de fontes de origem fóssil, como óleo combustível e carvão.



**Figura 1 Capacidade instalada de geração de eletricidade de diversas fontes na Europa nos últimos anos. Fonte:[2]**

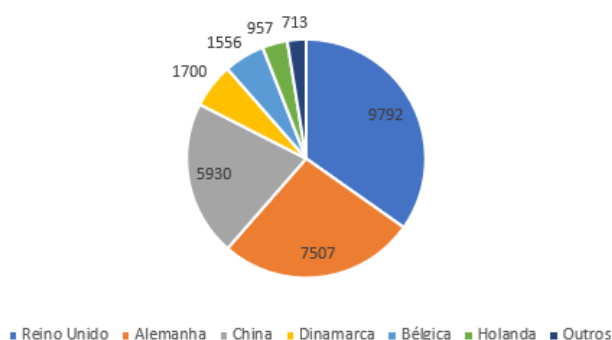
Uma das desvantagens desta fonte, porém, é o fato de esta ser muito demandante em espaço. Os aerogeradores são muito numerosos e necessitam de um grande espaçamento para melhorar seu rendimento, fazendo com que parques eólicos ocupem grandes extensões de terreno. Uma solução mitigadora deste inconveniente é a instalação de parques eólicos no mar, modalidade esta chamada de eólica *offshore*.

Além da questão do espaço, a energia eólica *offshore* apresenta outras vantagens em relação à geração tradicional. Uma delas é o aumento do potencial de geração devido à maior velocidade dos ventos no mar em relação aos ventos no continente. Outra vantagem é a menor variabilidade dos ventos no mar, pelo fato de, no continente, os ventos estarem suscetíveis a uma enorme variedade de fatores de influência, sejam eles de origem humana ou não. Assim, os aerogeradores instalados no mar funcionam em um ponto de operação muito mais próximo da sua capacidade nominal que aerogeradores instalados em terra, apresentando um fator de capacidade mais elevado [3].

Neste contexto, observa-se que a maior parte dos empreendimentos de geração eólica *offshore* no mundo estão instalados no continente europeu, notadamente nas águas do Mar do Norte, conforme se constata na Figura 2.



Potência instalada em 2019 (MW)

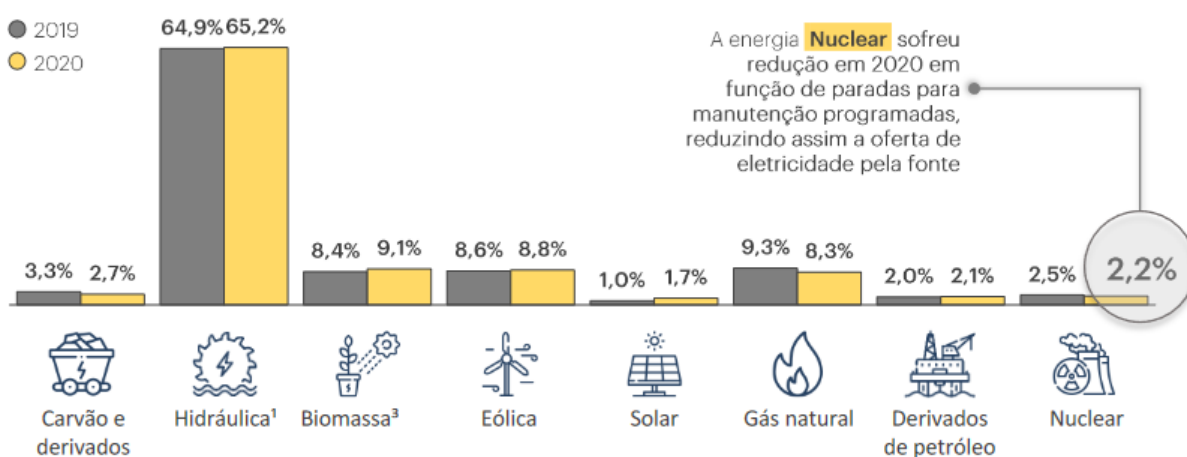
**Figura 2 Capacidade instalada de geração eólica offshore por país. Adaptado de [4]**

Muitos são os motivos que contribuem para esse cenário de concentração desta tecnologia. Dentre os principais, pode-se destacar o potencial eólico existente na costa de cada país, os esforços político-estratégicos que são despendidos para acelerar o processo de transição energética, as condições locais de infraestrutura, além do próprio estágio de desenvolvimento econômico de cada país, uma vez que se trata de uma tecnologia nova e custosa. Um fator que tem muita influência sobre o grau de desenvolvimento desta tecnologia em cada país é o quanto a regulação do seu sistema elétrico está adaptada para a introdução de plantas eólicas *offshore* em seu sistema elétrico.

### 1.1. MOTIVAÇÃO

Sendo a regulação um dos fatores que impactam no ritmo da inserção de novas tecnologias no sistema elétrico, faz-se necessário estudar como os países pioneiros nesta tecnologia evoluíram seus modelos regulatórios para favorecê-la e como isso pode ser feito no atual desenho regulatório do sistema elétrico do Brasil.

O Brasil tem visto o rápido crescimento da participação da energia eólica em sua matriz elétrica nos últimos anos. Segundo a Figura 3, a energia eólica já é a terceira principal fonte de energia elétrica no país.

**Figura 3 Evolução da participação das fontes na matriz elétrica brasileira entre 2020 e 2019. Fonte: [1]**

Apesar da crescente importância da energia eólica no cenário nacional, o Brasil ainda não conta com nenhuma usina eólica instalada no mar. Ao contrário de alguns países europeus, que já estão perto do esgotamento do potencial eólico *onshore*, o Brasil, por suas grandes dimensões terrestres, ainda possui um alto potencial *onshore* inexplorado. Porém, à medida que este potencial for se esgotando, e as tecnologias

*offshore* se difundirem cada vez mais, o interesse pela instalação de parques *offshore* será cada vez maior no país.

## 1.2. OBJETIVO

O presente trabalho tem dois objetivos principais. O primeiro é apresentar um levantamento dos mecanismos regulatórios existentes nos países que mais evoluíram na integração da energia eólica *offshore*. A maioria destes se localizam na Europa e foram analisados os arcabouços regulatórios de alguns países específicos. Aspectos como os leilões de parques, a remuneração dos geradores, e a construção das linhas de transmissão que conecta o parque à rede elétrica *onshore*, foram abordados.

O segundo objetivo do trabalho é analisar como está o atual estado regulatório do Brasil para receber tais empreendimentos. Foram analisadas as iniciativas de regulamentação desta atividade, as leis existentes na área de geração de energia elétrica, os mecanismos regulatórios que regem a atividade de exploração de óleo e gás *offshore* e qual seria o papel dos agentes do setor elétrico na integração deste tipo de geração.

## 2. A GERAÇÃO EÓLICA OFFSHORE

Apesar de ser considerada uma tecnologia nova e ainda inédita na maioria dos países, o primeiro parque eólico *offshore*, chamado Vindeby, foi instalado em 1991 na Dinamarca. Com uma distância de apenas dois quilômetros da costa, era constituído de 11 geradores de 450 quilowatts. Essa usina foi descomissionada em 2017 [5].

Desde então, esta tecnologia vem se desenvolvendo com uma concentração notável nos países no entorno do Mar do Norte, que apresenta um elevado potencial eólico. Os países pioneiros nesta tecnologia no Mar do Norte são Alemanha, Reino Unido, Dinamarca, Holanda e Bélgica, porém a China vem crescendo rapidamente nos últimos anos e deve se tornar o país com a maior capacidade instalada do mundo nos próximos anos [6].

Os parques *offshore* necessitam de estruturas de sustentação para os aerogeradores mais complexas que as fundações tradicionais *onshore*, os condutores e linhas de transmissão submarinas são mais caros que condutores e linhas de transmissão aéreas tradicionais e o transporte de materiais e equipamentos é mais complexo que no cenário *onshore*. Tudo isso faz com que a instalação de um parque *onshore* seja muito menos custoso e complexo que a instalação de um parque *offshore*.

### 2.1. MODELOS REGULATÓRIOS DE IMPLANTAÇÃO DOS PARQUES

Os países que já construíram mecanismos regulatórios relativos à geração de energia eólica *offshore* podem ser divididos em três modelos diferentes de implantação dos parques. Cada país segue um modelo próprio que pode combinar aspectos de cada um desses três modelos ou adotar mais de um processo. Além disso, é normal os países mudarem seu modelo regulatório à medida que o panorama da inserção de eólicas *offshore* se desenvolve ao longo do tempo. Os três modelos principais, segundo [7], são:

- Modelo *open door*: neste modelo, o Estado não tem a prerrogativa de definir as áreas que receberão os projetos de novas usinas. Os empreendedores podem

apresentar seus projetos, com suas respectivas propostas de área, ao poder público e cabe a este avaliá-lo, dando um retorno positivo ou não. O agente gerador é responsável por todos os estudos técnicos necessários para mapeamento do potencial e licenciamento ambiental. Não existe um caráter competitivo entre os agentes de geração neste modelo.

- Modelo *First Come First Served* (FCFS): neste modelo, o poder público é responsável por indicar as áreas aptas a receberem novos empreendimentos, podendo realizar estudos técnicos mais ou menos aprofundados. A concessão de autorização de instalação de um parque é um ato não-discricionário, isto é, o poder público necessariamente autoriza a concessão ao empreendedor que apresente um projeto que atenda a todos os requisitos impostos. A maior diferença deste modelo para o anterior é que o poder público se ocupa do mapeamento de potenciais e alguns estudos técnicos, de maneira a incentivar o surgimento de empreendimentos. Existe um caráter competitivo maior neste modelo que no anterior.
- Licitação ou Leilão (*Tender*): é o modelo em que o Estado apresenta a maior participação. Neste modelo, o Estado realiza os estudos para o zoneamento das áreas com potencial e estas ficam à disposição dos empreendedores interessados e servem de subsídio para o leilão das áreas. Os agentes de geração competem entre si no leilão pelo direito de explorar a atividade na região estabelecida.

Estes modelos têm um caráter geral e servem apenas de referência e, como já mencionado, a regulação adotada em cada país pode apresentar aspectos referentes a mais de um deles. Os modelos, na ordem em que foram apresentados, caracterizam-se por um grau crescente de contribuição técnica do Estado e de competição entre agentes geradores. Não é possível dizer qual modelo é o melhor, mas eles se ajustam mais ou menos bem ao grau de maturidade da inserção dessa tecnologia em cada país. O modelo *open door*, por exemplo, possibilita a entrada de novos agentes geradores e o Estado não possui o ônus de realizar o zoneamento e avaliação do potencial da sua costa. Este modelo é mais condizente com países ainda em estágio inicial na implantação desses empreendimentos. Já o modelo de leilões pressupõe a existência de vários agentes geradores experientes e interessados dispostos a competir entre si. Além disso, nesse modelo, o Estado (representado pelos agentes regulador, planejador, entre outros) já possui *know-how* técnico o suficiente para realizar os estudos que são necessários para dar suporte ao processo de licitação.

Sendo assim, é natural que os modelos adotados pelos países evoluam à medida que a geração eólica *offshore* passa a ser mais difundida no país. Por exemplo, o Reino Unido já adotou o modelo FCFS e hoje adota o modelo de leilões. A Alemanha atualmente se encontra na transição entre o modelo FCFS para o modelo de leilão [7].

Um mecanismo criado para incentivar e desburocratizar novos empreendimentos é a redução do número de agentes públicos com os quais o gerador deve dialogar ao longo do processo de planejamento e implantação. Esse mecanismo é chamado de “*One-stop Shop*”, em que o empreendedor tem interface com apenas um órgão público interdisciplinar, que por sua vez dialoga com outros entes envolvidos de diferentes áreas [8]. Outra maneira de incentivar a tecnologia é o Estado tomar parte na realização de estudos (elétricos, energéticos, ambientais, logísticos, etc.) para reduzir os riscos e custos do empreendedor, além de propor isenções de impostos e fornecer financiamento público através de bancos estatais ou órgãos de fomento.

## 2.2. REMUNERAÇÃO DOS GERADORES

Por ser uma tecnologia nova e complexa, os custos da geração eólica *offshore* ainda se encontram muito elevados, sendo a fonte renovável de energia elétrica com o segundo maior custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy – LCOE*), conforme pode ser observado na Figura 4. Estes custos tendem a diminuir à medida que a tecnologia se disseminar e de fato isso ocorreu nos últimos anos, porém outras fontes têm mostrado uma taxa de barateamento bem mais expressiva, como a solar fotovoltaica e a heliotérmica.

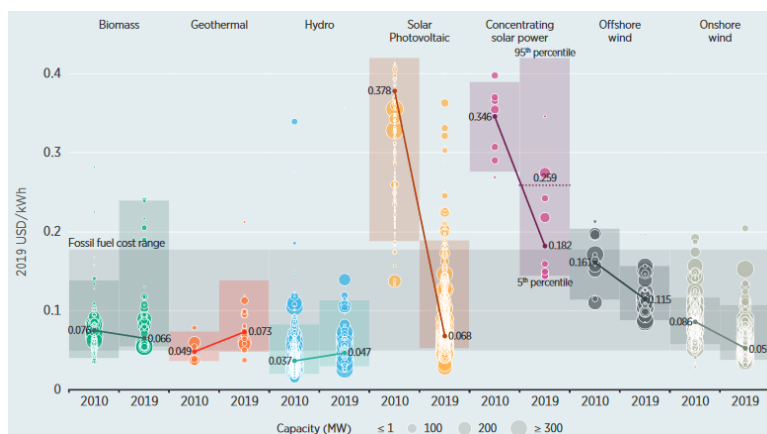


Figura 4 Evolução do custo nivelado de energia de diferentes fontes renováveis entre 2010 e 2019.

Fonte: [9]

Devido à disparidade dos custos de implantação, dificilmente a geração eólica *offshore* conseguiria se inserir no mercado competitivo de energia de maneira sustentável financeiramente. Por esse motivo foram criados mecanismos especiais de tarifação, onde podemos citar [10]:

- Tarifa *Feed-in* (FiT) – O empreendedor assina um contrato de longo prazo, durante o qual é remunerado por uma tarifa fixa, independente do preço da energia no mercado de energia e compatível com os custos de instalação que ele teve. É um modelo que minimiza os riscos do empreendedor, que tem conhecimento prévio de quanto vai receber ao longo do tempo. Outra segurança para o gerador é a garantia do seu despacho. Isso pode mesmo acabar sendo ruim do ponto de vista do mercado de energia pois, em momentos de baixa demanda e, portanto, baixo preço, essa fonte é remunerada a um alto preço relativo e tem obrigatoriedade de despacho, podendo mesmo gerar preços negativos no mercado de curto prazo.
- Tarifa *Feed-in Premium* (FiP) – O empreendedor é remunerado através de um preço fixo mais uma parcela que é variável de acordo com o preço da energia. Assim, esse modelo acaba agregando mais riscos ao empreendedor, mas é melhor do ponto de vista do mercado pois não há obrigatoriedade de despacho deste tipo de usina. Como a remuneração depende do preço da energia no mercado, o gerador é incentivado a gerar mais quando a demanda é maior e, portanto, os preços estão em alta; e desincentivado quando o preço fica negativo, o que torna o mercado mais sustentável. É o mecanismo mais difundido nos países líderes nessa tecnologia.
- Sistema de quotas e certificados verdes – Neste sistema, os compradores de energia são obrigados a comprar uma parcela de energia de fontes renováveis, incluindo a eólica *offshore*. Há a introdução de um mercado além do mercado de energia, que é o mercado de certificados verdes. Os certificados são negociáveis como outro bem qualquer e seu preço é definido pela oferta e demanda do mercado. As distribuidoras, consumidores livres e comercializadoras têm a obrigação de

comprar uma determinada quantidade de certificados. Os geradores renováveis, portanto, são remunerados normalmente no mercado de energia, mas também são remunerados através da venda desses certificados. Por um lado, é um modelo financeiramente eficiente, pois os compradores de certificados tendem a comprar dos geradores que os vendem a um menor custo, incentivando a competitividade e as boas práticas de mercado. Por outro lado, expõe os geradores a maior risco, pois estes ficam sujeitos às variações não somente do mercado de energia, mas também às variações do mercado de certificados verdes.

Existem várias nuances entre estes modelos e cada país possui suas peculiaridades na adoção de cada um deles.

### 2.3. CONEXÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Parques eólicos *offshore* transmitem a energia gerada ao ponto de conexão com a rede através de cabos submarinos. Esses cabos são muito mais complexos em construção e instalação, bem como mais caros do que linhas de transmissão aéreas convencionais. Em alguns casos, especialmente naqueles em que a linha é mais longa e a potência transmitida mais elevada, faz-se necessário transmitir a potência em corrente contínua, através da tecnologia *High Voltage Direct Current* (HVDC) [11]. Nesses casos, é preciso construir uma subestação conversora *offshore* e uma *onshore*, e a subestação *offshore* acaba tornando o projeto mais oneroso.

Diferentes estratégias são adotadas para a construção da conexão de parques eólicos *offshore* nos países pioneiros nesta tecnologia. De maneira geral, elas podem ser divididas de acordo com qual ente é responsável pela construção da linha submarina [12]:

- *Generator Build*, em que o gerador se responsabiliza por construir a linha de transmissão, que é de seu uso exclusivo;
- *OFTO Build*, em que uma transmissora (*Offshore Transmission Owner*) se responsabiliza por construir a linha de transmissão e mantê-la após a construção;
- *TSO Build*, em que o operador da rede local (*Transmission System Operator*) se responsabiliza em construir a linha de transmissão e operá-la.

No caso em que a linha é construída pelo operador ou pelo gerador, de maneira geral, após a sua construção, a linha de transmissão é leiloadada e sua propriedade passa para uma empresa transmissora, que tem a responsabilidade de mantê-la, sendo remunerada para fazer isso.

### 2.4. DEFINIÇÕES IMPORTANTES

A Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (CNUDM) define alguns conceitos importantes para as atividades econômicas que se desenvolvem nos mares. São eles [13]:

- Mar territorial, região compreendida a uma distância de até 12 milhas náuticas da costa (~22km). Nesta região, o país exerce sua soberania sobre toda a massa d'água, leito marinho e espaço aéreo. Para quase todos os fins, é considerado como uma parte qualquer do seu território e o mar territorial é considerado um bem da União.

- Zona contígua, região que se estende 12 milhas náuticas além do mar territorial, isto é, a 24 milhas náuticas da costa (~22 km a 44 km). É uma extensão em que a CNUDM permite que o Estado exerça sua soberania para alguns fins.
- Zona Econômica Exclusiva (ZEE), situada adjacente ao mar territorial e podendo ter até 200 milhas náuticas (~370 km) contando a partir do continente. Na ZEE, o Estado costeiro possui "...direitos de soberania para fins de exploração e aproveitamento, conservação e gestão dos recursos naturais, vivos ou não vivos das águas sobrejacentes ao leito do mar, do leito do mar e seu subsolo..." [13]. Nesta região, o Estado possui o monopólio da utilização e regulação dos recursos para fins econômicos ou científicos.

Dadas as definições acima, conclui-se que o Estado tem direito exclusivo sobre o desenvolvimento de atividades como a exploração de óleo e gás e a geração de energia elétrica *offshore* nas ZEEs e, portanto, a exploração econômica destas por entes privados depende da autorização do Estado.

O mar territorial é considerado um bem público, e a utilização de um bem público por um ente privado pode ser de três tipos: uso comum, uso especial ou uso privativo. Como na exploração de energia eólica, a utilização de uma região do mar para uma usina acaba necessariamente impedindo a utilização para outro fim, este caso acaba se enquadrando como uso privativo. Imóveis e bens da União podem ser cedidos a pessoas físicas e jurídicas para atividades que sejam de interesse nacional e através desse mecanismo uma área do mar territorial poderia ser cedida para a implantação de uma usina eólica [7].

### 3. ESTUDO DE CASO: PANORAMA REGULATÓRIO DA EUROPA

Como já visto anteriormente, alguns países têm sido pioneiros no desenvolvimento da geração eólica *offshore*. Alguns dos motivos para isso são:

- A consolidação da energia eólica no continente, com barateamento de equipamentos e diversidade de produtores e fabricantes;
- A saturação do potencial *onshore* em alguns países da região, que possuem pouca área disponível e alta densidade populacional;
- O alto potencial eólico *offshore*, em especial no Mar do Norte e no Mar Báltico;
- Os incentivos em novas tecnologias de geração renovável, para o atendimento das metas de redução de emissão de carbono e dos objetivos dos acordos de clima de Paris;
- A crescente rejeição à energia eólica tradicional, especialmente por sua poluição visual, que deu origem ao movimento *Not In My Backyard* (NIMBY) [14].

A Figura 5 mostra a evolução da capacidade instalada de geração eólica *offshore* na Europa e a capacidade instalada em cada ano nos países europeus. Percebe-se que a capacidade instalada cresce rapidamente, tendo inclusive sido pouco afetada pela pandemia em 2020 e nota-se o protagonismo do Reino Unido e da Alemanha.

### Cumulative and annual offshore wind installations 2010–2020

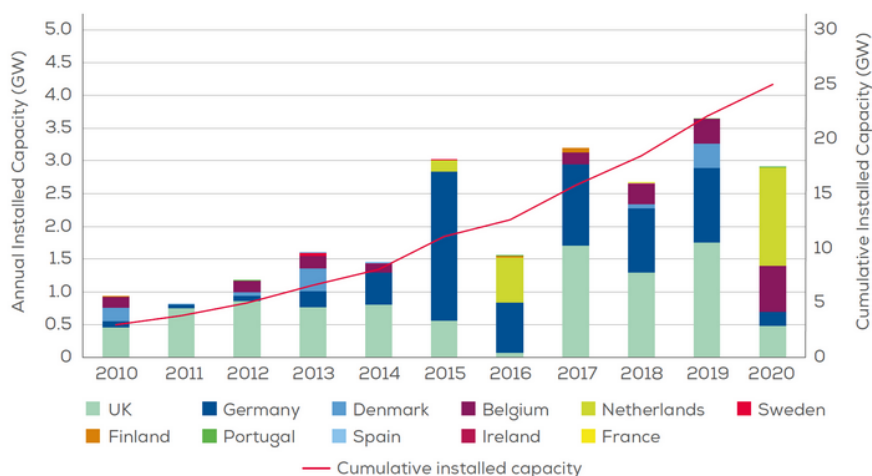


Figura 5 Potência instalada de geração eólica *offshore* nos países europeus nos últimos anos e potência acumulada na Europa. Fonte: [15]

### 3.1. ALEMANHA

Na Alemanha, até pouco tempo atrás, a aprovação dos projetos eólicos *offshore* seguia a lógica *First Come First Served* (FCFS) [7]. Isso significa que todo projeto proposto tem a presunção de aprovação, sendo analisado por órgãos competentes de várias áreas e reprovado somente se este apresenta inviabilidades do ponto de vista ambiental, de defesa nacional ou se prejudica o tráfego marítimo.

O órgão regulamentador alemão da área de eletricidade é o *Bundesnetzagentur* (BNetzA), que também é responsável por regulamentar os mercados de telecomunicações, correios e transporte férreo.

Em 2009, foi aprovado o *Electricity Feed-in Act*, que definia uma tarifa *Feed-in* e concedia prioridade de despacho para o estímulo de novas energias renováveis. Essa tarifa é chamada de *Feed-in* acelerada, em que ela possui um valor alto nos primeiros anos e vai decrescendo ao longo do tempo. Essa estratégia é adotada para diminuir o tempo de retorno (*payback*) do investimento e é um dos motivos pelos quais a Alemanha obteve sucesso nos empreendimentos de energia eólica *offshore*. Em 2012, foi introduzido a *tarifa feed-in premium* e o empreendedor tem a possibilidade de escolher por qual tipo de tarifa ele será remunerado. Enquanto na tarifa *feed-in* convencional, o gerador está protegido contra oscilações do preço de energia, com a tarifa *feed-in premium* existe um risco maior, podendo o empreendedor ter receitas maiores se o preço da energia estiver alto. Os primeiros empreendimentos deste tipo contaram com o financiamento do *Kreditanstalt für Wiederaufbau Development Bank* (KfW).

Em 2017, a Alemanha modificou o seu desenho regulatório para torná-lo mais eficiente e interessante para os empreendedores e está no processo de transição para adotar leilões para conferir mais competitividade ao processo, que é chamado de modelo central. Os leilões são organizados pelo BNetzA.

No novo modelo, a indicação das áreas com potencial é feita através de um Plano de Desenvolvimento de Área (*Flächenentwicklungsplan*). O leilão é subsidiado tecnicamente por estudos ambientais e hidrológicos realizados por um órgão chamado *Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie* (BSH), Agência Federal para o transporte marítimo e hidrografia. Estudos mais aprofundados devem ser realizados

pelo licitante vencedor, que possuirá o direito exclusivo de proposição de projetos naquela área. Para a instalação de plantas além do mar territorial, o processo de concessão pode ser considerado como do tipo “*One-Stop Shop*”, em que o BSH é o órgão principal pelo licenciamento e permissões [8].

Existem três principais licenças a serem obtidas pelo empreendimento: a licença para instalação e operação dos aerogeradores, a licença para a instalação dos cabos internos à planta, e a licença para a instalação dos cabos que conectam a planta à rede de transmissão, que passam pelo mar territorial.

A legislação que rege a conexão de eólicas *offshore* é a *Energy Industry Act* seção 17, que prevê que o operador do sistema elétrico deve prover a conexão de usinas geradoras em um processo transparente, sendo que as fontes renováveis devem ter prioridade na conexão à rede. Segundo [16], com relação à conexão dos parques eólicos, o operador do sistema de transmissão alemão, TenneT, possui o monopólio da construção e propriedade dos ativos de transmissão *offshore* no Mar do Norte. Existem outros operadores do sistema de transmissão na Alemanha, mas o TenneT é responsável pela costa do Mar do Norte e Báltico, onde se localizam as plantas. O TenneT arca com os custos, que são repassados na tarifa ao consumidor final. Normalmente as conexões são feitas para vários parques eólicos e, quando há uma capacidade de conexão ociosa, o governo realiza leilões para suprir a capacidade de transmissão ociosa. Normalmente esses leilões são feitos a cada nove meses.

### 3.2. REINO UNIDO

Inicialmente, o Reino Unido adotava o modelo FCFS. Porém, foram introduzidos mecanismos gradualmente, de maneira a aumentar a competitividade entre os empreendedores e o interesse destes. Em paralelo, o poder público também foi assumindo maior papel na realização de estudos preliminares até chegar ao modelo atual de leilões. No modelo atual, organizam-se rodadas de leilões, chamados de *tender rounds*, no qual se leiloa o direito à construção de usinas eólicas no mar [7]. Em 2004, foi aprovado o *Energy Act*, que regulava a instalação de plantas nas Zonas Econômicas Exclusivas. Foi determinado que o processo de concessão de permissões e licenças seria conduzido pela *The Crown Estate* (TCE), que também determina as áreas onde podem ser instalados os parques, chamadas de *Renewable Energy Zone* (REZ) [17]. Essa instituição, que representa a coroa britânica, detém a propriedade do mar territorial britânico e o direito exclusivo de explorar economicamente a ZEE britânica, cabendo a ela emitir concessões para tais atividades.

Com relação à remuneração, durante os anos 90, o Reino Unido possuía uma tarifa *feed-in* para geradores de energias renováveis, tarifa estabelecida pelo *Non-Fossil Fuel Obligation* (NFFO). Por não ser um esquema que favorece as boas práticas de mercado, este foi substituído pelo *Renewable Obligation* (RO), que visava adequar os investimentos em energias renováveis às novas práticas do mercado liberalizado. O RO é um esquema de certificados verdes, onde os certificados são chamados de *Renewable Obligation Certificate* (ROC) e as distribuidoras são obrigadas a comprá-los dos geradores renováveis. Esse modelo não obteve o sucesso esperado e foi substituído pelo modelo de contrato das diferenças (*Contract for Differences – CfD*) em que geradores fecham contratos com uma estatal chamada *Low Carbon Contracts Company* (LCCC) e no contrato é definido um preço de referência (*Strike Price*). Se o preço no mercado de energia estiver abaixo do *Strike Price* a LCCC paga essa diferença ao gerador. Se o preço de energia no mercado for superior ao *Strike Price*,



o gerador é quem paga à LCCC [18]. Este modelo agrega menos riscos à atividade do gerador, pois este é remunerado com uma tarifa fixa (o *Strike Price*), sendo o Reino Unido o único dos principais países pioneiros na eólica *offshore* a adotá-lo. Para ajudar o financiamento de ativos de energia renováveis, incluindo a eólica *offshore*, foi criado o *Green Investment Bank* (GIB).

O órgão regulador da área de eletricidade e gás natural é o OFGEM (*Office of Gas and Electricity Markets*). Segundo [19], os dois primeiros leilões organizados por esse órgão ocorreram em 2009 e 2010 e seguiam o regime chamado transitório. Nesse regime, o desenvolvedor do parque *offshore* era responsável por construir a conexão com a rede e, após a construção, a linha era transferida a uma transmissora, chamada de *Offshore Transmission Owner* (OFTO), que era escolhido através de um processo competitivo. No regime atual, cujo primeiro *tender round* foi em 2014, os geradores podem optar entre construir eles mesmos a conexão com a rede ("*Generator build*") ou delegar o projeto e concepção da conexão a uma empresa transmissora *offshore* ("*OFTO build*"). No caso do *Generator Build*, após a construção, a propriedade e a operação da linha passam para uma transmissora. No processo licitatório, as transmissoras competem entre si para decidir qual delas cobraria menos para construir ("*OFTO build*") ou pagaria mais para comprar ("*Generator build*") a linha de transmissão, e operá-la durante um período de 20 anos. A opção dada ao gerador de construir ele mesmo a linha ou de delegá-la a uma transmissora é interessante pois ele pode deixar de assumir o risco e o custo da construção, caso deseje, ou pode obter economias de escala e usufruir de sinergias construindo a linha.

Outra vantagem oferecida pela regulação do mercado britânico é o suporte oferecido pelo operador do sistema de transmissão, *National Grid*, para a conexão do parque à costa. O operador se responsabiliza pelo estudo técnico-econômico que determina o melhor ponto de conexão na rede de transmissão *onshore*.

### 3.3. DINAMARCA

A Dinamarca foi o país pioneiro a instalar a primeira usina de geração eólica *offshore* no mundo, em 1991. Essa geração foi impulsionada pelo efeito NIMBY, mas outros fatores que contribuíram são o fato de ser um país com uma área muito reduzida, o que limita a expansão da eólica *onshore*, e o fato de a maior parte do país ser banhada pelo Mar do Norte, de grande potencial eólico, além de ter uma costa bastante sinuosa.

Inicialmente, nos anos 90, foi estabelecido uma tarifa *feed-in* para as usinas eólicas *offshore*. O preço fixo da energia era subsidiado por uma taxa cobrada de todos os consumidores. Anos mais tarde, foi estabelecido um sistema de quotas e certificados verdes, chamado de *Renewable Portfolio Standard* (RPS). Porém, o novo esquema de tarifação não foi suficiente para atrair investidores, e então, em 2008, foi adotado um sistema de tarifas *feed-in premium*, tendo pequenas diferenças dependendo se a concessão foi obtida através de um leilão ou através do mecanismo *open-door*. Para o financiamento, o banco público, o *EfK Bank* oferece financiamento aos empreendedores para atrair mais investidores.

Na Dinamarca, zonas específicas para a instalação de parques eólicos foram designadas através do *Marine Special Plan* (MSP), feito em 2007 e atualizado anos depois. A instalação pode ser dar de duas maneiras: através de processos no modo leilão (*call for tender*) ou por livre iniciativa do empreendedor (*open-door procedure*) [20].

O sistema de licenciamento e concessão é do tipo “*One-Shop Stop*”, em que a agência principal que articula o processo é a *Danish Energy Agency* (DEA) [20]. O empreendedor tem contato quase unicamente com esta agência que gerencia a interface com outros órgãos públicos, como agências ambientais, marítimas, de defesa e a *Energinet.dk*, que detém os sistemas de transmissão de energia elétrica e malha de gás e que também é responsável pela operação do sistema elétrico.

No mecanismo *tender*, o governo faz uma chamada e convida participantes para leiloar uma área específica onde a planta deve estar localizada. Dá-se um processo competitivo em que o empreendedor que propuser receber o menor valor fixo ganha o certame. Os estudos de impacto ambiental, estudos geológicos, avaliação de potencial neste caso são executados pelo *Energinet.dk* antes do leilão e ressarcidos pelo licitante vencedor.

No mecanismo *open door*, o empreendedor faz uma proposta de projeto em uma área específica ao governo e este estuda os possíveis impactos que ele pode ter em temas de interesse público, podendo aprová-lo ou não. Neste caso, o empreendedor não pode propor a instalação em uma das áreas já zoneadas pelo Estado, precisando encontrar novas áreas potenciais. Ao contrário do leilão, os estudos de potencial, ambientais e geológicos são realizados pelo próprio proponente.

Em ambos os casos, para instalar um parque em uma localidade, o empreendedor precisa da concessão de três licenças por parte da DEA: uma licença para executar estudos preliminares sobre a área de concessão; uma licença para a instalação dos aerogeradores *offshore*; e uma licença para a produção de energia durante um período. Nesta ordem, a aprovação das licenças são requisitos para a aprovação das licenças seguintes.

No que se refere à conexão da planta, o *Energinet.dk* se responsabiliza pela conexão e arca com os seus custos, que são repassados ao consumidor final através de uma taxa. Uma exceção é feita aos parques localizados próximos da costa; nesse caso, o agente gerador deve arcar com os custos de conexão.

#### 4. O CASO BRASILEIRO

Apesar de ser um país em desenvolvimento, pode-se dizer que o Brasil é um país muito adiantado no processo de transição energética. Até um passado recente, a matriz de energia elétrica brasileira era predominantemente hidrelétrica, sendo complementada pela energia térmica. Nos últimos anos, presenciou-se um crescimento acelerado da participação da energia eólica *onshore*, em especial na região Nordeste. Outras novas fontes renováveis apresentam um rápido crescimento, apesar de terem uma participação na matriz muito reduzida, como a energia solar [1].

Apesar desse crescimento das fontes renováveis de energia, não existem empreendimentos eólicos *offshore* no país. A grande razão para isso é que o potencial eólico *onshore* do Brasil é muito elevado e ainda não está próximo de sua saturação, ao contrário do que ocorre nos países europeus. Visto que os projetos *offshore* são muito mais complexos e custosos, e que ainda não existe um ambiente regulatório que preveja suas particularidades, e, portanto, não existe uma grande segurança jurídica, os empreendedores ainda preferem investir em parques tradicionais que em parques *offshore*.

A Figura 6 mostra um mapeamento do potencial eólico *offshore* realizado pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Existem estimativas de que o total do

potencial eólico *offshore* na costa brasileira pode chegar a 330GW, mesmo considerando diversas restrições ambientais. Esse montante é equivalente ao dobro da potência eólica total instalada no Brasil e mais de 20 vezes a potência instalada de eólicas *onshore* em 2019, segundo [21].

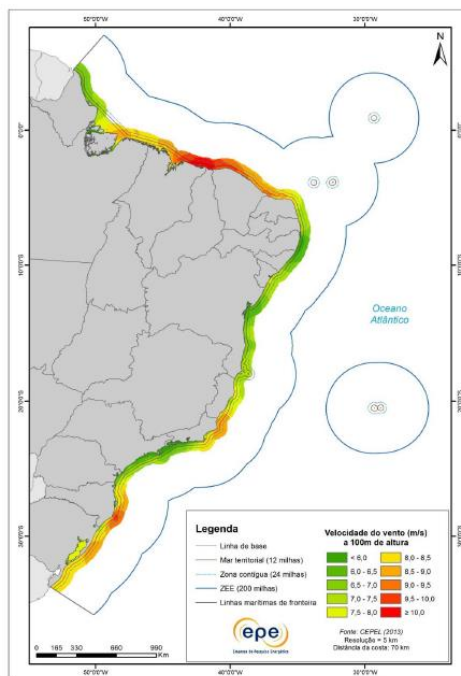


Figura 6 Potencial eólico offshore na costa brasileira. Fonte: [7]

#### 4.1. ARCABOUÇO REGULATÓRIO EXISTENTE

Não existe hoje no Brasil nenhuma regulação que se refira especificamente à geração eólica *offshore*, mas entender a legislação atual é importante para a discussão de como adaptá-la para contemplar esta nova fonte.

A primeira grande legislação referente a energias renováveis no país foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), estabelecido no Decreto nº 5.025/2004. Sua intenção foi diversificar a matriz energética brasileira, incentivando as novas fontes renováveis, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), biomassa e eólica. Através desse programa, a Eletrobras celebrou contratos de compra de energia com Produtores Independentes de Energia (PIE) que utilizavam fontes de energia renováveis. Assim, esses produtores garantiam a venda da energia produzida por até 20 anos. Esse programa valeu para empreendimentos instalados até 2010 e possibilitou o desenvolvimento de muitos empreendimentos de energias renováveis, permitindo o barateamento desses projetos e a importação e desenvolvimento de conhecimento sobre estas tecnologias até então novas no país. Esses empreendimentos são remunerados através de uma taxa paga pelos consumidores na tarifa de energia.

Em 2004, foi aprovada a Lei nº 10.848/2004, que permitia aos geradores eólicos de participarem dos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), vendendo sua energia ao *pool* de distribuidoras. Com uma nova possibilidade de receita, essa lei ajudou a impulsionar a energia eólica no país. Como esta não traz nenhuma restrição ao tipo de usina, é possível afirmar que hoje já é possível que usinas eólicas *offshore* vendam sua energia no ACR. Hoje em dia, novos geradores renováveis de energia no país podem vender sua energia tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), como

no Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

Segundo a Constituição Federal, compete à União a prestação de serviços de energia elétrica no país. O Estado pode fazê-lo diretamente ou através de concessões, permissões ou autorizações. A competência de conceder autorizações é delegada à ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que realiza os leilões de empreendimentos de energia elétrica. Algumas das principais leis que abrangem o tema são:

- Leis Nº 8.987/1995 e 9.074/1995, que dispõem sobre o regime de concessão e permissão de prestação de serviços públicos;
- Lei Nº 10.848/2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica;
- Decreto Nº 5.163/2004, que dispõe sobre a outorga de concessões e autorizações para a geração de energia elétrica;
- Decreto nº 2.003/1996, que regulamenta o papel do Produtor Independente de Energia.

Todas as leis e decretos acima poderiam ser aplicáveis à geração eólica *offshore*, podendo ser adaptadas para contemplar suas especificidades. Uma das suas especificidades é o fato de que, necessariamente, estes empreendimentos se situam em áreas públicas, que podem ser o mar territorial, que é de propriedade da União, ou a ZEE, onde o desenvolvimento de atividades econômicas é direito exclusivo da União.

## 4.2. REGULAÇÃO DA EXPLORAÇÃO DE ÓLEO E GÁS *OFFSHORE*

O Brasil é um dos países líderes na tecnologia de exploração de óleo e gás *offshore*. É notório que a exploração de óleo e gás e a geração eólica *offshore* são duas atividades que dialogam muito entre si, pois a expertise adquirida por empresas de petróleo na construção de plataformas *offshore*, transmissão de energia submarina e logística portuária pode ser aproveitada em empreendimentos deste tipo. O aproveitamento das sinergias entre essas duas atividades certamente será benéfico para o desenvolvimento desta tecnologia no país. Além disso, as empresas de petróleo vêm mudando seu portfólio para se adaptarem à transição energética e vêm investindo cada vez mais na área de energias renováveis. Empresas como Equinor (antiga Statoil, que mudou seu nome para ficar simbolicamente mais alinhada ao processo de transição energética), Shell e Petrobras já se mostraram interessadas em investir nesta tecnologia.

Pode-se dizer, portanto, que ambas as atividades, além de se darem no mesmo contexto físico, partilham de necessidades tecnológicas e *players* em comum. Por esses motivos, é importante entender a regulação do mercado do petróleo e estudar o que é possível de ser adaptado para o novo mercado de eólica *offshore* que surge.

Existem alguns modelos de exploração de óleo e gás existentes hoje no Brasil, que são: [8]

- Regime de Concessão – A concessão é cedida à empresa ganhadora de um leilão. A licitante ganhadora tem a obrigação de prospectar óleo na região e o direito exclusivo de extrair o óleo e gás, caso os encontre. A União recebe impostos e *royalties*, cujo montante varia de acordo com o volume produzido de óleo e gás. A empresa, por outro lado, arca com quaisquer riscos e custos e é a dona de qualquer

produto extraído.

- Regime de Partilha de Produção – Neste modelo, a União tem o direito exclusivo sobre o óleo e gás extraído e é remunerada não somente através de impostos e *royalties*, mas recebe uma parte do lucro obtido com a venda do óleo e do gás. É como se a empresa fosse contratada pelo Estado para operar as atividades de exploração e produção de óleo e, em troca, fosse remunerada com uma parte dos lucros.
- Cessão onerosa – Neste modelo, a União cede à Petrobras, de maneira onerosa, a exploração e produção em campos do pré-sal que não foram concedidos nas rodadas de leilão. A Petrobras deve pagar antecipadamente por essa cessão e a produção deve estar limitada a cinco bilhões de barris de petróleo.

### 4.3. INICIATIVAS DE REGULAMENTAÇÃO

Existe uma proposta de lei para a regulamentação da atividade de geração de energia *offshore* em tramitação no Congresso, a PLS (Proposta de Lei do Senado) 484 de 2017. Essa PLS propõe a alteração de três leis existentes: a Lei da Política Energética Nacional (Lei 9478/97), a Lei das Concessões (Lei 9074/1995) e a Lei da Empresa de Pesquisa Energética (Lei 9427/1996).

Segundo este projeto, caberia ao CNPE (Conselho Nacional de Políticas Energética) definir as áreas aptas a receberem empreendimentos de geração eólica *offshore* a serem objeto de licitação, e, havendo conflito com áreas já delimitadas para a exploração de óleo e gás, definir os limites das áreas para cada atividade. Essas áreas são definidas como “prismas eólicos”. Além disso, a Política Energética Nacional, definida pelo CNPE, teria o seu escopo aumentado, passando a abranger também o aproveitamento econômico do potencial energético do mar.

A PLS 484/2017 estipula a criação de um regime de concessão para empreendimentos acima de 5MW destinados à execução de serviço público, ou seja, usinas do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) ou destinadas ao uso exclusivo do gerador, que pode ser um produtor independente de energia (PIE) ou um autoprodutor. Essa concessão seria dada através de uma licitação, ou seja, o regime se enquadra na categoria de leilão (*tender*). A lei também propõe um modelo para o edital de licitação. Outro regime previsto por essa lei é o regime de autorização, caso o gerador seja um autoprodutor ou um produtor independente de energia (PIE) com geração até 5MW. Este regime se enquadraria no modelo “*open door procedure*”. Em ambos os regimes, haveria a obrigatoriedade de pagamento de participações da produção ao Estado.

A PLS 484/2017 aumenta o escopo de serviços da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que passa a ser responsável pela avaliação das regiões com potencial para a produção de energia eólica marítima, além da obtenção da Licença Prévia (LP) Ambiental para a construção do parque eólico e da linha de transmissão que conectará o empreendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

### 4.4. EMPREENDIMENTOS NO BRASIL

Até o presente momento, não existem parques eólicos marítimos instalados ou em construção no Brasil. Até o início de 2020, um projeto-piloto da Petrobras de instalação

de um aerogerador *offshore*, com fins de Pesquisa e Desenvolvimento, encontrava-se em tramitação no IBAMA. Este seria localizado a 20 quilômetros de Guimarães, no litoral do Rio Grande do Norte, na bacia Potiguar. Por ser um projeto pequeno e experimental, chegou a ser considerado o projeto mais próximo de ser concretizado no Brasil. Porém, em 2020, o projeto foi deixado de lado pela empresa, devido ao redesenho da sua política estratégica de se concentrar nas áreas de Exploração e Produção de petróleo no pré-sal [22].

Em junho de 2021, segundo [23], existiam vinte projetos de eólicas *offshore* em licenciamento no IBAMA, de empresas dos ramos de energia e petróleo, como Neoenergia, Equinor, EDP e Engie. Apesar de não possuir nenhum empreendimento de geração eólica *offshore*, isso não deve ser interpretado como um atraso do país no processo de transição energética, pois ele ainda possui um grande potencial eólico *onshore* inexplorado e possui uma das matrizes elétricas mais limpas do mundo, graças à alta inserção de geração hidrelétrica.

#### 4.5. O PAPEL DOS AGENTES NO SISTEMA ELÉTRICO

O setor elétrico brasileiro possui uma grande vantagem que favorece o surgimento e amadurecimento de elementos inovadores, que é a consolidação de suas instituições, bem como o alto nível técnico dos quadros de recursos humanos destas. Além disso, o país possui órgãos regulador, planejador e operador únicos e independentes, isto é, todo o país segue as mesmas regras e dialoga com as mesmas instituições, ao contrário do que ocorre em outros países, que possuem regulações e órgãos da área de energia diferentes para cada região ou estado. Este cenário foi proporcionado pelas duas grandes reformas do Sistema Elétrica Brasileiro (SEB) ocorridas nas décadas de 1990 e 2000.

Dentre as principais instituições do SEB, podemos destacar os seguintes, bem como o papel destes na evolução do SEB para acolher a geração eólica *offshore*.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma autarquia ligada ao Ministério de Minas e Energia (MME) responsável pelo planejamento do sistema elétrico e energético do país. Foi criada pela Lei 10.847, de 15 de março de 2004, em um contexto pós-desverticalização do sistema elétrico, em que havia uma carência de planejamento do sistema, fator este que contribuiu para o apagão de energia elétrica em 2001. Por ser um agente governamental livre de interferências de agentes de mercado, e ter qualificação técnica para tal, a EPE possui capacidade para futuramente desenvolver estudos prévios (ambientais, energéticos e elétricos) para subsidiar o leilão de parques eólicos *offshore*, de maneira semelhante aos estudos técnicos que subsidiam os leilões de transmissão e geração, por exemplo. Além disso, a EPE poderia ter a função de obter a licença prévia ambiental, de maneira a conferir maior segurança jurídica aos empreendedores de novos parques eólicos *offshore*.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é o órgão responsável pela operação centralizada do sistema elétrico brasileiro. Também participa do planejamento de curto e médio prazo, em um horizonte de tempo de até 5 anos em interface com a EPE. Foi criado pela Lei 9648, de 26 de agosto de 1998, sendo uma pessoa jurídica de direito privado, mas sem fins lucrativos. No cenário de surgimento de empreendimentos de eólica *offshore*, o ONS pode contribuir tecnicamente com a EPE para realizar os estudos de planejamento do sistema para a integração desta fonte de energia ao SIN, como ele já o faz nos leilões de energia.

A ANEEL é o órgão regulador da área de energia elétrica no país. Foi criada em 1997, com a privatização de empresas estatais de energia, com o objetivo de definir regras para o fornecimento de serviços de energia e regular as empresas do setor. Outras de suas funções são realizar os leilões de concessão e permissão para produção e transmissão, bem como implementar políticas do setor [24]. Uma das atribuições da ANEEL é a proposição de novas resoluções normativas (REN) para a regulação de novos elementos, como por exemplo, a geração eólica *offshore*. Essas resoluções normativas não são arbitradas unilateralmente, mas passam por consultas públicas (CP), em que há a oportunidade de os diversos agentes envolvidos contribuírem para a formulação da regulação.

A CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) é o órgão que viabiliza a comercialização de energia no mercado de energia brasileiro. Foi criada em 2004 e é uma associação civil sem fins lucrativos. Tem como atribuições promover os leilões de energia (sob delegação da ANEEL), medir os montantes de energia gerada e consumida e fazer a liquidação de contratos de compra e venda no Mercado de Curto Prazo [25].

O CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) é um conselho formado pelos seguintes participantes: ministro de Minas e Energia, que preside o conselho, ministro da casa civil, ministro da economia, ministro do meio ambiente, ministro da ciência e tecnologia, entre outros ministros, mais o presidente da EPE. É um órgão de assessoramento do presidente da República que tem a atribuição de definir diretrizes para a política energética nacional, como promover o aproveitamento dos recursos energéticos, assegurar o suprimento de energia a todas as regiões e rever periodicamente a matriz energética do país. Seu papel pode ser importante no processo de transição energética, à medida que ele tem a capacidade de priorizar o desenvolvimento das fontes renováveis de energia na política energética, dentre elas a eólica *offshore*. Além disso, assim como é atribuição do CNPE definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção de óleo e gás, uma possível atribuição seria a definição das regiões aptas a serem exploradas para a geração de energia no mar.

O CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) é um órgão colegiado, presidido pelo ministro de minas e energia, formado por representantes do Ministério de Minas e Energia, ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS. Foi criado em 2004 como consequência do “trauma” do apagão e racionamento de 2001. Suas atribuições são acompanhar as atividades de geração, transmissão, distribuição e venda de energia, voltado para a garantia de abastecimento, identificando e mitigando possíveis riscos de déficit de energia.

Associações setoriais (ABEEólica, ABRATE, ABRACE etc.) são associações de agentes comerciais privados (geradores, transmissores, etc) de determinados setores da economia para defender os seus interesses conjuntos. A participação dessas organizações nas discussões sobre a evolução da regulação se faz muito importante pois elas representam os agentes de mercado diretamente envolvidos nesta cadeia produtiva.

Centros de pesquisa e a academia em geral são responsáveis por importantes desenvolvimentos tecnológicos nos setores energético e elétrico do país. O Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), ligado à Eletrobras, é responsável pelo desenvolvimento de programas computacionais muito importantes para os setores elétrico (conhecidos como *softwares* ANA) e energético (Newave, Dessem, Decomp, entre outros). O CEPEL chegou a desenvolver um trabalho de mapeamento de

potencial eólico *onshore* e *offshore* do país, o Novo Atlas do Potencial Eólico do Brasil [26]. Além disso, o CENPES, Centro de Pesquisas da Petrobras, também vem estudando este assunto, tendo feito projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em parceria com a COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

## 5. CONCLUSÕES

Foi apresentado um panorama dos aspectos regulatórios desenvolvidos nos países pioneiros na geração de energia eólica *offshore*, os quais permitiram o desenvolvimento desta fonte de geração nestes países. Foram abordados aspectos como a conexão à rede elétrica, licenciamento ambiental, remuneração dos geradores, procedimento de implantação, entre outros. O estudo de exemplos estrangeiros e a discussão de suas lições aprendidas são muito importantes no trabalho do desenvolvimento de uma nova regulação e é um passo que deve ser dado por agentes reguladores, técnicos, comerciais e academia, para que o país avance para a integração desta nova fonte à matriz de energia elétrica brasileira.

Também foi analisado o arcabouço regulatório existente hoje e sua evolução no Brasil, tanto para fontes renováveis em geral como para a cadeia de petróleo. O Poder Legislativo, a ANEEL e o MME devem empreender esforços conjuntos no sentido de avançar a legislação para possibilitar a aceleração da inserção desta tecnologia no sistema elétrico brasileiro e garantir a segurança jurídica aos empreendedores interessados. Sem um marco regulatório definido, as incertezas tendem a afastar possíveis investidores dessa atividade. Muitos agentes devem contribuir nesse processo, dentro de suas expertises e competências, de maneira que todos os fatores (ambientais, elétricos, energéticos, defesa nacional, infraestrutura etc.) sejam bem estudados na construção de uma nova regulação. Para se ter uma ideia do grau de interdisciplinaridade desta atividade, muitos ministérios têm interesses envolvidos nesta, tais como: Ministério de Minas e Energia, Ministério do Meio Ambiente, Ministério da Defesa, Ministério da Infraestrutura e Ministério dos Transportes (atualmente é uma secretaria dentro do Ministério da Infraestrutura).

Podemos listar alguns dos fatores que podem contribuir para o desenvolvimento da geração eólica *offshore* em nosso país:

- A consolidação da energia eólica na matriz nacional, que apresenta crescimento acelerado e já é a terceira fonte mais representativa na nossa matriz elétrica [1];
- A robustez do Sistema Interligado Nacional (SIN), que é uma das maiores redes elétricas nacionais integradas do mundo, e que, portanto, conta com recursos humanos e tecnológicos de alto nível, contribuindo para a integração de novas tecnologias;
- A organização institucional do setor elétrico brasileiro que conta com agentes tanto políticos (CNPE, CMSE), como técnicos (EPE, ONS, ANEEL) bem consolidados e competentes. Além disso, o SEB conta com agentes unificados de planejamento e operação e uma regulação única para todo o país;
- A experiência nacional na exploração de óleo e gás *offshore*. Sabe-se que o *know-how* adquirido pelas grandes companhias petrolíferas pode ser aproveitado em outras aplicações *offshore* e muitas destas já estão desbravando este novo mercado. Este movimento não é somente um movimento de aproveitamento de novas oportunidades de negócios, mas mesmo uma adaptação para sua própria



sobrevivência, antevendo um futuro com uma menor participação de combustíveis fósseis na matriz energética e redução de emissão de gases poluentes na atmosfera.

## REFERÊNCIAS

- [1] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Balanço Energético Nacional 2021 Relatório Síntese / Ano Base 2020”, 2021 [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2020\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN_S%C3%ADntese_2020_PT.pdf). Acesso em julho de 2021
- [2] WindEurope “Wind energy in Europe in 2018 Trends and statistics”, 2018.
- [3] WindEurope, “Wind energy in Europe 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025”, 2020
- [4] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Wind Energy” <https://irena.org/wind>. Acesso em junho de 2021
- [5] Orsted, “1991-2001 The first offshore wind farms” <https://orsted.com/en/about-us/whitepapers/making-green-energy-affordable/1991-to-2001-the-first-offshore-wind-farms>. Acesso em maio de 2021
- [6] Reve “China’s Offshore Wind Energy Industry Post-2021” ,2021 <https://www.evwind.es/2020/10/22/chinas-offshore-wind-energy-industry-post-2021/77839> Acesso em maio de 2021
- [7] Empresa de Pesquisa Energética (EPE) “Roadmap Eólica Offshore Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima”, 2020
- [8] González, M. O. A.; Santiso, A. M.; Melo, D. C.; Vasconcelos, R. M. “Regulation for offshore wind power development in Brazil” Elsevier, Energy Policy, 2020.
- [9] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable power generation costs in 2019”, 2019 [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf)
- [10] de Castro, M; Salvador, S.; Gómez-Gesteira, M.; Costoya, X.; Carvalho, D.; Sanz-Larruga, F. J.; Gimeno, L. “Europe, China and the United States: Three different approaches to the development of offshore wind energy”, Elsevier. Renewable and Sustainable Energy Reviews 109 (2019) 55–70
- [11] Ackermann, T. “Wind power in power systems”. Royal Institute of Technology Stockholm. John Wiley & Sons, Ltd, 2005.
- [12] Maclver, C., University of Strathclyde “Regulatory Challenges in the Development of Offshore Electrical Networks”, 2019 [https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/223033796/7\\_NSON\\_Wind\\_Europe\\_C\\_Maclver\\_Regulatory\\_models.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/223033796/7_NSON_Wind_Europe_C_Maclver_Regulatory_models.pdf) Acesso em junho de 2021
- [13] Câmara dos deputados, Decreto Nº 99.165, de 12 de março de 1990, Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (CNUDM)
- [14] Olsen, B.E. “Public acceptance of renewable energy projects: tilting at windmillsthe Danish case.” Energy transitions: Regulation of Energy Markets and Domestic, Regional and International Levels, 2013
- [15] WindEurope, Offshore wind energy <https://windeurope.org/policy/topics/offshore-wind-energy/> Acesso em maio de 2021

- [16] JRC Scientific and Policy Reports, “The Regulatory Framework for wind energy in EU Member States Part1 of the Study on the social and economic value of wind energy – WindValueEU”, 2015
- [17] Salvador, S.; Gimeno, L.; Larruga, F. J. S. “Streamlining the consent process for the implementation of offshore wind farms in Spain, considering existing regulations in leading European countries”, Elsevier, Ocean and Coastal Management 157 (2018) p 68-85.
- [18] Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Policy Paper “Contracts for Difference”, 2020. <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference> Acesso em junho de 2021
- [19] Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), Department of energy and climate change “Offshore Transmission Coordination Project Conclusions Report”, 2012
- [20] Danish Energy Agency (DEA) “Danish Experiences from Offshore Wind Development”, 2015.
- [21] Silva, A. J. V. de C. “Potencial eólico offshore no Brasil: localização de áreas nobres através de análise multicritério”, PPE/COPPE/UFRJ, Dissertação de mestrado, 2019.
- [22] EPBR “Petrobras suspende projeto de eólica offshore” <https://epbr.com.br/petrobras-suspende-projeto-de-eolica-offshore/> Acesso em março de 2021
- [23] EPBR “Raio-X das eólicas offshore em licenciamento no Brasil” <https://epbr.com.br/raio-x-das-eolicas-offshore-em-licenciamento-no-brasil/>
- [24] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Competências da ANEEL <https://www.aneel.gov.br/competencias> Acesso em março de 2021
- [25] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Razão de Ser [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/quem-somos/razao-de-ser?\\_afLoop=18727267767855&\\_adf.ctrl-state=mrkvnexf1\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D18727267767855%26\\_adf.ctrl-state%3Dmrkvnexf1\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/razao-de-ser?_afLoop=18727267767855&_adf.ctrl-state=mrkvnexf1_1#!%40%40%3F_afLoop%3D18727267767855%26_adf.ctrl-state%3Dmrkvnexf1_5) Acesso em junho de 2021
- [26] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Atlas do potencial eólico brasileiro – Simulações 2013. <http://novoatlas.cepel.br/> Acesso em junho de 2021

# Viabilidade econômico-regulatória da eólica offshore no Brasil: cenário atual, desafios e oportunidades

*Economic and regulatory feasibility of offshore wind power in Brazil: paths, challenges, and opportunities*

Marcelo Ferreira Casagrande<sup>1,2</sup>, Erick Meira<sup>3,4</sup>

<sup>1</sup>Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), RJ, Brasil

<sup>2</sup> Baker Hughes Energy Technology do Brasil, RJ, Brasil

<sup>3</sup>Departamento de Energia, Tecnologia da Informação, Comunicação e Serviços, Finep – Inovação e Pesquisa, RJ, Brasil

<sup>4</sup>Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), RJ, Brasil

[marcelofcasagrande@gmail.com](mailto:marcelofcasagrande@gmail.com) / [marcelo.casagrande@bakerhughes.com](mailto:marcelo.casagrande@bakerhughes.com);  
[emeira@finep.gov.br](mailto:emeira@finep.gov.br) / [research@erickmeira.com](mailto:research@erickmeira.com)

## Resumo

A energia eólica *offshore* tem apresentado crescimento notável em algumas regiões do globo, com destaques para aumentos significativos em capacidade instalada e desenvolvimento de novos projetos na Ásia e na Europa, bem como pesquisas para regular esta nova fonte em vários países. Embora ainda incipiente, há perspectivas promissoras para a geração eólica *offshore* no Brasil, uma vez que o país apresenta diversas áreas em sua Zona Econômica Exclusiva (ZEE) que aliam boas condições de vento com águas rasas e a curtas distâncias da costa. Por outro lado, algumas fontes de energia renováveis já mais estabelecidas no país, como a eólica *onshore*, a solar fotovoltaica e a biomassa, oferecem preços competitivos de geração de energia e se beneficiam hoje de múltiplos incentivos públicos. Buscando contribuir para um melhor entendimento sobre a atratividade da geração eólica *offshore* no Brasil, o presente estudo realiza uma investigação crítica da atual viabilidade econômica e regulatória da energia eólica *offshore* no país. Uma comparação com múltiplas fontes de geração é realizada considerando-se diferentes horizontes temporais (curto, médio e longo prazo). O estudo também traz uma avaliação crítica das principais políticas, instrumentos regulatórios e mecanismos de inspeção que podem ser aplicados ao desenvolvimento da energia eólica *offshore* no Brasil. Implicações e diretrizes para futuras iniciativas são posteriormente discutidos.

**Palavras-chave.** Eólica *Offshore*, Brasil, Viabilidade Econômica, LCOE, Viabilidade Regulatória, Política Energética

## Abstract

Offshore wind power has shown significant growth in selected countries, with significant increases in installed capacity in selected Asian and European countries, coupled with several wind farms projects under development. Although still in its early stages, there is a promising outlook for offshore wind generation in Brazil, as the country displays several areas in its Exclusive Economic Zone (EEZ) that encompass good wind speed conditions, shallow waters and short distances from the shoreline. On the other hand, established renewable energy sources, such as onshore wind, solar photovoltaic and biomasses, offer competitive energy generation prices and benefit from multiple public incentives. Aiming to provide a better understanding on the attractiveness of offshore wind generation in Brazil, the present study carries out a critical investigation of the economic and regulatory feasibility of offshore wind energy development in Brazil. A comparison with multiple sources of energy generation is conducted considering different lead times (short, mid and long run). The study also conducts a critical appraisal of the key policies, regulatory instruments and inspection mechanisms that can be applied to the development of offshore wind energy in Brazil. Implications and directions for future initiatives are further discussed.

**Keywords.** Offshore Wind Power, Brazil, Economic Feasibility, LCOE, Regulatory Feasibility, Energy Policy

**Observação.** Este artigo é de exclusiva responsabilidade dos autores, não refletindo, necessariamente, a opinião de suas instituições

## 1. Introdução

A presente década marcará a entrada definitiva na era das energias renováveis. O cenário está preparado para o compromisso global com a chamada Transição Energética. Nesse contexto, a energia eólica se tornará a espinha dorsal dos sistemas de energia em diversas partes do mundo, que conta hoje com metas ambiciosas de adição anual de capacidade instalada desta fonte para se alcançar o chamado '*net zero*' até 2050, estimadas em cerca de 180 GW por ano (GWEC, 2021). Entretanto, os números atuais ainda ficam aquém das expectativas: a título de exemplo, 2020 marcou um recorde de nova capacidade instalada de energia eólica na matriz energética mundial, com novos empreendimentos totalizando 114 GW adicionados (IEA, 2021).

No contexto supracitado, vem ganhando espaço e interesse o desenvolvimento de campos de geração eólica fora da costa (eólica *offshore*). Segundo relatório recente da *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF, 2021), a tendência a partir de 2022 é de que as

adições *onshore* se estabilizem, passando a eólica *offshore* a ser a responsável pela maior parte do crescimento em termos de novas capacidades instaladas. O relatório ressalta também que a energia eólica *offshore* excederá 10 GW de instalações anuais pela primeira vez em 2021 e atingirá patamares de adição anual de mais de 30 GW por volta de 2030. A BNEF prevê ainda que a capacidade eólica cumulativa dobrará de 2021 a 2030, atingindo 1,7 TW até o final da década. Cabe ressaltar, por fim, que as turbinas eólicas seguem crescendo em tamanho e desempenho, resultando em maiores capacidades de fornecimento de energia e, por conseguinte, corroborando maiores desempenhos e melhorias de custo para parques eólicos *offshore*.

Muito embora grande parte das instalações de eólica *offshore* estejam concentradas nas costas de países asiáticos e europeus – à exemplo da China e Coreia do Sul, no primeiro caso e de Reino Unido e Alemanha, no segundo – outros países são tidos como bastante promissores. O Brasil é um exemplo notável, por possuir regiões em sua Zona Econômica Exclusiva (ZEE) que reúnem condições favoráveis, aliando ventos de boa qualidade em regiões pouco profundas com distâncias relativamente curtas da costa. Apesar disso, é notável a escassez de estudos técnicos acerca da viabilidade econômica e regulatória de projetos envolvendo a fonte eólica *offshore* no Brasil. Algumas exceções são o *roadmap* para a eólica *offshore* no Brasil, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020a) e os estudos de De Azevedo et al. (2020) e Dos Reis et al. (2021). Os primeiros autores fazem uma análise do potencial de geração eólica *offshore* ao longo da costa brasileira, indicando maiores potenciais em regiões selecionadas, como na sua porção mais ao norte da região Nordeste, com profundidades menores do que 60 m e distâncias da costa de até 50 km, e no litoral entre o Rio de Janeiro e o Espírito Santo que, nesse caso, pode também se beneficiar de sinergias com o setor de Óleo e Gás, com forte presença na região. Dos Reis et al. (2021), por sua vez, conduzem uma análise de atratividade econômica, segundo que a eólica *offshore* pode ser uma boa escolha de investimento em locais selecionados, destacando também a região Nordeste, entre os estados do Rio Grande do Norte e o Maranhão, passando por Ceará e Piauí, e a região Sul, com destaques para trechos de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul. Nesse último caso, contudo, seria preciso explorar maiores profundidades.

Apesar dos esforços notáveis observados em trabalhos recentes, nenhum trabalho considerou uma comparação relativa da fonte eólica *offshore* com outras fontes em múltiplos horizontes temporais. Dessa forma, utilizando-se de estatísticas oficiais,

fornecidas por instituições do setor energético brasileiro, e de uma metodologia consolidada na literatura de análise econômica, o presente trabalho busca estimar a competitividade da eólica *offshore* em relação às principais fontes de geração elétrica presentes na matriz brasileira, a saber: eólica *onshore*, hidrelétrica, biomassa (a partir do bagaço de cana), solar fotovoltaica, carvão, gás natural (ciclo combinado) e nuclear. A comparação é conduzida em diferentes horizontes temporais até 2050, indicando o potencial de ganho de competitividade da eólica *offshore* em relação a outras fontes já estabelecidas na matriz energética brasileira.

Em outra frente, analisa-se também o arcabouço regulatório referente à eólica *offshore*, levando-se em conta o que está sendo feito pelas autoridades nacionais responsáveis, de forma eficaz ou não, com vistas à promoção desta fonte. Desde os primeiros pedidos de licença para exploração da área em que se pretende instalar uma usina, passando pelos estudos de impacto ambiental e, finalmente, a liberação de construção e operação dos parques, todo esse processo burocrático influencia no tempo de desenvolvimento do projeto e, conseqüentemente, na tomada de decisão dos investidores. Assim, é importante que se tenha um marco regulatório claro e robusto para que a eólica *offshore* possa prosperar em qualquer país, incluindo o Brasil.

O artigo é dividido em 4 seções, sendo esta primeira a introdução. A seção 2 traz a análise de viabilidade econômica da fonte eólica *offshore*, comparando-a com outras fontes sob a ótica do custo nivelado de energia, com a devida descrição metodológica dos cálculos e resultados. A seção 3 disserta sobre o ambiente regulatório vigente no Brasil acerca do tema de geração de energia com usinas *offshore*, bem como analisa possíveis caminhos de aprimoramento para os próximos anos. Por fim, a seção 4 apresenta as considerações finais do estudo e aponta direções para futuras iniciativas voltadas para a promoção da eólica *offshore* no Brasil.

## **2. Análise econômica comparativa**

### *2.1. Metodologia*

O custo nivelado de energia, ou LCOE (*Levelized Cost of Energy*), amplamente utilizado na literatura – ver, por exemplo, IRENA (2016), IEA (2019), Müller (2019), GWEC (2020), Dos Reis et al. (2021) e EIA (2021) – e constitui uma medida de comparação entre custos de diferentes fontes energéticas, que apresentam características

distintas entre si. Segundo a IRENA, o LCOE é definido como o investimento necessário para se receber uma taxa de retorno igual à taxa de desconto aplicada a toda a vida útil da usina, sem levar em conta os gastos com impostos e a inflação (IRENA, 2016). Ou seja, a métrica representa o quanto de investimento é necessário para se produzir cada unidade de energia adotada no cálculo. O LCOE pode ser calculado de acordo com a seguinte equação:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t}{(1 + WACC)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{AEP_t}{(1 + WACC)^t}}$$

onde CAPEX representa o custo de capital (*Capital Expenditure*) e OPEX representa o custo operacional (*Operational Expenditure*). Ainda, AEP representa a produção anual de energia de uma usina (*Annual Energy Production*) e WACC é a taxa de desconto ou custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital*).

Os dados de CAPEX e OPEX para diferentes fontes no Brasil foram retirados de dois estudos da EPE: Plano Decenal de Energia 2030 (EPE, 2021) e Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2020b). Outro estudo da EPE, o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020 (EPE, 2020c) foi usado para calcular a AEP das diversas fontes que serviram como comparação na análise de viabilidade econômica. Somente para a eólica *offshore* a base do AEP foi diferente, pois ela se baseia em expectativas. Assim, utilizou-se uma média entre os valores encontrados por Dos Reis et al. (2021) para os melhores parques geradores que podem ser instalados nas regiões Nordeste (1.579 GWh), Sul (1.210 GWh) e Sudeste (1.202 GWh), o que resultou no valor de 1.330,3 GWh para um parque de 300 MW de capacidade instalada.

No que tange à taxa de desconto, dois cenários distintos foram considerados. No primeiro cenário (identificado nas tabelas e gráficos como “DI Futuro”), realizou-se o levantamento das projeções das taxas de juros futuras no Brasil, estimadas pelas taxas cotadas para os contratos de DI (Depósito Interbancário) Futuro negociados na bolsa brasileira. No segundo cenário (identificado como “WACC”), adotou-se a taxa de desconto mais comumente aceita na literatura internacional como medida simplificadora, de 10% a.a. (Dos Reis et al., 2021). As estimativas do DI Futuro se encontram na Tabela 1, a seguir.

**Tabela 1.** Juros DI Futuro Selecionados

| t  | Código                      | Vencimento | Taxa de juros (% a.a.) |
|----|-----------------------------|------------|------------------------|
| 1  | DI1F22                      | 01/01/2022 | 6,4850                 |
| 2  | DI1F23                      | 01/01/2023 | 8,1900                 |
| 3  | DI1F24                      | 01/01/2024 | 8,7800                 |
| 4  | DI1F25                      | 01/01/2025 | 9,0700                 |
| 5  | DI1F26                      | 01/01/2026 | 9,2300                 |
| 6  | DI1F27                      | 01/01/2027 | 9,4100                 |
| 7  | DI1F28                      | 01/01/2028 | 9,5200                 |
| 8  | DI1F29                      | 01/01/2029 | 9,6400                 |
| 9  | DI1F30                      | 01/01/2030 | 9,7500                 |
| 10 | DI1F31                      | 01/01/2031 | 9,8300                 |
| 11 | interpolação linear simples |            | 9,8800                 |
| 12 | DI1F33                      | 01/01/2033 | 9,9300                 |
| 13 | interpolação linear simples |            | 10,0050                |
| 14 | DI1F35                      | 01/01/2035 | 10,0800                |
| 15 | DI1F36                      | 01/01/2036 | 10,1900                |

Fonte: Infomoney (2021) (consulta feita em 08/08/2021).

Como se pode notar, nem todos os anos possuem negociações de contratos DI Futuro com vencimento no dia 1º de janeiro. Desta forma, para não comprometer o cálculo do LCOE, realizou-se uma interpolação linear simples nos anos de 2032 e 2034, ou seja, uma média aritmética entre a taxa do ano anterior e a do ano seguinte. Da mesma forma, para depois de 2036, foi adotada a taxa constante de 10,19% a.a. Isso foi necessário pois a vida útil das usinas elétricas analisadas é de pelo menos 20 anos, período que extrapola o limite das estimativas para contratos DI futuro. A variação cambial também foi levada em conta nos cálculos, aplicando-se as taxas previstas pelo Boletim Focus do Banco Central, publicado no dia 9 de agosto de 2021, para o fechamento dos anos a partir de 2021. Como essa previsão termina em 2025, a última estimativa foi alongada para cobrir toda a vida útil das usinas em questão.

## 2.2. Resultados de curto prazo

A Tabela 2, a seguir, resume os preços atuais encontrados para cada fonte de energia analisada neste estudo, a partir da metodologia do LCOE adotada. São apresentados os cálculos em moeda nacional e em dólar, para facilitar a comparação com estudos internacionais.



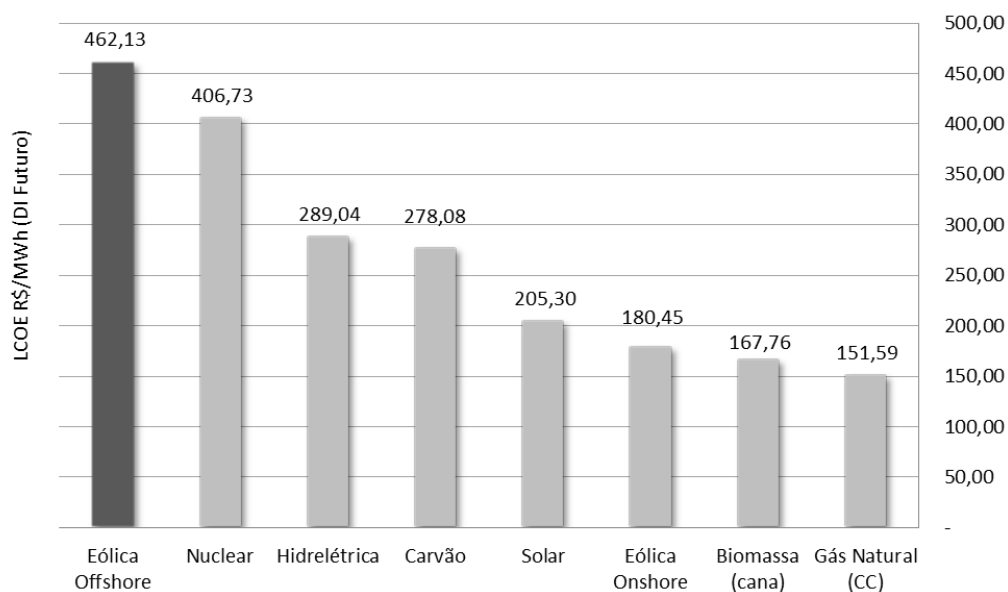
**Tabela 2.** LCOE de curto prazo para diferentes fontes no Brasil

| Tipos de Fonte         | R\$/MWh   |        | US\$/MWh  |       |
|------------------------|-----------|--------|-----------|-------|
|                        | DI Futuro | WACC   | DI Futuro | WACC  |
| Eólica <i>Offshore</i> | 462,13    | 468,64 | 87,19     | 88,42 |
| Nuclear                | 406,73    | 411,20 | 76,74     | 77,58 |
| Hidrelétrica           | 289,04    | 292,68 | 54,54     | 55,22 |
| Carvão                 | 278,08    | 281,79 | 52,47     | 53,17 |
| Solar                  | 205,30    | 208,81 | 38,74     | 39,40 |
| Eólica <i>Onshore</i>  | 180,45    | 183,36 | 34,05     | 34,60 |
| Biomassa (cana)        | 167,76    | 170,42 | 31,65     | 32,16 |
| Gás Natural (CC)       | 151,59    | 153,74 | 28,60     | 29,01 |

Fonte: Elaboração própria (a partir de dados da EPE). Notas: CC significa Ciclo Combinado.

A partir destes dados, conclui-se que a eólica *offshore* apresenta hoje o maior preço dentre todas as fontes consideradas. Porém, é importante dizer que a desvantagem da fonte frente às outras foi aqui retratada para o curto prazo. No longo prazo, espera-se que os seus custos de CAPEX e OPEX diminuam com o desenvolvimento tecnológico e o ganho de escala da indústria (ESMAP, 2019; EPE, 2020a; IEA, 2020a). Tais reduções de custo nas tecnologias também podem ser substanciais no Brasil, onde ainda não há nenhuma planta *offshore* instalada. Vale ressaltar também a exploração de sinergias com a indústria de óleo e gás, que pode colaborar com a experiência acumulada em águas marinhas (IRENA, 2018; OREAC, 2020), principalmente em locais com forte presença exploratória e onde os ventos se mostram favoráveis à instalação de turbinas eólicas. Soma-se a isso os possíveis estímulos governamentais para tornar mais viável esta fonte limpa e renovável.

**Figura 1.** Comparação do LCOE de Curto Prazo para Diversas Fontes (Brasil)



Fonte: Elaboração própria. A partir de dados da EPE.

Por enquanto, a média encontrada para a eólica *offshore* é muito cara e aparenta não demonstrar competitividade no mercado brasileiro, tendo em vista o custo consideravelmente menor das outras possibilidades de geração de energia. Considerando os cálculos com as projeções do DI Futuro, que refletem com mais precisão a realidade brasileira, a eólica *offshore* é 14% mais cara do que a segunda colocada (nuclear) e até 156% mais cara do que o seu equivalente *onshore*.

Contudo, considerando o valor em dólar encontrado para a eólica *offshore*, de US\$87,19/MWh, o país se colocaria como mercado muito promissor quando comparado aos LCOEs de outros países, que apresentam patamares entorno de US\$100,00/MWh. Ressalta-se que este valor é uma média para o Brasil, com base nas regiões que, segundo os estudos recentes levantados na revisão bibliográfica, apresentam melhores condições de instalação de eólicas no mar, a saber: melhores ventos, menores profundidades, menores distâncias da costa e dos portos, e regiões fora das áreas limitadas por proteção ambiental. Por ser uma média, há estudos que encontraram valores ainda menores do que US\$87,19/MWh no Brasil. Neste sentido, regiões como o litoral entre os estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Maranhão, a faixa norte do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo e, por fim, o litoral do Rio Grande do Sul, merecem destaque por apresentarem as melhores condições para a eólica *offshore* no Brasil.

Como forma de validar os resultados deste estudo (identificado na Tabela 3 como "Referência"), foi realizada uma coleta de valores mínimos e médios de LCOE

encontrados na literatura recente sobre eólica *offshore*, para o Brasil e para o mundo. A escolha pelos valores mínimos visa demonstrar que a média de referência (R\$462,13/MWh) é compatível com o cenário nacional. Ela também indica que as regionalidades influenciam no valor específico de cada empreendimento, proporcionando LCOEs diversos e possivelmente mais baratos quando as condições são as melhores para o desenvolvimento da fonte.

Conforme resumido na Tabela 3, o LCOE brasileiro encontrado está dentro do esperado, convergindo com estudos que já se debruçaram sobre o tema, como Müller (2019) e Dos Reis et al. (2021). Esses autores chegaram a resultados mais baixos de LCOE e provaram que a eólica *offshore* pode ser uma boa escolha de investimento se as condições locais forem favoráveis, chegando a valores abaixo de R\$400,00/MWh mesmo no curto prazo, notadamente na região Nordeste. Além disso, o valor de referência deste artigo está muito próximo da média global apresentada pelo GWEC (2020), de US\$83,00/MWh.

**Tabela 3.** Estimativas de LCOEs de curto prazo para eólica *offshore* no Brasil e no Mundo

| Estudo                     | Brasil  |          | EUA      | Europa   | China    | Global   |
|----------------------------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                            | R\$/MWh | US\$/MWh | US\$/MWh | US\$/MWh | US\$/MWh | US\$/MWh |
| Referência (Média)         | 462,13  | 87,19    |          |          |          |          |
| Mín Müller (2019)          | 404,66  | 79,35*   |          |          |          |          |
| Mín Dos Reis et al. (2021) | 351,90* | 69,00    |          |          |          |          |
| Mín EIA (2021)             |         |          | 97,52    |          |          |          |
| Mín IEA (2020a)            |         |          | 71,82    | 54,20    | 99,42    |          |
| Mín IRENA (2019)           |         |          |          | 87,00    | 94,00    |          |
| Média WEO (IEA, 2020b)     |         |          | 115,00   | 75,00    | 100,00   |          |
| Média GWEC (2020)          |         |          |          |          |          | 83,00    |

\* Cálculo próprio com taxa de câmbio R\$5,10/US\$. WEO: World Energy Outlook.

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de Müller (2019), Dos Reis et al. (2021), EIA (2021), IEA (2020a), IEA (2020b), IRENA (2019) e GWEC (2020).

A coleta destes dados teve o objetivo de comparar internacionalmente os custos da eólica *offshore* e demonstrar que a viabilidade econômica no Brasil pode ser uma realidade em breve, pois aqui é possível desenvolver projetos com custos consideravelmente mais baixos do que em locais onde a expansão da fonte já tem força. É possível realizar no Brasil empreendimentos com preços comparáveis aos praticados em países europeus e mais baratos do que os normalmente observados na China, que hoje é a nação que mais adiciona capacidade instalada no mundo (GWEC, 2021).

### 2.3. Resultados no médio e longo prazo

Com o objetivo de analisar o potencial de redução de custos na geração eólica *offshore*, calculou-se também o LCOE de médio e de longo prazo para a fonte, para os períodos 2030-2040 e 2040-2050, respectivamente. O PNE 2050 (EPE, 2020b) traz estimativas do quanto os custos de CAPEX e OPEX devem cair nestes períodos, o que foi considerado neste cálculo. Foram escolhidas somente as fontes com perspectiva de redução nos custos no horizonte do PNE 2050, ou seja: eólica *offshore*, eólica *onshore* e solar fotovoltaica. Essa perspectiva se justifica por serem as fontes renováveis que ainda não atingiram toda sua maturidade e ganhos de escala esperados, ao contrário das fontes tradicionalmente estabelecidas na matriz elétrica brasileira. Estas, notadamente os combustíveis fósseis, hidrelétricas e nucleares, devem manter os níveis de custos ou sofrer reduções pouco significativas.

Foi adotada a taxa de câmbio no valor R\$5,00/US\$, conforme previsão mais longa para esta variável disponível no Boletim Focus de 9 de agosto de 2021. A partir desses novos dados e considerando-se apenas a taxa de desconto de 10%, visto que as projeções de DI Futuro seriam insuficientes para alcançar o longo prazo, foram calculados novos LCOEs para dois horizontes: o médio prazo (MP), que considera os anos entre 2030 e 2040, e o longo prazo (LP), entre 2040 e 2050. Os resultados, obtidos segundo a mesma metodologia já adotada, estão resumidos na Tabela 4, a seguir.

Segundo os resultados, a eólica *offshore* não deve se aproximar dos custos da eólica *onshore* e da solar fotovoltaica. Isso já era esperado devido à natureza das fontes e ao investimento muito maior necessário no oceano para a instalação de fundações, cabos

de transmissão e até possíveis subestações, que devem se tornar cada vez mais comuns com a tendência de afastamento dos parques em relação à costa. Cabe ressaltar que os LCOEs da Tabela 4 partem de uma hipótese simplificadora: devido à falta de dados disponíveis, foram considerados Fatores de Capacidade (FCs) constantes ao longo do tempo. É provável, porém, que juntamente com o avanço tecnológico esperado para o longo prazo, a produtividade das turbinas aumente. Elas devem alcançar alturas e diâmetros cada vez maiores, inclusive com maior potencial do que as turbinas *onshore*, contribuindo para maiores produtividades. O maior aproveitamento na geração, por sua vez, pode gerar quedas ainda mais significativas no LCOE da eólica *offshore*.

**Tabela 4.** LCOE de médio e longo prazo no Brasil

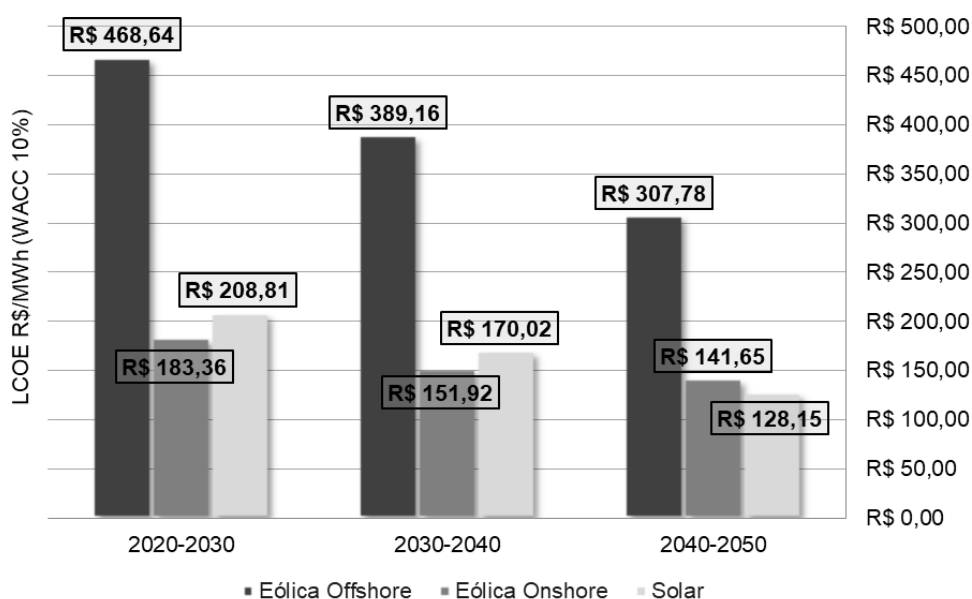
| Tipos de Fonte         | R\$/MWh   |           | US\$/MWh  |           |
|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|                        | 2030-2040 | 2040-2050 | 2030-2040 | 2040-2050 |
| Eólica <i>Offshore</i> | 389,16    | 307,78    | 70,76     | 55,96     |
| Eólica <i>Onshore</i>  | 151,92    | 141,65    | 27,62     | 25,75     |
| Solar Fotovoltaica     | 170,02    | 128,15    | 30,91     | 23,30     |

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do EPE.

A Figura 2 ilustra a acentuada queda nos LCOEs da eólica *offshore*, que deve atingir 22% do curto para o médio prazo e 26% do médio para o longo prazo. Assim, a redução do curto para o longo prazo deve ser de aproximadamente 54%. A redução é explicada pelo desenvolvimento tecnológico e pelo barateamento dos custos a partir dos ganhos de escala industrial e operacional. É possível notar que a redução nos preços de eólica *onshore* e solar serão bem menores e que, no longo prazo, a energia solar deve se tornar a mais barata entre todas as fontes.

No longo prazo, portanto, o ganho de competitividade é claro. Apesar de a eólica *offshore* não atingir preços tão atrativos a ponto de competir com a maioria das outras fontes, se mostrando mais barata apenas do que a nuclear (esta com LCOE estável na casa dos R\$400,00/MWh), novos arranjos institucionais são capazes de torná-la ainda mais competitiva. Como exemplos, pode-se citar: a adoção de um marco regulatório específico para o setor; incentivos econômicos às renováveis, como isenção de impostos e facilitação do crédito; e desincentivos econômicos para os combustíveis emissores de poluentes.

**Figura 2.** Comparação LCOE de Curto, Médio e Longo Prazo (Brasil)



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da EPE.

Da mesma forma que feito para o curto prazo, foi realizada uma busca, na literatura, de valores de referência para LCOEs de longo prazo. Estes valores estão resumidos na Tabela 5, a seguir.

**Tabela 5.** Estimativas de LCOE de Médio e Longo Prazo para eólica *offshore* (Brasil e mundo)

| Estudo                 | Brasil  |          | EUA 2040 | Europa 2040 | China 2040 | Global 2030–2040 |
|------------------------|---------|----------|----------|-------------|------------|------------------|
|                        | R\$/MWh | US\$/MWh | US\$/MWh | US\$/MWh    | US\$/MWh   | US\$/MWh         |
| Referência 2030-2040   | 389,16  | 70,76    |          |             |            |                  |
| Referência 2040-2050   | 307,78  | 55,96    |          |             |            |                  |
| Mín EIA (2021)         |         |          | 74,16    |             |            |                  |
| Média WEO (IEA, 2020b) |         |          | 55,00    | 40,00       | 45,00      |                  |
| Média IRENA (2016)     |         |          |          |             |            | 74,00            |
| Média IEA (2019)       |         |          |          |             |            | 60,00            |
| Média IRENA (2020)     |         |          |          |             |            | 54,00            |

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de EIA (2021), IEA (2019), IEA (2020b), IRENA (2016) e IRENA (2020).

Comparando com os valores encontrados, os LCOEs brasileiros de eólica *offshore* estão em linha com a tendência de queda. O baixo valor de US\$55,96/MWh para os padrões atuais do mercado brasileiro deve ser realidade na década de 2040, assim como é previsto para outros países no mesmo período, segundo os relatórios analisados.

### 3. Análise regulatória

A regulação brasileira que se aplica para o setor elétrico de uma maneira geral, isto é, que trata de todas as fontes, possui termos que podem ser aplicados à eólica *offshore*, caso empreendimentos venham a ser realizados antes da aprovação de um marco regulatório específico. Por exemplo, a Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 (BRASIL, 1988) prevê a competência da União na exploração dos serviços e instalações de energia elétrica no país, sob forma direta ou mediante autorização, concessão ou permissão. Para isso, a União delegou à ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) o poder para a outorga das autorizações para a geração de energia elétrica em território nacional. A energia eólica, portanto, está inserida nesta legislação, sem distinção entre os tipos *onshore* e *offshore*.

Por outro lado, há questões que podem ser aprimoradas para trazer segurança jurídica aos processos específicos da geração em alto mar. Em primeiro lugar está a definição do direito de posse dos locais onde os parques serão instalados. Ao contrário dos parques *onshore*, que são instalados majoritariamente em áreas privadas, a eólica *offshore* será instalada em áreas eminentemente públicas, ou seja, o mar territorial e a ZEE, conforme Lei nº 8617/93. Este artigo prevê o direito do Estado na exploração econômica da ZEE, como a produção de energia a partir da água, das correntes e dos ventos. Na legislação brasileira, mar territorial é definido como a "faixa de doze milhas marítimas de largura, medidas a partir da linha de baixa-mar do litoral continental e insular" e ZEE como a "faixa que se estende das doze às duzentas milhas marítimas, contadas a partir das linhas de base que servem para medir a largura do mar territorial" (BRASIL, 1993).

A segunda questão a ser respondida é a forma de cessão: de acordo com a Lei nº 9636/98, quando um imóvel da União é cedido a um empreendimento de fim lucrativo, isso deve ser feito sob a forma de cessão onerosa (ou seja, quando a União é remunerada em troca do direito de exploração de recursos naturais) e com processo competitivo, sempre que as condições permitirem (BRASIL, 1988). Seguindo o "Novo Modelo do

Setor Elétrico", instituído pela Lei nº 10848/2004, que abriu a oportunidade de participação da eólica *onshore* nos leilões de energia do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a eólica *offshore* poderia igualmente encontrar este incentivo (EPE, 2020a).

A questão do planejamento espacial para integração da eólica *offshore* com outras atividades econômicas marítimas também é importante. Na legislação brasileira, há três marcos que regem as políticas relacionadas ao mar com os objetivos de (i) orientar a integração harmônica das atividades marítimas, (ii) orientar a utilização racional dos recursos da Zona Costeira e (iii) orientar o desenvolvimento do aproveitamento dos recursos vivos, minerais e energéticos no mar territorial, ZEE e plataforma continental (EPE, 2020a). São elas, respectivamente: a Política Marítima Nacional (PMN), a Política Nacional de Gerenciamento Costeiro (PNGC) e a Política Nacional de Recurso do Mar (PNRM).

Com relação à legislação ambiental brasileira, o CONAMA, que estipula as diretrizes da política governamental para o meio ambiente, criou em 1986 o Estudo de Impacto Ambiental (EIA), instrumento de compatibilização entre o desenvolvimento econômico sustentável e a proteção ambiental que deve ser feito antes da construção de projetos potencialmente degradantes ao meio ambiente. Concomitante ao EIA, criou-se o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), no qual a empresa interessada deve apresentar, em linguagem clara para a população, as informações técnicas contidas no EIA. Existe também o Relatório Ambiental Simplificado (RAS) que, como o nome já diz, é um processo mais simples que pode ser adotado para projetos de baixo potencial degradante (EPE, 2020a). O licenciamento ambiental, além de constituir obrigação para os interessados em participar dos leilões de energia no Brasil, é o processo administrativo que autoriza, através do IBAMA (órgão federal competente), a localização, instalação, ampliação e operação dos empreendimentos potencialmente degradantes.

Sobre a eólica *offshore*, até novembro de 2020 não havia previsão na legislação brasileira para licenciamento ambiental especificamente deste tipo de projeto. O mais próximo era a Resolução CONAMA 462/2014 para o licenciamento ambiental de parques eólicos *onshore*, que orienta, portanto, a mitigação dos impactos da eólica no ambiente terrestre (EPE, 2020a). Entendendo que este instrumento não atendia a todos os requisitos da atividade *offshore*, ele não poderia ser estendido a ela e adotado irrestritamente. Para



a segurança jurídica da atividade, o IBAMA incluiu no final de 2020 o licenciamento ambiental de eólica *offshore* na legislação brasileira, prevendo suas características próprias, com a adoção de um Termo de Referência (TR) padrão para a fonte (IBAMA, 2020). O licenciamento para eólica *offshore* segue a prática de licenciamento atual, com a obrigação dos estudos de impacto ambiental (EIA ou RAS) que previnem a degradação do meio ambiente. O escopo do TR cobre as unidades geradoras de energia eólica, a rede conectora submarina, a subestação marítima, a rede de transmissão de energia, a subestação terrestre e as áreas de apoio para a obra (IBAMA, 2020). O documento detalha como devem ser realizados os estudos, atendendo aos impactos gerados pelas estruturas no ambiente marinho e se preocupando com a integração espacial da atividade.

Portanto, entende-se que o Brasil possui, em seu arcabouço legal, certa base regulatória advinda de outras atividades, como da própria eólica *onshore* e de explorações de recursos no ambiente *offshore*, e que pode ser aplicada com adaptações ao novo tipo de empreendimento. É o caso do licenciamento ambiental e do planejamento do espaço marinho, tendo em vista o convívio com outras atividades econômicas. Para maior eficiência do processo, porém, uma legislação específica para a atividade eólica *offshore*, ou para atividades de geração de energia no mar como um todo, é bem-vinda (GONZÁLEZ ET AL., 2020).

Nesse contexto, também foi elaborado – e começou a tramitar no Congresso Nacional em 2021 – o Projeto de Lei (PL) 576/2021. Na sua justificativa, o autor, senador Jean Paul Prates, alega que “a inexistência de um marco regulatório sobre a atividade no Brasil tem sido um entrave para a atração de investimentos no setor” (BRASIL, 2021, pág.16). A atividade à qual ele se refere é a geração de energia em ambiente marítimo por fontes renováveis, dentre as quais está a eólica. Ele destaca que o projeto se preocupa com a harmonização com outras atividades econômicas no mar, como navegação, pesca e até o transporte aéreo, assim como com a preservação do meio ambiente, que segundo ele já possui legislação vigente que atende aos requisitos de licenciamento ambiental. Por fim, Prates chama a atenção para o objetivo de se estimular também a produção de hidrogênio verde, que deve ganhar cada vez mais espaço na transição energética como um combustível limpo e que tem grande potencial de se integrar com a eólica *offshore*.

Nos termos técnicos do PL, define-se que a União, como detentora dos direitos dos bens a serem explorados, pode outorgar o uso via dois procedimentos: Outorga

Planejada, na qual se pré-determina os prismas energéticos a serem ofertados por processo seletivo público (segundo planejamento do CNPE), e Outorga Independente, na qual o empreendedor sugere o prisma energético que deseja explorar, podendo este ser autorizado após consulta pública. Entende-se, assim, que estariam previstos tanto o modelo de leilões de energia no ACR (Ambiente de Contratação Regulada), no qual o Brasil possui experiência de bons resultados com outras fontes, quanto o modelo *open door*, no qual os empreendedores fazem a proposta de exploração a partir de estudos próprios, com competência potencialmente dada à ANEEL nas execuções de ambos.

Dentre outras determinações importantes para a outorga e o bom desenvolvimento dos projetos que se vislumbra estimular com este PL, destaca-se o pagamento de participações governamentais. Sendo a área uma cessão de uso de um imóvel da União, o empreendedor deve ressarcir o governo por este uso, lógica semelhante à utilizada nos pagamentos de *royalties* pelo setor de óleo e gás, embora este tenha como objetivo mitigar a degradação ambiental causada pela atividade. Seguindo os ideais da CF 88, o projeto define que estes recursos arrecadados pelo poder público “serão destinados exclusivamente para a educação pública, com prioridade para a educação básica, e para a saúde pública” (BRASIL, 2021, pág. 10).

Previamente à outorga, a proposta prevê a realização de três estudos: Avaliação Técnica e Econômica (viabilidade econômica e externalidades do empreendimento); EIA (viabilidade ambiental); e Avaliação de Segurança Náutica e Aeronáutica (no tráfego marítimo e aéreo), todos realizados pelas empresas interessadas, por sua conta e risco. Quanto à localização, os empreendimentos não podem estar em áreas coincidentes com blocos licitados de produção de hidrocarbonetos, a não ser quando requisitados pelos próprios operadores dos blocos, além de rotas de navegação marítima, fluvial, lacustre ou aérea, e áreas protegidas pela legislação ambiental (BRASIL, 2021). Neste sentido, fica aberta a possibilidade de sinergias entre as indústrias de petróleo e de renováveis, com tecnologias, mão-de-obra e espaços compartilhados ou aprimorados para contribuir para a transição energética.

#### **4. Considerações finais e direções para iniciativas futuras**

O estudo demonstra que a eólica *offshore* ainda não é competitiva no Brasil no curto prazo. Grandes investimentos em capital, operações e manutenção tornam este tipo de produção elétrica pouco atraente quando comparada a outras fontes mais consolidadas

no mercado nacional. O preço de R\$462,13/MWh, porém, pode cair para R\$389,16/MWh no longo prazo, quando a fonte deixaria de ser a mais cara na comparação nacional. É importante considerar, também, a relevância de se investir em fontes limpas na diversificação da matriz energética brasileira. Com grande potencial de criação de empregos, a eólica *offshore* contribuiria para reduzir a dependência brasileira das fontes hídricas, por ser sazonalmente complementar a estas (CASTRO ET AL., 2018).

Vale ressaltar que os resultados foram obtidos utilizando-se a métrica LCOE. Apesar de amplamente difundida e frequentemente utilizada na literatura, sobretudo por possibilitar a comparação entre fontes distintas, diversas ressalvas podem ser feitas com relação ao uso do LCOE como medida de viabilidade econômica. Em primeiro lugar, várias métricas diferentes para este cálculo estão disponíveis na literatura, com instituições e autores diferentes adotando variáveis distintas, o que torna a comparação entre diferentes fontes de dados um pouco limitada (JOHNSTON ET AL., 2020). Para mitigar esse problema, buscou-se coletar significativa variedade de valores de LCOEs na validação dos resultados, encontrando potenciais tendências entre eles. As variações cambiais também podem dificultar a comparação entre LCOEs de diferentes países, pois afetam diretamente os custos associados ao cálculo. Em relação à eólica *offshore*, as dificuldades de se calcular e comparar LCOEs podem ser ainda maiores do que para outras fontes, dada a baixa maturidade da indústria e o vasto conhecimento ainda a ser adquirido sobre ela, além das diferenças nas políticas adotadas em países distintos. O estudo baseado em LCOE pode ser útil na comparação de competitividade entre as fontes energéticas, mas os investidores e formuladores de políticas devem ter em mente suas limitações e considerar também outros fatores na hora de tomar suas decisões. Pode-se citar como exemplos, nesse contexto, as condições geográficas, regulatórias e de aceitação pública quanto aos empreendimentos (JOHNSTON ET AL., 2020).

Quanto ao escopo regulatório brasileiro, conclui-se que é possível desenvolver a indústria eólica *offshore* com base na legislação vigente e interpretações que a adaptem para o novo ambiente de negócios. Porém, é importante que se tenha um marco regulatório que propicie a segurança jurídica necessária. Nesse contexto, o PL 576/2021, se aprovado e transformado em lei, deve resolver uma quantidade considerável de questões relevantes da eólica *offshore* que ainda não são claras na legislação brasileira. Atendendo aos requisitos de direito de posse, regimes de concorrência e trâmites burocráticos, ele traz segurança jurídica e previsibilidade. Com a intenção de que a

indústria eólica *offshore* contribua para o desenvolvimento socioeconômico brasileiro, o projeto serviria como estímulo a ela. Enquanto um marco deste tipo não for realidade, porém, o desenvolvimento da eólica *offshore* e de outras formas de geração de energia renovável no mar em escala comercial segue incerto.

## Referências

BNEF (BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE). **New Energy Outlook 2021**. Londres: Bloomberg, 2021. Disponível em: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF: Senado Federal: Centro Gráfico, 1988.

BRASIL. **Lei nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993**. Brasília, DF: Presidência da República, 1993. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L8617.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8617.htm)

BRASIL. **Lei nº 9.636, de 15 de Maio de 1998**. Brasília, DF: Presidência da República, 1998. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19636.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19636.htm)

BRASIL. **Projeto de Lei nº 576/2021**. Brasília, DF: Senado Federal, 2021. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/146793>

CASTRO, N. et al. **Perspectiva da Energia Eólica Offshore**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/castro184.pdf>

DE AZEVEDO, S. et al. Assessment of Onshore Wind Power Potential along the Brazilian Coast. **Energies**, v. 13, n. 10. MDPI: 2020. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/10/2557>

DOS REIS, M. et al. Economic analysis for implantation of an offshore wind farm in the Brazilian coast. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 43, 100955. Rio de Janeiro: Elsevier, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100955>

EIA (U.S. Energy Information Administration). **Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021**. Washington, DC: EIA, 2021. Disponível em: [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity\\_generation.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf)

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima**. Brasília: EPE, 2020a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/roadmap-eolica-offshore-brasil>

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília: EPE, 2020b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020**. Brasília: EPE, 2020c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). **Plano Decenal de Energia 2030**. Brasília: EPE, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>

ESMAP (ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANT PROGRAM). **Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets**. Washington, DC: World Bank, 2019. Disponível em: [https://www.esmap.org/going\\_global\\_offshore\\_wind](https://www.esmap.org/going_global_offshore_wind)

GONZÁLEZ, M. et al. Regulation for offshore wind power development in Brazil. **Energy Policy**, v. 145, 111756. Natal: Elsevier, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111756>

GWEC (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL). **Global Offshore Wind Report 2020**. Bruxelas, 2020. Disponível em: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020/>

GWEC (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL). **Global Wind Report 2021**. Bruxelas, 2021. Disponível em: <https://gwec.net/global-wind-report-2021/>

IBAMA (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE). **Termo de Referência: Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental EIA/RIMA**. Brasília, DF: IBAMA, 2020. Disponível em: [https://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/publicacoes/2020-11-TR\\_CEM.pdf](https://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/publicacoes/2020-11-TR_CEM.pdf)

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **Offshore Wind Outlook 2019**. Paris: IEA, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **Projected Costs of Generating Electricity 2020**. Paris: IEA, 2020a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **World Energy Outlook 2020**. Paris: IEA, 2020b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **Renewable Energy Market Update 2021**. Paris: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-2021>

INFOMONEY. **Cotações - Juros Futuros**. 2021. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/ferramentas/juros-futuros-di/>, acessado em 23/03/2021.

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Innovation Outlook: Offshore Wind**. Abu Dhabi, 2016. Disponível em: <https://irena.org/publications/2016/Oct/Innovation-Outlook-Offshore-Wind>

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Offshore Wind**. Abu Dhabi, 2018. Disponível em: <https://irena.org/publications/2018/May/Leveraging-Local-Capacity-for-Offshore-Wind>

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Renewable Power Generation Costs**. Abu Dhabi, 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>

IRENA (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY). **Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050**. Abu Dhabi, 2020. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>

JOHNSTON, B. et al. Levelized cost of energy: A challenge for offshore wind. **Renewable Energy**. Belfast: Elsevier, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.030>

MÜLLER, M. **Análise de Tecnologias e Custos para Inserção da Energia Eólica Offshore na Costa Brasileira**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

OREAC (OCEAN RENEWABLE ENERGY ACTION COALITION). **The Power of Our Ocean**. Bruxelas, 2020. Disponível em: <https://gwec.net/oreac/>



**Brazil  
Windpower  
Papers**

**20 e 21  
Outubro  
2021**



*CATEGORIA 4*

**O&M**

**Case Study: Automatic Failure Detection and Prognosis Through the Integration of Vibration, Oil and Acoustic Analysis in a Wind Turbine on the Northeast of Brazil.**

**M. H. NISHIOKA<sup>1</sup>, T. K. MATSUO<sup>1</sup>, A. D. DE SOUZA<sup>2</sup>, R. S. AUGUSTO<sup>2</sup>, I. LACERDA<sup>3</sup>**

**AQTech Power Prognostics<sup>1</sup>, CPFL Renováveis<sup>2</sup>, Vitek<sup>3</sup>**

**Brazil**

**SUMMARY**

The wind energy industry is rapidly growing, and various concerns about maintenance optimization are also increasing, as wind turbines and farms become larger in power and size. In the last decades Operation & Maintenance (O&M) of wind power plants has been held in most cases by turbine manufacturers in extended warranty contracts or outsourcing services. Today, many companies are taking control of O&M of their own wind turbines, in part motivated by the adoption of Industry 4.0 methodologies. In-house O&M allow better management of monitoring data in an internal database, which allows the application of automatic diagnostics, and prognostics algorithms to reduce maintenance costs, extended asset lifetime and increase business profitability. This paper presents a case study, in which a wind turbine in the northeast of Brazil was monitored using vibration, oil properties and acoustic data. With an architecture based on ISO 10816-21 and ISO 4406 standards, the system automatically detected an early anomaly on one of the roller bearings of the High Speed Shaft (HSS) of the gearbox through the proper use of envelope techniques over vibration data. This anomaly was later confirmed via boroscopic inspection. The levels of global magnitude of vibration from this event forward became chaotic, and over the course of three months, the oil properties of the gearbox started to degrade and particle count reached alarming limits. Acoustic emission levels inside the Nacelle, following the alarms, also increased rapidly. The information provided to the O&M team made possible for them to switch only the HSS, avoiding the spread of secondary failure modes to other components of the gearbox, and allowed to postpone the full replacement of the gearbox, a very expensive procedure. The results indicated that applying condition monitoring based on a single type of measurement of variables as to analyze machine health may be misleading to draw conclusions regarding maintenance of costly components of wind turbine drivetrains. It also shows the benefits of the proper instrumentation of a condition monitoring system that relies on other variables outside the SCADA system.

**KEYWORDS**

Wind Turbine – Gearbox – Vibration – Condition Monitoring – Prognosis – Acoustics – Oil Analysis



## **1. Introduction**

As the wind energy industry quickly grows, various concerns about maintenance optimization are also increasing, as turbines and farms become larger in power and size. Traditionally, the Operation & Maintenance (O&M) of these wind farms were assigned to the turbines' manufacturers, who have been known to detain the skills and knowledge to perform it. However, it has become more common for farm owners to take control over their O&M for many reasons, including the introduction of Industry 4.0 best practices. In-house O&M also allows the owners access and better management of their turbines' data into an internal database.

Condition-based monitoring (CM) concerning multiple data sources is a solid methodology to improve the maintenance strategies and increase performance of wind farms. Large datasets provided by CM allow the development and deployment of algorithms that can reduce O&M's costs and extend assets' lifetime, leading to increased business profitability.

CM systems usually treat vibration and oil properties data as separate sources of information concerning the machine they reference. However, taking a single-variable approach may lead to false-positive failure detection, and will also limit the possibility of tracking the fault as it develops into more severe stages. This is shown in detail in the case here studied at the following chapters.

Integrated approaches concerning multiple physical variables applied to CM may, therefore, improve diagnostics (detection of current failures) and prognostics (anticipation of future failures) when appropriate architecture and techniques are selected. Once a fault is detected, the appropriate directions may be provided for its correction.

This article focuses on the detailed description of a case study involving a wind turbine on the northeast of Brazil. It will be presented the detection of a mechanical fault on one of its bearings through vibration analysis, which then led to an increase in particle count in its gearbox's oil and an increase in acoustic noise inside the Nacelle. The fault was confirmed via boroscopic inspection. The behavior of the failing part suffered changes throughout the operation of the machine.

## **2. Wind turbine gearbox bearing's mechanical failure modes and their detection**

This work focuses on the mechanical failure modes observed in wind turbines' gearboxes subcomponents, which is what converts the high-torque and low-speed power from the main rotor into high-rotating-speed and low-torque power to the generator, which then converts it into electric power. Failure modes involving the gearbox present some of the highest costs, in downtime and in supplied parts, in case of a full replacement of the component. Therefore, the proper anticipation of any fault that can be dealt by not replacing the whole gearbox is of the best interest for the asset owners.

The High-Speed-Shaft (HSS) of the gearbox is an example of a fault-spreading subcomponent. As it operates at the highest rotating speed compared to the rest of the drivetrain, it is usually the component that presents mechanical failures at the fastest pace. These failures might, then, be spread to the rest of the gearbox, causing it to be fully replaced. However, most gearboxes are designed to allow uptower replacement of the HSS, which is a lot less expensive of a procedure. Therefore detecting any faults on the HSS as quickly as possible and allowing proper tracking of the evolution of these faults are crucial actions for O&M teams, so they can better predict which turbines on their farms may go through uptower repairs and which may not, sparing them from long and costly full replacement procedures.

### **2.1. Common failure modes of HSS's bearings**

The most common mechanical failure modes on Wind Turbines' bearings are caused by adhesive or abrasive wear, brinelling, corrosion and electrical erosion. The common ground between them is that their progression usually goes towards macropitting, which results in macroscopic deterioration of the component.

## 2.2. Vibration analysis of HSS bearings

As the health of components is degraded by the growing presence of wear, mechanical vibration increases. Even though it is difficult to diagnose which of the failure modes mentioned above is occurring, the presence of a degrading component can be detected through global vibration values. ISO 10816-21 is the standard that determines the proper overall vibration values for the drivetrain's components, denoting their health status. It is also a good reference for the proper position of sensors over the gearbox and other components.

By analyzing the frequency spectrum of vibration signals, as well as other signal processing techniques such as envelope, the specific failure mode, its location, and a glimpse of its progression can be detected. This type of diagnostics is usually presented in a waterfall graph (Figure 1), a tridimensional representation of the frequency spectrum of a vibration signal through time.

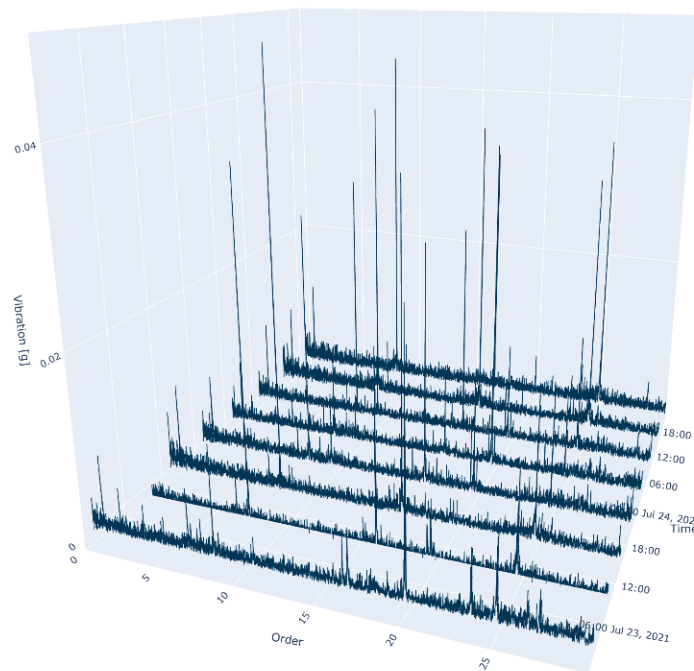


Figure 1. Typical order waterfall chart of a vibration signal

It is important to understand that, for wind turbines, a Waterfall Spectrum is better suited in orders (referencing the rotation speed of the HSS), not in Hertz. This is due to the typically varying speed of the HSS.

This type of analysis allows vibration analyst professionals to determine which frequency (or order of rotation, for the case of the ever-changing speed of wind turbines) has an increase in amplitude as time goes by. With a deeper understanding of the structure of the components of the drivetrain and the knowledge over the interesting frequencies for analysis, it is possible to identify the failing subcomponent.

The detection of these frequencies can be then automatized to send warnings to the O&M team about which turbine requires attention. This automation is crucial considering the hundreds of turbines involved in these activities.

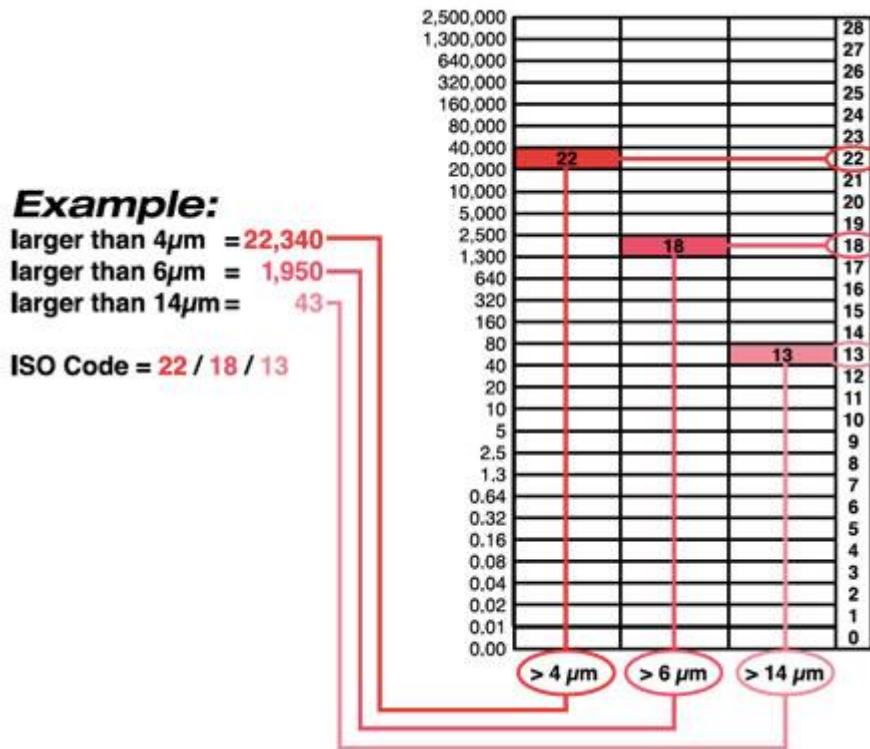
## 2.3. Oil analysis of gearboxes

Common to all the subcomponents of the gearbox, the oil from the gearbox is also a well-suited indicator of mechanical faults. As the hydraulic circuit interacts with bearings and gears, when any mechanical failure mode starts to become present at the gearbox's subcomponents, particles are carried

from the failing part to the fluid reservoir. This contaminated oil may, before its intrinsic filtering, be analyzed regarding all the particles and some of the properties of the “stock” oil.

The main standard for oil particle control is the ISO 4406, that defines size-brackets for metallic and non-metallic particles (>4µm, >6µm and >14µm), giving the particle count a number, which leads to a classification code of the analyzed sample (Table 1)

**Table 1 - ISO 4406 classification for oil samples**



Source: *Mobile Hydraulic Tips*

The oil manufacturer may, then, define alarm limits for the classification numbers. Aside from the particle count concerning ISO 4406, oil analysis in wind turbines’ gearboxes also takes into consideration big (>21µm) metallic and non-metallic particles counting as a means of dictating the oil condition.

Additive concentration, as well as the acidity of the sample is also a concern. Both properties must be monitored as well, in order to determine the proper condition of the gearbox’s oil.

2.4. Acoustic emission of a failing gearbox

Similarly to vibration analysis, when a fault is present and evolving at the structure of a gearbox, an intrinsic characteristic of the physical interaction of gears and bearings is sound emissions. So with the proper installation of a microphone inside the wind turbine’s Nacelle, it is possible to diagnose a fault by spectral characteristics of acoustic signals, as well as by analyzing trends of sound levels.

The main downside of using acoustic data from wind turbine’s Nacelles is that it, contrary to vibration, is an indirect measurement of the effects from the supposed fault. Acoustic emission consists on how the structure of the drivetrain interacts with the air around it, emitting soundwaves. The biggest problem with this approach is that there are several other components emitting noise inside the Nacelle, making the detection of global and spectral acoustic behavior of the drivetrain prone to false positive diagnostics.

Acoustic emission is very effective, however, in situations where the failure is at a more severe stage, making the global values of acoustic emission higher than when the machine is operating normally. Therefore, acoustic emission of drivetrain components might be well suited for the monitoring of advanced faults developed inside the gearbox's structure, for example.

### 2.5. SCADA system monitoring

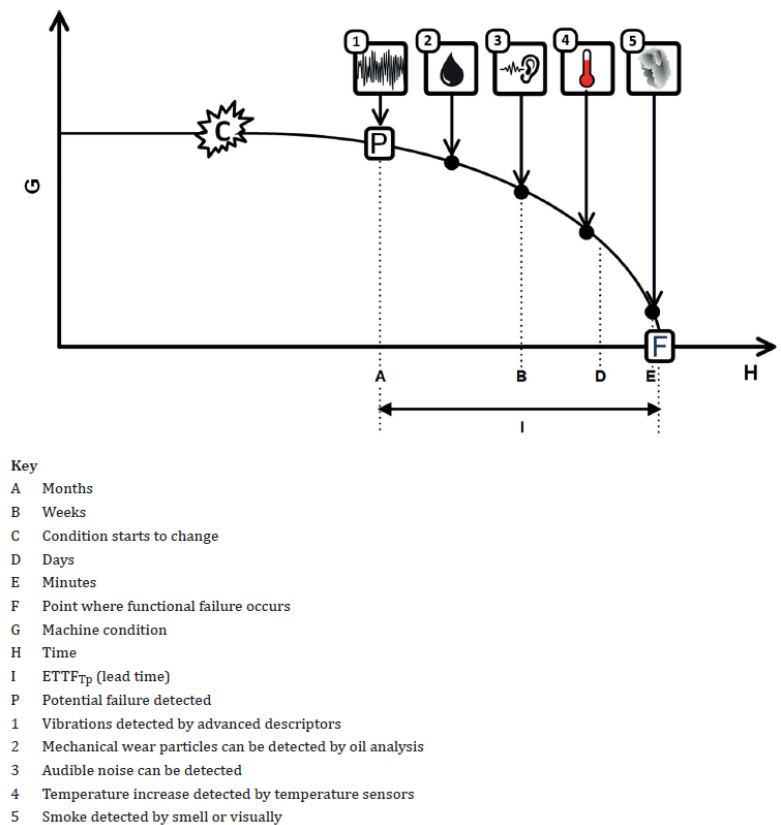
Finally, mechanical failures at the turbine's drivetrain might get to a critical stage, where its components may raise their temperature, because of shear stress and friction caused by the presence of the fault. This behavior can be detected by the SCADA system based on data from temperature sensors like PT100, specially by correlating them with the power and wind speed.

SCADA system analysis is a common approach for O&M teams because it imposes no need for further installation of sensor over the turbine's drivetrain, aside from those already present. And it has been used in conjunction with machine learning techniques in order to boost diagnostics accuracy.

The usage of this approach to dictate the asset's condition is, however, contradictory, for reasons concerning the short estimated Remaining Useful Life (RUL) of the failing component. In other words, once the SCADA system shows signs of failure, considering the temperature of the components, it probably means that the whole component is at a critical stage of its fault. This makes the basic principle of the condition monitoring method, which is to predict in advance the development of a fault, flawed using only SCADA data.

### 2.6. Integration of condition monitoring variables

Even when a wind turbine is fully instrumented, the most important way condition monitoring might be used to the O&M's team advantage is through the integration of physical variables. The ISO 16079-2 standard provides a P-F chart showing how they interact with each other to adequately show the order in which a mechanical failure's symptoms on the turbine's drivetrain appear (Figure 2).



**Figure 2 - P-F chart for a wind turbine's drivetrain**

*Source : ISO 16079-2*

Based on a first look of this chart, one may get to the conclusion that vibration data is the only source of information needed to determine the condition of the machine. However, by a deeper consideration of the other variables, and facing the imposing reality of the limited availability of logistics and supplychain resources, one might realize that using all of the variables available is actually more appropriate to track the condition of the machine, making it a more precise procedure regarding the timing of replacement of failing subcomponents.

Considering wind farms that have hundreds of turbines, separating them into categories of condition is crucial for the O&M teams.

### 3. Methods

A wind turbine located at the northeast of Brazil was instrumented to have its health analyzed in a 10-month period.

#### 3.1. Main characteristics of the wind turbine and its components

This case study was performed in a wind turbine with the following specifications:

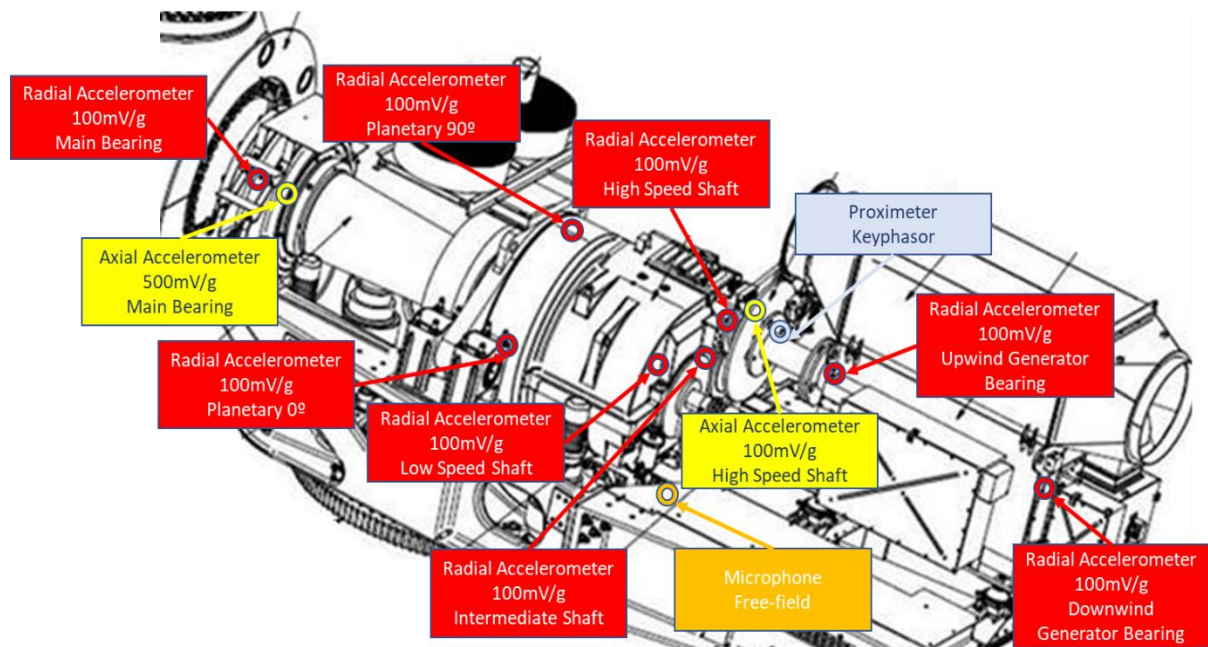
**Table 2 - Wind turbine's specific properties**

| Property                  | Specification |
|---------------------------|---------------|
| Rated power (MW)          | 2.1           |
| Maximum rotor speed (rpm) | 17.8          |
| Gearbox ratio             | 115.32:1      |
| Gearbox oil type          | 320 Mobil     |

The turbine gearbox HSS is supported by two rolling-element bearings, one of which is double-raced.

#### 3.2. Vibration and acoustic data instrumentation

The turbine's drivetrain was instrumented using accelerometers, a microphone and key phasor. Figure 3 and Table 3 represent a schematic view of the installation and a list of input channels, respectively.



**Figure 3 - Vibration and acoustic sensors instalation**

*Source : AQTech*

**Table 3 - Vibration and acoustic channel description**

|      | TAG    | Description                        | Sensor Type   | Rated characteristics | Model/Manufacturer              |
|------|--------|------------------------------------|---------------|-----------------------|---------------------------------|
| EA01 | VGT    | Generator Downwind bearing         | Accelerometer | 100mV/g               | 603C91/IMI Sensors              |
| EA02 | VGD    | Generator Upwind bearing           | Accelerometer | 100mV/g               | 603C91/IMI Sensors              |
| EA03 | VHSS-R | High Speed Shaft – Radial position | Accelerometer | 100mV/g               | 603C91/IMI Sensors              |
| EA04 | VHSS-A | High Speed Shaft – Axial position  | Accelerometer | 100mV/g               | 603C91/IMI Sensors              |
| EA05 | VIMS   | Intermediate Shaft                 | Accelerometer | 100mV/g               | 603C91/IMI Sensors              |
| EA06 | VLSS   | Low Speed Shaft                    | Accelerometer | 100mV/g               | 603C91/IMI Sensors              |
| EA07 | VP-0°  | Planetary array (0° position)      | Accelerometer | 100mV/g               | 603C91/IMI Sensors              |
| EA08 | VP-90° | Planetary array (90° position)     | Accelerometer | 100mV/g               | 603C91/IMI Sensors              |
| EA09 | VMP-R  | Main bearing – Radial position     | Accelerometer | 100mV/g               | 603C91/IMI Sensors              |
| EA10 | VMP-A  | Main bearing – Axial position      | Accelerometer | 500mV/g               | 626B02/IMI Sensors              |
| EA11 | MIC    | Free-field microphone              | Microphone    | Free field            | 130F20/IMI Sensors              |
| EA12 | REF    | Key phasor                         | Proximeter    | Inductive 0-10mm      | IR12.P10S - 11148589/<br>Baumer |

The data acquisition system used for the vibration and acoustic signals was the VibraOne-Wind from AQTech, set to acquire trend records every minute and detailed waveform signals (4 seconds at 20 kHz sample rate for all sensors) every six hours. Figure 4 illustrate the data acquisition system.

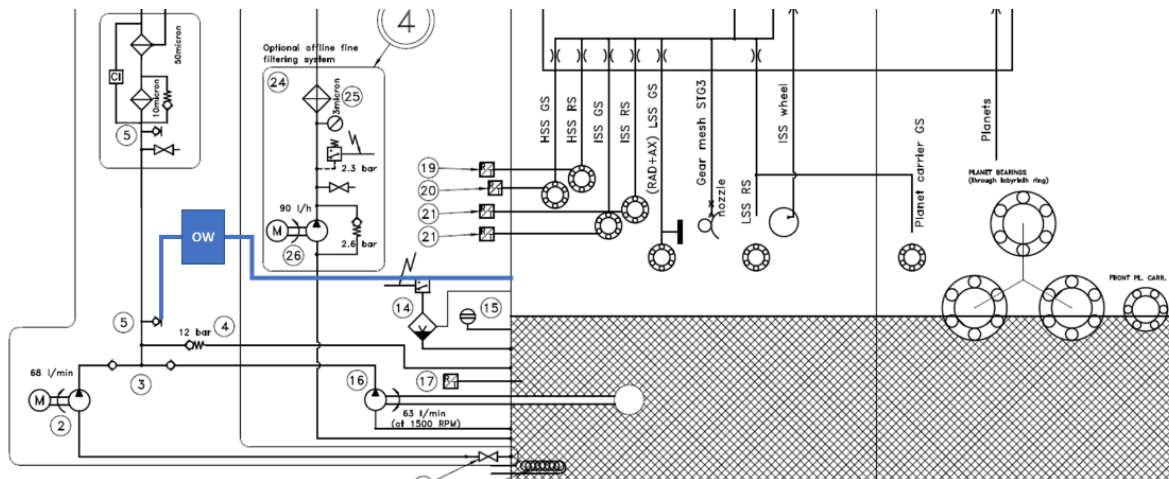


**Figure 4 - VibraOne – Wind**  
Source : AQTech

The installation of these sensors was performed in August of 2020. The results presented in this paper focus on channel EA03 for vibration data and on EA11 for acoustic data.

### 3.3. Oil analysis acquisition system

The gearbox, in order to be analyzed in the condition monitoring approach, had installed to its hydraulic circuit the OilWear 2.0 hardware from Atten2. The acquisition system was installed just before the filter of the gearbox, to maximize the amount of particles detected. Figure 5 shows the placement of installation in the hydraulic circuit, and Figure 6 exposes the acquisition system.



**Figure 5 - Hydraulic circuit and OilWear 2.0's placement**  
*Source : Vitek*



**Figure 6 – Atten2's OilWear 2.0 hardware**  
*Source : Vitek*

### 3.4. SCADA acquisition

The VibraOne-Wind system has access via Modbus protocols to some of the supervisory data of the turbine, which could afterwards be correlated to the other sensors installed over the drivetrain. The main variables used in this study are :

- Active power;
- Wind speed;
- Rotating speed (to be compared to the acquisition of the key phasor);

### 3.5. Alarm limits

This study used the ISO 10816-21 standard limits to determine the global value of vibration health of the turbine. This standard that delimit the B/C and C/D transition values for each frequency band of the turbine's components (Table 4).

**Table 4 - Alarm limits for vibration data**

| Wind turbine component                  | Assessment acceleration<br>broad-band r.m.s. value in $m/s^2$<br>in the frequency band |                      | Assessment velocity<br>broad-band r.m.s. value in $mm/s$<br>in the frequency band |                      |
|---|--|----------------------|---|----------------------|
|   | Zone boundary<br>B/C   | Zone boundary<br>C/D | Zone boundary<br>B/C  | Zone boundary<br>C/D |
| Nacelle and tower                       | 0,1 Hz to 10 Hz<br>0,3                      0,5  |                      | 0,1 Hz to 10 Hz<br>60                      100                                    |                      |
| Rotor with rolling element bearings     | 0,1 Hz to 10 Hz<br>0,3                      0,5  |                      | 10 Hz to 1 000 Hz<br>2,0                      3,2                                 |                      |
| Gearbox with rolling element bearings   | 0,1 Hz to 10 Hz<br>0,3                      0,5  |                      | 10 Hz to 1 000 Hz<br>3,5                      5,6                                 |                      |
|   | 10 Hz to 2 000 Hz<br>7,5                      12                                       |                      |   |                      |
| Generator with rolling element bearings | 10 Hz to 5 000 Hz<br>10                      16  |                      | 10 Hz to 1 000 Hz<br>6,0                      10                                  |                      |

Source : ISO 10816-21:2015

Finally, it was determined that the O&M team's alarm limits for laboratory samples taken from the gearbox were the best suited for the delimitation of alarms for the system (Table 5).

**Table 5 - Alarm limits for oil data**

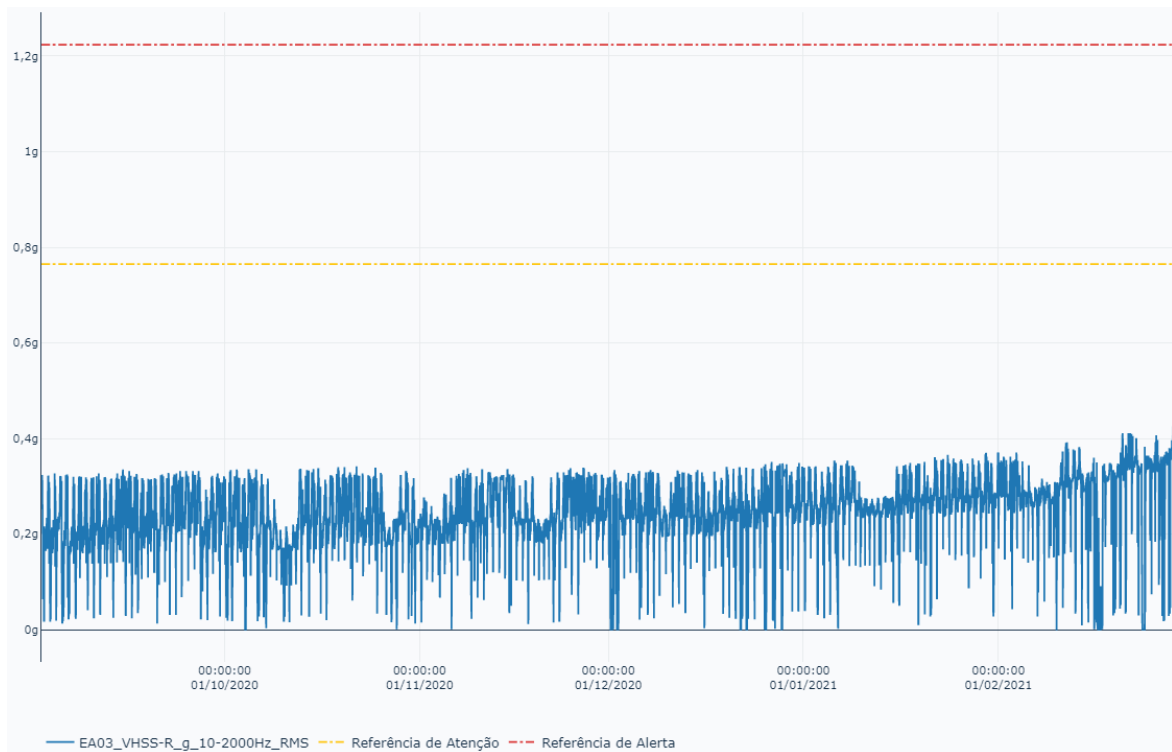
| Property                               | Alarm limit | Critical limit |
|--|-------------|----------------|
| ISO 4406 code for particles $>6\mu m$  | 17          | 18             |
| ISO 4406 code for particles $>14\mu m$ | 14          | 15             |

## 4. Results and Discussion

### 4.1. Results for vibration data

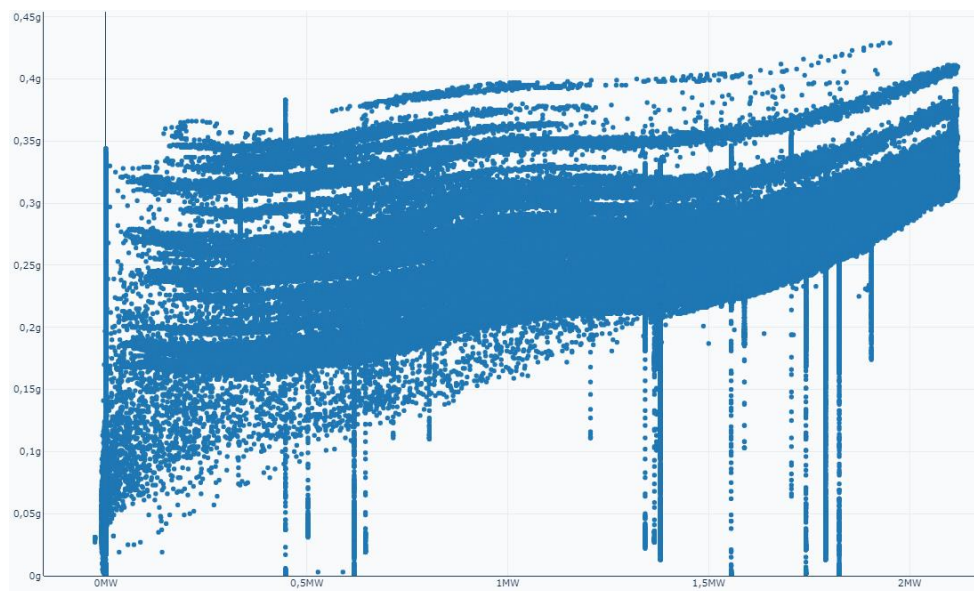
After the proper installation of the sensors, the dynamic behavior of the gearbox global vibration was considerably below the alarm limits until the end of a 6-month window (from September of 2020 to the end of March of 2021). Figure 7 shows the behavior of the EA03 sensor, filtered by ISO 10816-21 standard guidelines. The rest of the vibration sensors followed the same healthy pattern.





**Figure 7 - Healthy period of operation for the studied wind turbine**

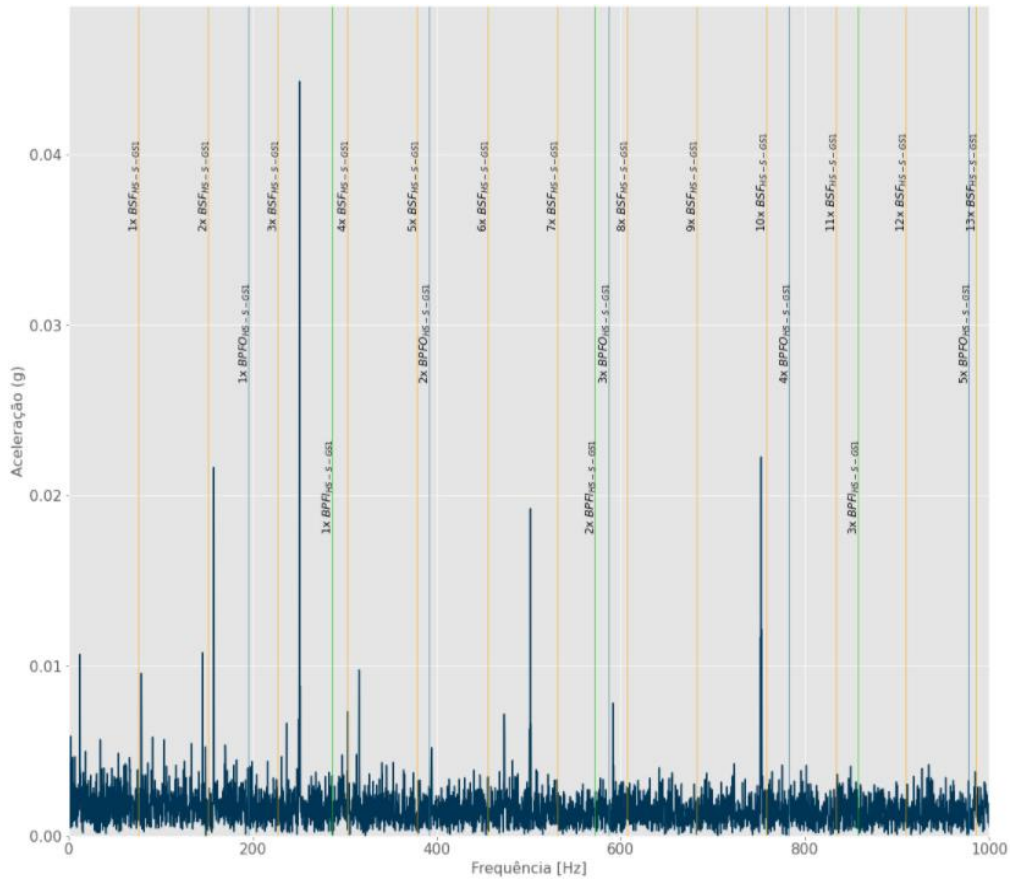
The correlation between this same trend signal and the active power of the wind turbine also shows that there are no significant alterations of magnitude of vibration and the operating condition of the machine during the monitored healthy period(Figure 8).



**Figure 8 - Correlation of power and radial vibration magnitude for the HSS over the healthy period**

However, with a careful look in both charts shown above, it is possible to identify a slight upwards trend by the beginning of 2021.

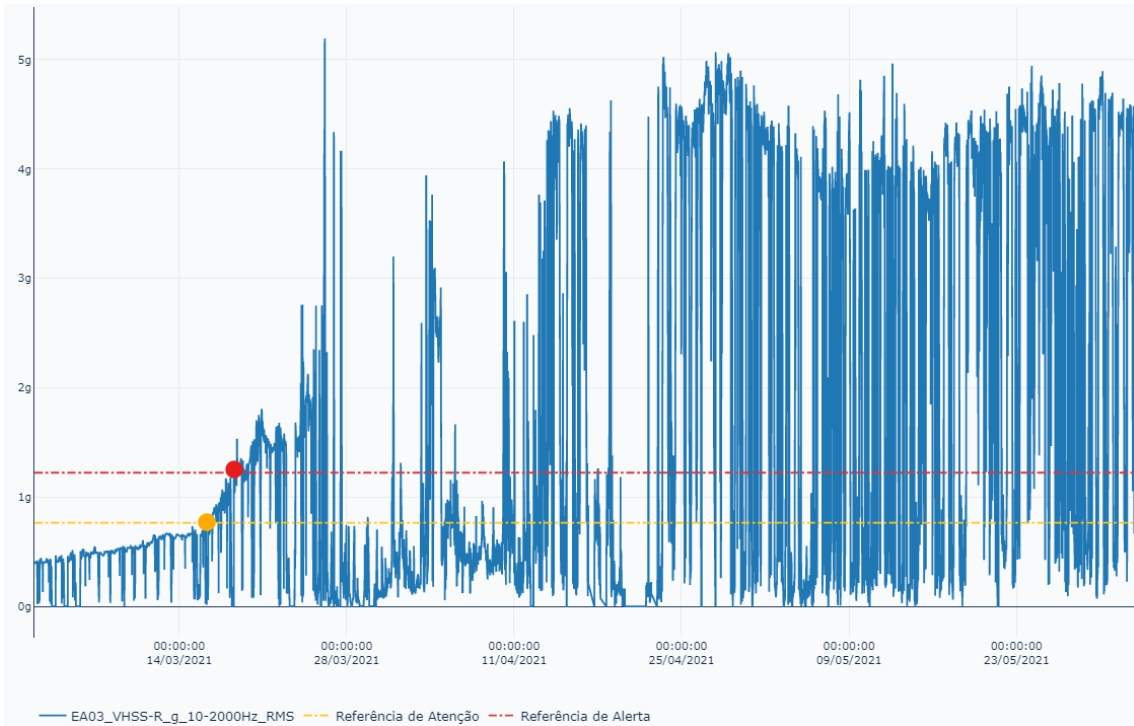
For this reason, envelope spectrum operations over the vibration signals during the healthy period were executed in order to diagnose any possible anomalies over the HSS. The results for this operation over a single register taken on February 8<sup>th</sup> is shown on Figure 9.



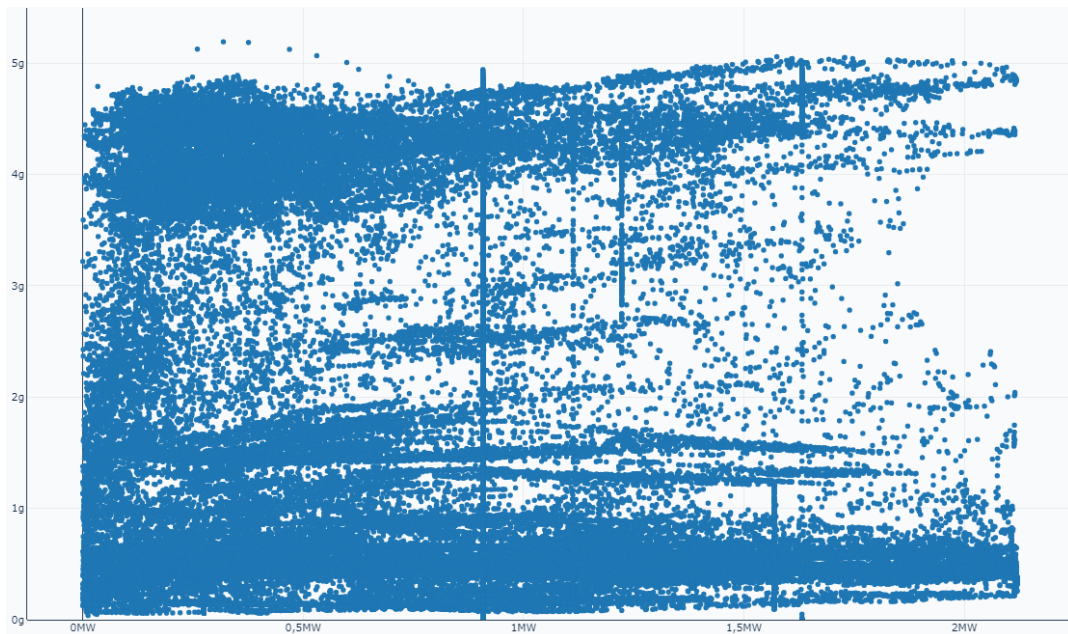
**Figure 9 - Envelope spectrum of the radial HSS vibration over the healthy period**

The characteristics of this envelope spectrum indicate an anomaly on one of the rolling elements of the generator-side bearing of the HSS. This anomaly was reported to the O&M team and the monitoring of the vibration data was kept on close attention to follow any further progression of it.

From March to June of 2021, the observed upwards trend evolved to the point that on March 15<sup>th</sup>, the B/C alarm limit was broken, and from there on, the vibration magnitude reached very high levels. Figure 10 and Figure 11 show the same trend charts presented before, but of the vibration data from March to June.



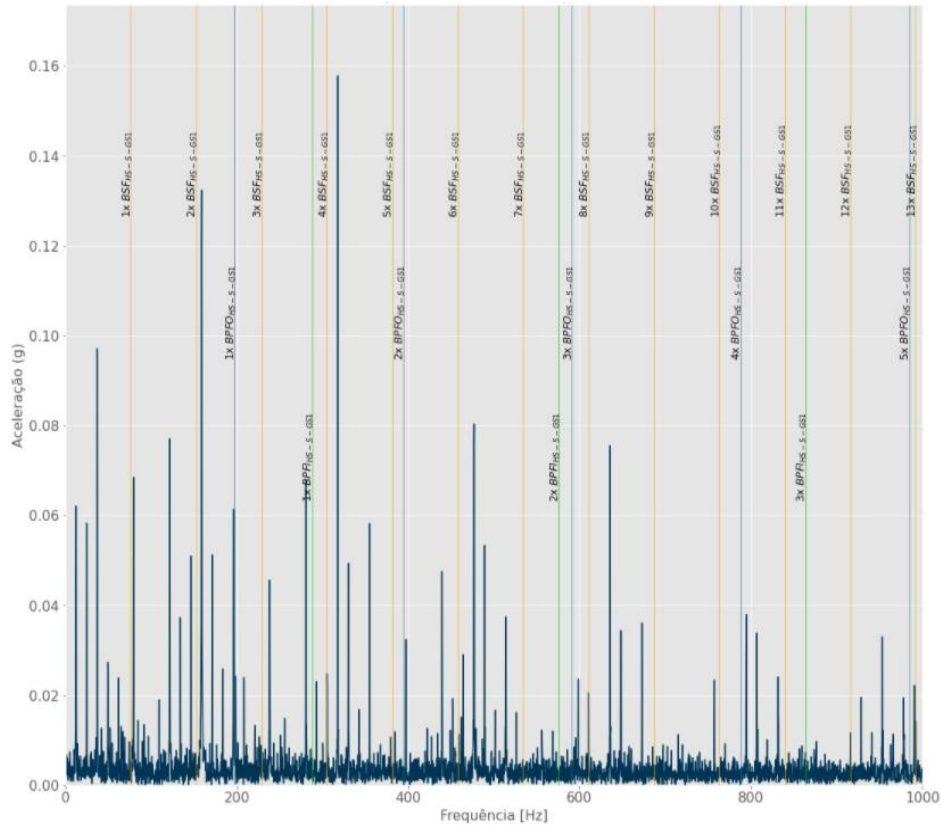
**Figure 10 - Alarming period of operation for the studied wind turbine**



**Figure 11 - Correlation of active power and radial vibration magnitude for the HSS over the alarming period**

The correlation chart above also shows that most of the high levels of vibration magnitude are not intrinsic to its operation, raising the possibility of a true anomaly being detected by the sensor.

The envelope spectrum from the beginning of March shows a clear progression of the anomaly detected in February. Figure 12 shows the envelope spectrum from the same sensor shown before of March 3<sup>rd</sup>.



**Figure 12 - Envelope spectrum of the radial HSS vibration over the alarming period**

#### 4.2. Boroscopic inspection results

Following the first alarm, the O&M team was warned about the anomaly. It quickly performed a boroscopic inspection inside the gearbox, in order to confirm or not the presence of said fault. Figure 13 exposes the results that confirm the anomaly, from the boroscopy executed on March 18<sup>th</sup>.

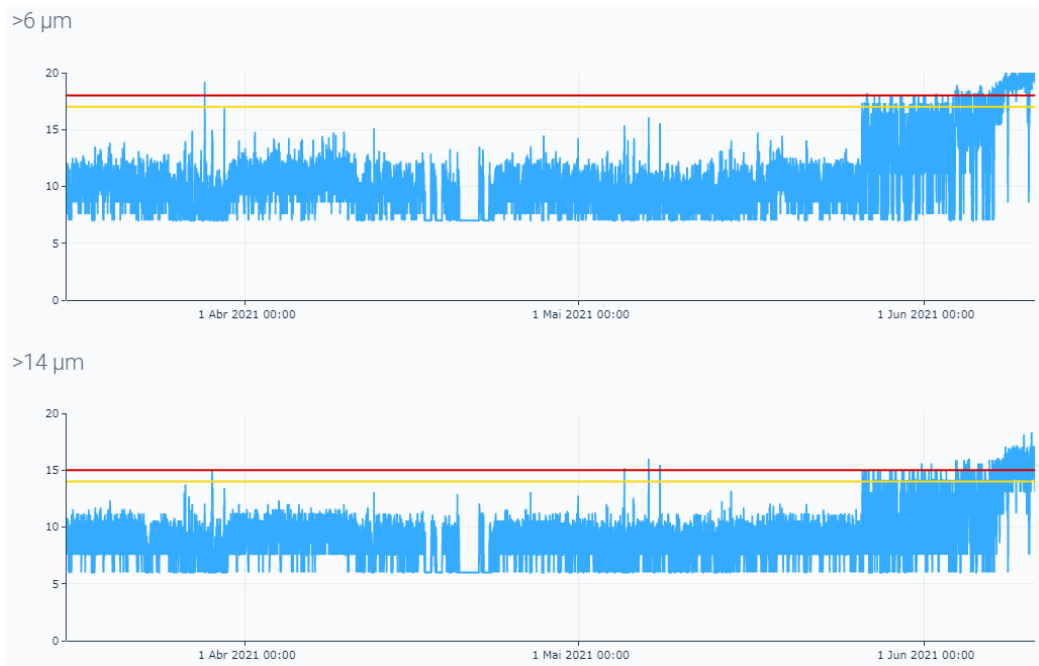


**Figure 13 - Boroscopy results for the generator-side HSS bearing (HS-S-GS)**

A severe formation of macropitting on one of the rolling elements of the HS-S-GS bearing can be observed on the picture above, confirming the diagnostics given at first hand.

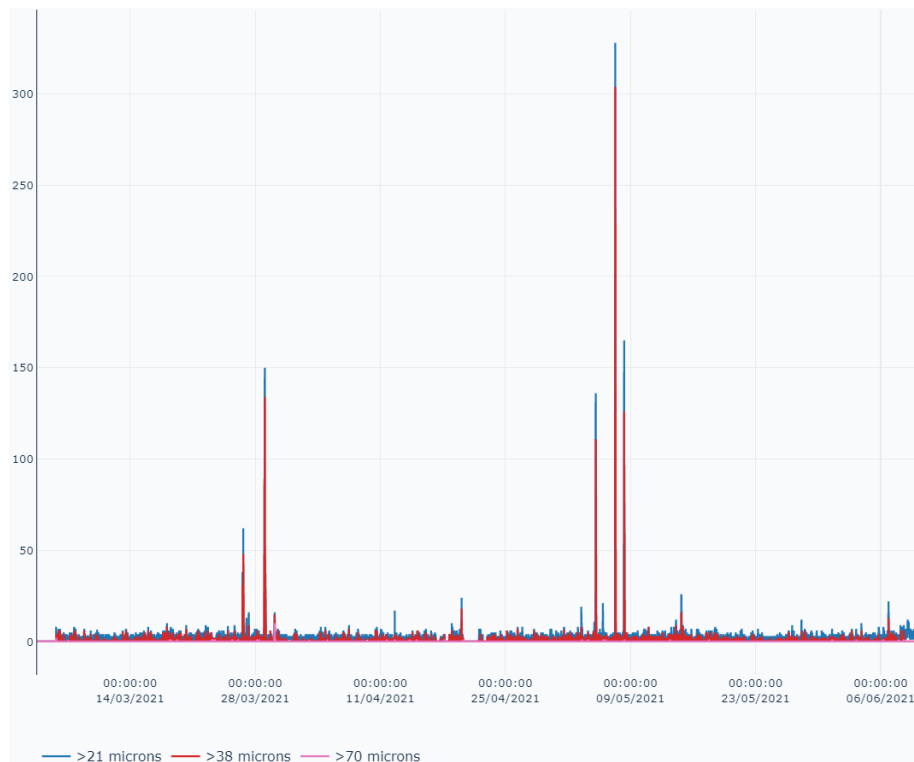
#### 4.3. Results for the oil analysis

From the moment the vibration alarms were shown, the oil analysis was performed in order to observe any alteration in its particle count. Figure 14 shows the results for the trend of the two variables with alarming limits on the system.



**Figure 14 - Oil analysis results**

Both sizes of monitored particles had levels below their alarm limits, even on the period of alarming vibration magnitudes. However, at the end of May and beginning of June, the count of particles raised significantly, breaking the alarm limits determined by the O&M team. Additionally, bigger particles were detected around the same period (Figure 15).



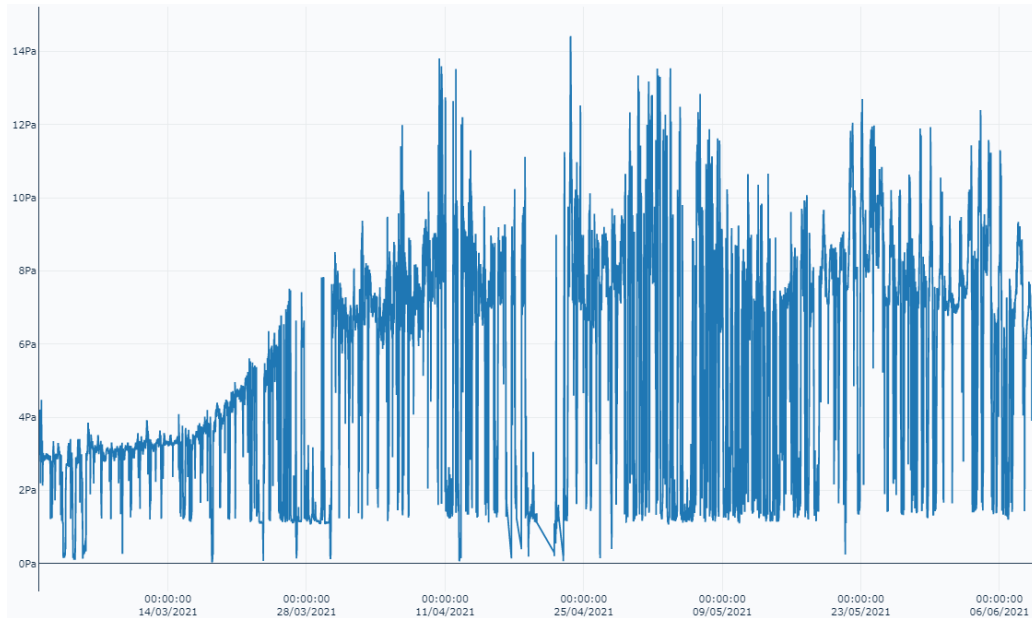
**Figure 15 - Bigger particles trend records for oil analysis**

It is important to observe that bigger particles surge as peaks of trend record detection, for the acquisition system being located before the oil filter. Therefore, after the detection, these particles are filtered, and tend not to be detected again as the hydraulic cycle keeps streaming.

These pieces of evidence clearly exemplify the delay between vibration and oil analysis as defined on ISO 16079-2 (Figure 2) mentioned above.

#### 4.4. Results for the acoustic analysis

Finally, the microphone data trend during the alarming vibration period was plotted for analysis (Figure 16).



**Figure 16 - Global acoustic noise trend for the alarming period**

Following the trend observed in the vibration data, from the point the vibration magnitude starts to become very high, so does the acoustic levels perceived by the free field microphone. The spectral data from it, contrary to the vibration spectrum, was inconsistent throughout the alarming period. This behavior was expected, as discussed on topic 2.4 about the indirect nature of acoustic measurement.

## 5. Conclusion

This study shows that the application of multiple physical variables for condition monitoring of wind turbines has numerous benefits for O&M teams. Not relying on only one kind of analysis makes the condition monitoring of the asset more precise and may increase detection performance of the evolution of any detected fault.

Aside from potentially prolonging the gearbox's life by substituting only one of its shafts, this case study was crucial for the O&M team to observe different aspects of fault progression. It also drives the discussion of a less frequent routine of boroscopic inspections being a reality, once the vibration and oil analysis data provide a good follow-up about the condition of any fault that may be observed inside the drivetrain components.

Future work will include Machine Learning techniques applied to vibration and acoustic analysis, in order to refine the automatic diagnostics of wind turbines instrumented as the one in this study.

## BIBLIOGRAPHY

- [1] FREITAS, F.L. MOURÃO, G. & NISHIOKA, M. (2019). “**Supervised Machine Learning Applied to Diagnosis of Wind Turbine Gearbox using Vibration Harmonic Distortion Feature**”. International Conference on Condition Monitoring, Diagnosis and Maintenance CMDM 2019 (5th edition), At Bucharest, Romania.
- [2] INTERNATIONAL STANDARDS ORGANIZATION. **ISO 17359**: Condition monitoring and diagnostics of machines — General guidelines. 3<sup>rd</sup> ed. Zurich: Iso, 2018. 29 p.
- [3] INTERNATIONAL STANDARDS ORGANIZATION. **ISO 13373-1**: Condition monitoring and diagnostics of machines — Vibration condition monitoring — Part 1: General procedures. 1<sup>st</sup> ed. Zurich: Iso, 2002. 51 p.
- [4] INTERNATIONAL STANDARDS ORGANIZATION. **ISO 16079-2**: Condition monitoring and diagnostics of wind turbines — Part 2: Monitoring the drivetrain. 1<sup>st</sup> ed. Zurich: Iso, 2020. 45 p.
- [5] INTERNATIONAL STANDARDS ORGANIZATION. **ISO 13373-7**: Condition monitoring and diagnostics of machines — Vibration condition monitoring — Part 7: Diagnostic techniques for machine sets in hydraulic power generating and pump-storage plants. 1<sup>st</sup> ed. Zurich: Iso, 2017. 19 p.
- [6] INTERNATIONAL STANDARDS ORGANIZATION. **ISO 10816-21**: Mechanical vibration — Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts — Part 21: Horizontal axis wind turbines with gearbox. 1<sup>st</sup> ed. Zurich: Iso, 2015. 15 p.
- [7] GERMAN ENGINEERS ASSOCIATION. **VDI 3834-1**: Measurement and evaluation of the mechanical vibration of wind turbines and their components - Wind turbines with gearbox. 2 ed. Zurich: Vdi-Gesellschaft Produkt- Und Prozessgestaltung, 2015. 30 p.
- [8] INTERNATIONAL STANDARDS ORGANIZATION. **ISO 4406**: Hydraulic fluid power — Fluids — Method for coding the level of contamination by solid particles. 4<sup>th</sup> ed. Zurich: Iso, 2021. 6 p.
- [9] SHIN, Kihong; HAMMOND, Joseph K.. **Fundamentals of Signal Processing**: for sound and vibration engineers. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2008. 418 p.
- [10] AHMED, Hosameldin; NANDI, Asoke K.. **Condition Monitoring with Vibration Signals**: compressive sampling and learning algorithms for rotating machines. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2020. 403 p.
- [11] MÁRQUEZ, Fausto Pedro García *et al.* Condition monitoring of wind turbines: techniques and methods. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 46, p. 169-178, Oct. 2012. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.03.003>.
- [12] JIN, Chao; OMPUSUNGGU, Agusmian P.; LIU, Zongchang; ARDAKANI, Hossein D.; PETRÉ, Fredrik; LEE, Jay. Envelope Analysis on Vibration Signals for Stator Winding Fault Early Detection in 3-Phase Induction Motors. **International Journal Of Prognostics And Health Management**, [S.L.], v. 6, n. 1, p. 0-0, 1 Mar. 2015. PHM Society. <http://dx.doi.org/10.36001/ijphm.2015.v6i1.2239>.
- [13] SHABANA, A.A.. **Vibration of Discrete and Continuous Systems**. 2<sup>nd</sup> ed. New York: 1991 Springer-Verlag New York, Inc, 1997. 407 p.

# Detecção de desequilíbrio de massa e aerodinâmico em rotor de aerogeradores utilizando técnica de aprendizado de máquina

G.R. Hubner\*, H. Pinheiro, C.M. Franchi, C.E. de Souza, R.B. Morim, L. D. da Rosa<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Dept. de Processamento de Energia Elétrica, Universidade Federal Santa Maria, Avenida Roraima, 1000, Santa Maria, RS 97105, Brasil

15 de Agosto 2021

## Resumo

Devido ao processo de fabricação, transporte e instalação e por estarem expostos em ambientes hostis durante a sua utilização, os aerogeradores estão sujeitos ao desbalanceamento do rotor. O desbalanceamento do rotor ocorre comumente em função de um desequilíbrio de massa entre as pás da turbina eólica ou em desbalanceamento causado pela diferença de eficiência aerodinâmica das pás. Como consequência destes efeitos, se tem uma má distribuição da carga no rotor, podendo acelerar a degradação dos componentes do eixo de transmissão, esforços adicionais na estrutura e ondulações de potência. Por estes motivos, sistemas de monitoramento de condições são essenciais para a viabilidade de parques eólicos. Este trabalho propõe a utilização da técnica de Máquina de Vetores de Suporte (SVM do inglês *Support Vector Machine*) para detectar desbalanceamento do rotor de aerogeradores. O método desenvolvido é capaz de classificar 3 condições (rotor balanceado, desbalanceamento de massa ou desbalanceamento aerodinâmico). O treinamento da SVM ocorreu a partir das variáveis de aceleração normal e lateral da nacelle no domínio da frequência. A técnica de transformada de domínio (tempo para a frequência) utilizada é a densidade espectral de potência (PSD do inglês *Power Spectrum Density*).

**Key-words:** Energia Eólica, FAST, Aprendizado de Máquina, Desbalanceamento no rotor.

---

\*[guihubner95@gmail.com](mailto:guihubner95@gmail.com)



## Abstract

Due to manufacturing process, transportation and installation, and for being exposed to hostile environments, wind turbines are subject to rotor imbalance. Rotor imbalance commonly occurs as a result of a mass imbalance between the blades or imbalance caused by the difference of aerodynamic efficiency between the blades. As consequence, there are uneven load distribution on the rotor, which can accelerate the degradation of gearbox components, additional structural loads, and power fluctuations. For these reasons, condition monitoring systems are essential for the viability of wind farms. This work proposes the use of the Support Vector Machine (SVM *Support Vector Machine*) technique to detect rotor imbalance in wind turbines. The developed method is able to classify 3 conditions (balanced rotor, mass imbalance or aerodynamic imbalance). The SVM training developed using the variables of normal and lateral nacelle acceleration in the frequency domain. The domain transformation (time to frequency) technique used is the power spectral density (PSD).

**Key-words:** Wind Power, FAST, Machine learning, Rotor imbalance.

## Introdução

Com a crescente busca em reduzir dos custos da energia eólica, aerogeradores com dimensões cada vez maiores vem sendo produzidos e instalados. O aumento nas dimensões impacta no nível das cargas que as estruturas da turbina eólica deve suportar, e isso exerce influência direta em sua manutenção e vida útil. Estima-se que a operação e manutenção sejam responsáveis por 30% dos custos totais em um projeto de aerogerador [Stehly et al. \(2020\)](#). Desse modo, fica evidente a necessidade de aprimoramento das técnicas de manutenção, garantindo uma operação saudável, redução do *downtimes* (redução do tempo de desligamento da turbina eólica), possibilitando melhor planejamento e preparo para manutenções, redução dos custos de projeto e aumento da competitividade da energia eólica. Dentre os componentes de um aerogerador, as pás estão entre os mais importantes e críticos em termos de problemas associados a manutenção [Leite et al. \(2018\)](#), sendo expostas a chuvas, granizos, gelo, altas velocidades de operação e outros fenômenos que podem causar fadiga e erosão em seu material durante o tempo de vida útil. Conforme [Willis et al. \(2018\)](#), o desbalanceamento no rotor é uma das principais causas de *downtime* devido a problemas nas pás, juntamente com a erosão no bordo de ataque, descolamento no bordo de fuga e danos por raios. O desbalanceamento no rotor é um problema bastante conhecido, e seus efeitos na estrutura e nos diferentes componentes do aerogerador já foram analisados em outros trabalhos, como em [da Rosa et al. \(2019\)](#) e [Myrent et al. \(2013\)](#).

De modo geral, o rotor está desbalanceado quando as pás possuem uma diferença na distribuição de massa (desbalanceamento de massa) ou o conjugado aerodinâmico não é equivalente entre elas (desbalanceamento aerodinâmico). Embora seja comum que, considerando a natureza estocástica do vento, o sombreamento da torre, os cisalhamentos horizontais e verticais e o diâmetro do rotor, o conjugado aerodinâmico apresente assimetrias, essas passam ser mais significativas com a presença de erros associados ao sistema de passo. Ambos os desbalanceamentos são caracterizados por variações nas cargas em diferentes componentes do aerogerador na frequência de rotação (1p) [Myrent et al. \(2013\)](#). O rápido diagnóstico do desbalanceamento no rotor é de suma importância para a conservação da turbina eólica como um todo, evitando assim a degradação e fadiga precoce de rolamentos, engrenagens e estruturas. Em [Hübner et al. \(2021\)](#), a identificação do desbalanceamento de massa em um aerogerador de 1,5 MW, bem como sua posição angular e magnitude

é realizada através da Máquina de Vetor de Suporte (SVM do inglês *Support Vector Machine*). Para isso, utilizou-se os dados da velocidade de rotação do rotor obtidos através de um estimador de velocidade a partir das grandezas elétricas do gerador elétrico. Porém, no trabalho é ressaltado que o desbalanceamento aerodinâmico também se manifesta na velocidade de rotação.

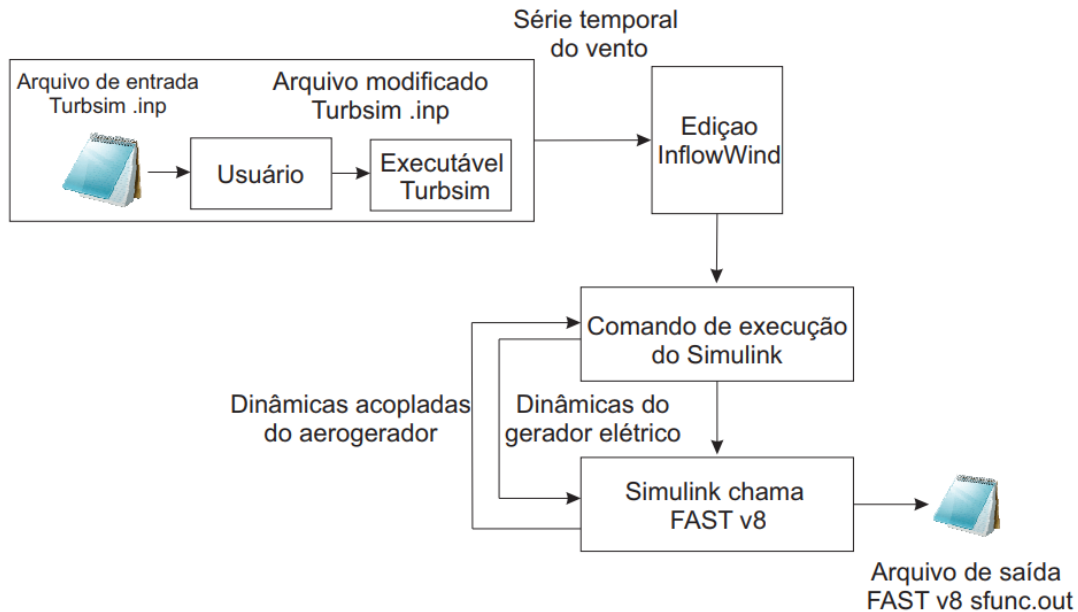
Este artigo apresenta a identificação e classificação do desbalanceamento no rotor utilizando a SVM. Além da utilização dos dados da velocidade de rotação, propõe-se o uso de sensores adicionais para determinar se o desbalanceamento é aerodinâmico ou de massa. Os dados são obtidos por meio de simulação utilizando o *software* FAST, desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL do inglês *National Renewable Energy Laboratory*). Na seção II, a metodologia do trabalho é apresentada. A seção III descreve os resultados obtidos com a SVM. Por fim, a seção IV apresenta a conclusão.

## Metodologia

### Obtenção de dados - FAST

Como mencionado, os dados utilizados são obtidos através de simulações com o *software* FAST. O FAST é uma ferramenta validada (Manjock (2005)) de *Computer-Aided Engineering* desenvolvida pelo NREL para a simulação das respostas dinâmicas acopladas de uma turbina eólica que permite a análise em série temporal de um sistema complexo não linear. É possível modelar diferentes configurações, componentes e turbinas e o acoplamento entre todos os modelos é feito através de uma interface modular (Jason Jonkman (2018)). Um *framework* desenvolvido em Python apresentado na Figura 1 foi utilizado para automatizar as simulações.

Figura 1 – Framework desenvolvido em Python para automatizar as simulações no FAST.



O aerogerador escolhido para simulações possui potência nominal de 1,5 MW, modelo disposto pelo próprio NREL (Dykes and Rinker (2018)), e a Tabela 1 apresenta as suas características técnicas. O algoritmo de controle proposto em Morim et al. (2019) foi

utilizado para o controle de conjugado na região 2 e de velocidade na região 3 a partir do ângulo de passo das pás. O sistema foi implementado em uma interface com o Simulink.

Tabela 1 – Características do aerogerador de 1.5 MW disposto pelo *NREL*.

| Parâmetro               | Valor                 |
|-------------------------|-----------------------|
| Potência nominal        | 1,5 MW                |
| Altura da nacele        | 84 m                  |
| Diâmetro do rotor       | 77 m                  |
| Rotação nominal         | 2,14 rad/s (20,4 RPM) |
| Caixa de engrenagem     | 1:87,965              |
| Torque nominal do rotor | 736,79 kNm            |
| Classe IEC 61400-2      | IIa                   |

Como apresentado em [Hübner et al. \(2021\)](#), a detecção do desbalanceamento de massa foi realizada utilizando o espectro harmônico da velocidade de rotação do rotor. No entanto, o desbalanceamento aerodinâmico se manifesta de modo semelhante nesse espectro harmônico, inviabilizando uma distinção entre desbalanceamento de massa e aerodinâmico utilizando apenas essa variável. Desse modo, propõe-se a utilização de dois sensores do aerogerador para a classificação do desbalanceamento, sendo eles as acelerações na nacele nas direções lateral e normal. Essas variáveis são definidas pela norma como cargas fundamentais em um aerogerador [IEC \(2015\)](#).

Para que algoritmos de inteligência artificial funcionem de modo adequado, é necessário uma quantidade suficiente de dados que incorporem diversos cenários. Nesse trabalho, a região de operação utilizada para a detecção será apenas a região 3. As simulações foram realizadas em três casos, considerando o aerogerador sem desbalanceamento, com desbalanceamento aerodinâmico e com desbalanceamento de massa. A Tabela 2 apresenta o banco de dados utilizado para o treinamento do algoritmo de aprendizado de máquina.

Tabela 2 – Estrutura do banco de dados de treinamento.

| Parâmetros                              | Valores                         |
|---|---------------------------------|
| Velocidade média do vento (m/s)         | 13.5 - 22.5                     |
| Intensidade de turbulência (%)          | 5, 7.5, 10                      |
| Desbalanceamento                        | 0, 1 e 3% de massa, 3 e 5 graus |
| Número de simulações por cenário        | 5                               |
| Duração da simulação (s)                | 60                              |
| Frequência de amostragem dos dados (Hz) | 20                              |
| Número total de simulações              | 750                             |

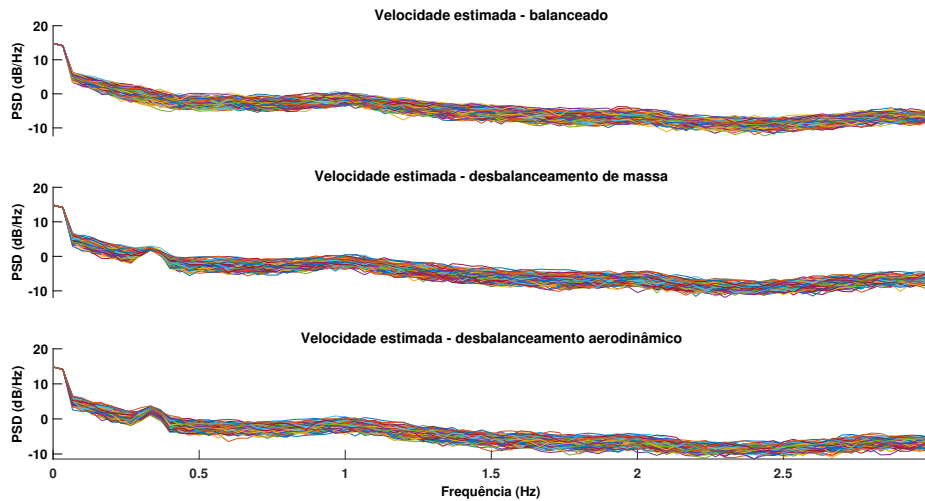
Para evitar *overfitting*, os dados utilizados para testar o algoritmos devem ser diferentes dos de treino. A Tabela 3 apresenta as características dos dados utilizados para testes.

Tabela 3 – Estrutura do banco de dados de teste.

| Parâmetros                              | Valores                         |
|---|---------------------------------|
| Velocidade média do vento (m/s)         | 14-22                           |
| Intensidade de turbulência (%)          | 3, 6, 9                         |
| Desbalanceamento                        | 0, 1 e 3% de massa, 3 e 5 graus |
| Número de simulações por cenário        | 2                               |
| Duração da simulação (s)                | 60                              |
| Frequência de amostragem dos dados (Hz) | 20                              |
| Número total de simulações              | 270                             |

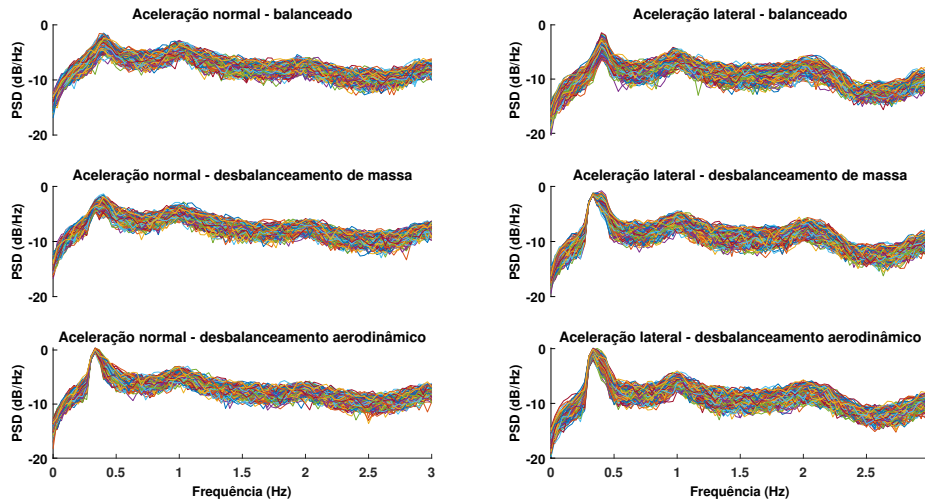
Os dados em série temporal obtidos pelas simulações foram transformados para o domínio do tempo utilizando o método Welch (Power Spectral Density). Para melhor visualização dos resultados, a Figura 2 apresenta o espectro harmônico da velocidade de rotação de todas as simulações realizadas. Os diferentes casos estão separados em eixos com títulos referentes às condições de operação. Nota-se que no espectro harmônico dos casos com desbalanceamento, há um padrão claro de pico da frequência da velocidade de rotação (0,33 Hz), enquanto esse padrão não existe nas simulações sem desbalanceamento. Como visto e mencionado anteriormente, embora seja possível detectar algum tipo de desbalanceamento utilizando apenas essa variável no domínio da frequência, a classificação entre desbalanceamento de massa e aerodinâmico constitui um problema adicional.

Figura 2 – Espectros harmônicos referentes à velocidade de rotação de todas as simulações.



Os espectros harmônicos referentes às acelerações normal e lateral da nacele em todas as simulações são apresentados na Figura 3. Nota-se que há um padrão de pico até para os casos sem desbalanceamento. No entanto, observando as curvas referentes aos desbalanceamentos, nota-se que o padrão é ainda mais acentuado em 1p, o que caracteriza o desbalanceamento. É possível ainda notar que a aceleração lateral é afetada significativamente por ambos desbalanceamentos, enquanto a aceleração normal é maior impactada pelo desbalanceamento aerodinâmico.

Figura 3 – Espectros harmônicos referente às acelerações normal e lateral de todas simulações.

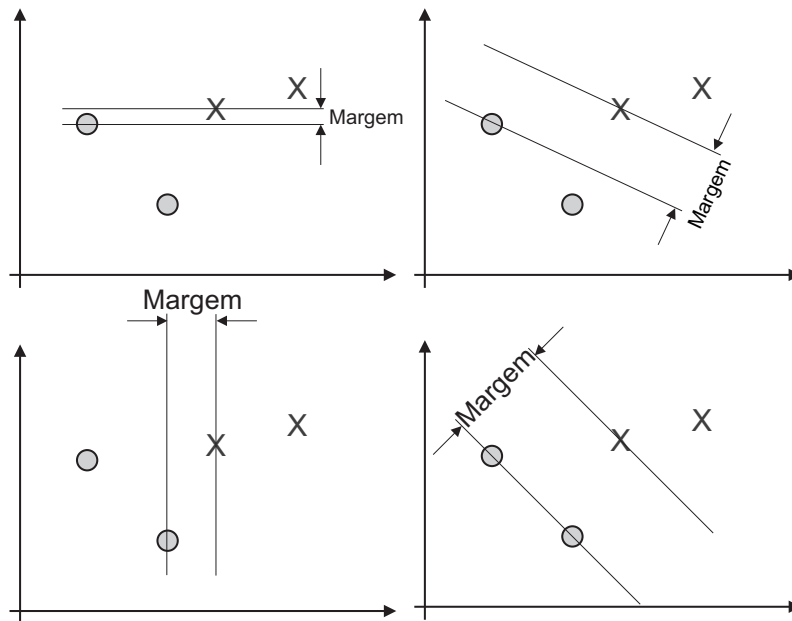


As figuras apresentadas demonstram que as variações das forças de sustentamento e arrasto nas pás devido ao desbalanceamento aerodinâmico, e as variações dinâmicas das forças gravitacionais afetadas pela diferença de massa entre as pás são perceptíveis nos sensores escolhidos. Sendo assim, eles são excelentes candidatos à detecção e classificação dos desbalanceamentos no rotor.

### Aprendizado de Máquina e Máquina de Vetor de Suporte

Aprendizado de máquina é a adaptação ou modificação de ações realizadas por máquinas de modo que a precisão dessas ações possam atingir graus aceitáveis [Marsland \(2011\)](#). O aumento do poder de processamento de computadores impulsionou o crescimento do aprendizado de máquina nas últimas décadas. Os métodos de aprendizado podem ser classificados como supervisionados, não-supervisionados, por reforço e por evolução. Um método muito popular de aprendizado de máquina é a SVM. Esse método é utilizado para classificações, regressões e outras tarefas de aprendizado. O método foi desenvolvido primeiramente para classificações binárias. No entanto, com os avanços da tecnologia, o método foi expandido para resolução de problemas multiclases [Hsu and Lin \(2002\)](#). A SVM pode ser utilizada tanto como um método supervisionado quanto não-supervisionado. Neste trabalho, os dados de simulação do aerogerador são previamente classificados antes de serem utilizados para o treinamento da SVM, e isso caracteriza um método de aprendizado supervisionado. A SVM é compreendida como um problema de otimização convexa com restrições, cuja ideia base é maximizar a margem de separação entre as amostras de diferentes classes. A Figura 4 ilustra diferentes margens de separação das amostras, entretanto apenas uma maximiza essa margem.

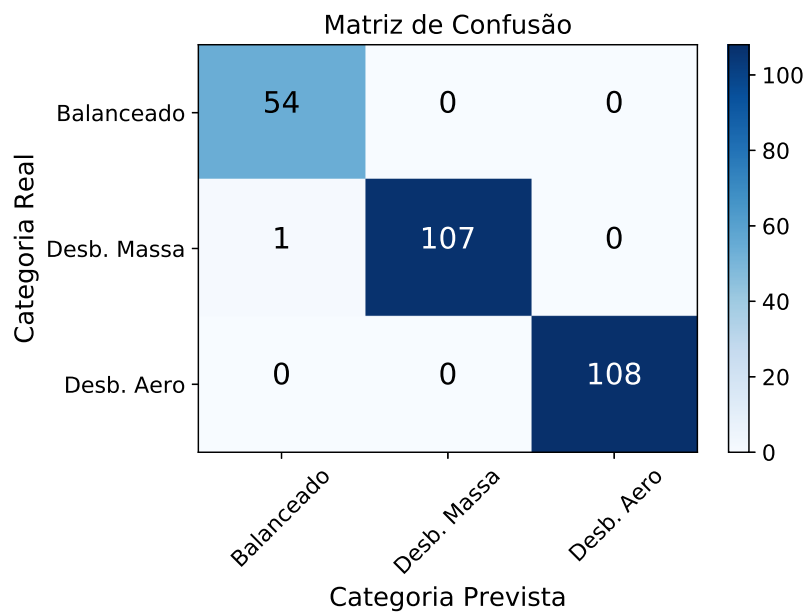
Figura 4 – Margens de separação da SVM.



## Resultados

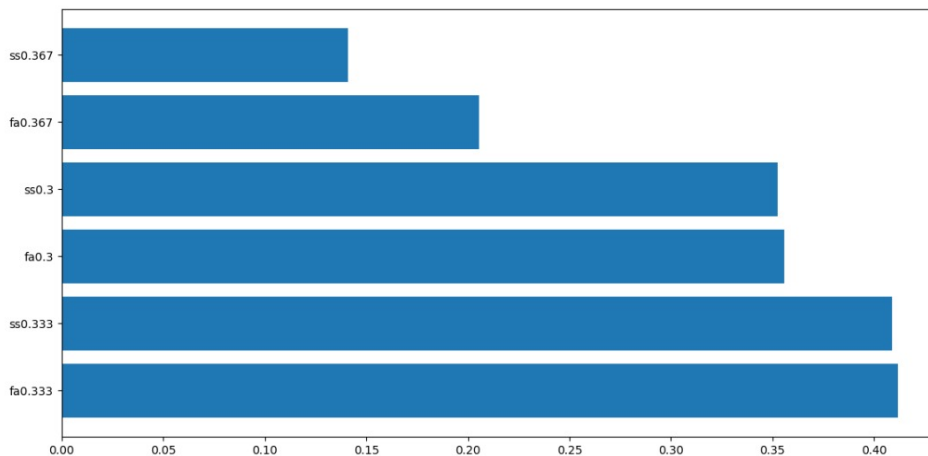
Os treinamentos e testes da SVM foram realizados em Python, utilizando a biblioteca scikit-learn [Pedregosa et al. \(2011\)](#). A Figura 5 apresenta a matriz de confusão obtida após o treinamento com 750 amostras e teste com 270. Os resultados indicam um grande percentual de acertos nas classificações, onde apenas uma amostra foi classificada de modo errôneo pela SVM.

Figura 5 – Matriz de confusão obtida com a SVM para detecção e classificação do desbalanceamento.



Para melhor entendimento de como elevado desempenho foi atingido, a Figura 6 apresenta as características dos dados que foram consideradas mais importantes pela SVM para a classificação. As características nesse caso nada mais são que as componentes do espectro harmônico dos sensores. Na Figura, as siglas *fa* e *ss* representam *fore-aft* e *side-to-side*, respectivamente. Os números representam a componente do espectro de frequência do sensor. Como exemplo, *ss0.3* é a componente em 0,3 Hz do sensor lateral na nacele.

Figura 6 – Características dos dados consideradas mais relevantes pela SVM.



Nota-se que a componente 1p dos sensores da nacele se destacam de modo considerável para a detecção e classificação, e serviram como base para a elaboração do hiperplano da SVM. Isso está de acordo com o comentado na Seção 2 e apresentado nas Figuras 3.

## Conclusão

Como mencionado, o custo de produção de energia eólica pode ser consideravelmente reduzido ao otimizar as técnicas de operação e manutenção. Um dos problemas mais comuns em aerogeradores, que é diretamente responsável pela durabilidade de todos os componentes, é o desbalanceamento no rotor. Utilizar técnicas para identificação e classificação do desbalanceamento é de suma importância para garantir uma operação mais segura, reduzir custos de manutenção, e permitir que manutenções sejam programadas de modo otimizado. O método de detecção do desbalanceamento do rotor proposto nesse trabalho é capaz de identificar e classificar o tipo de problema utilizando medida apenas das variáveis de aceleração frontal e lateral da nacele. O algoritmo SVM obteve uma acurácia de basicamente 100% para aquilo que foi proposto, ajudando entender também as características mais relevantes que ajudam a identificar e determinar o tipo de desbalanceamento. Futuros trabalhos devem ser desenvolvidos com o objetivo de identificar qual o nível e qual pá possui o desbalanceamento. Deve-se ressaltar que o trabalho foi desenvolvido a partir de simulações, e utilizar a metodologia com dados de campo é de suma importância para adaptar e aprimorar a técnica proposta.

Acknowledgement: Esse estudo foi financiado em parte pela Coordenacao de Aperfeicoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Finance Code 001, bem como pelo CNPq.



## Referências

- L.D. da Rosa, G.R. Hubner, H. Pinheiro, and C.M. Franchi. Wind turbine blade mass imbalance detection using artificial intelligence. In *Brazil Wind Power 2019*, 2019. p. 2.
- Katherine L Dykes and Jennifer Rinker. Windpact reference wind turbines. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2018. p. 3.
- Chih-Wei Hsu and Chih-Jen Lin. A comparison of methods for multiclass support vector machines. *IEEE transactions on Neural Networks*, 13(2):415–425, 2002. p. 6.
- GR Hübner, H Pinheiro, CE de Souza, CM Franchi, LD da Rosa, and JP Dias. Detection of mass imbalance in the rotor of wind turbines using support vector machine. *Renewable Energy*, 170:49–59, 2021. Citations on p. 2 and 4.
- IEC. 61400-13: Measurement of mechanical loads. Technical report, 2015. p. 4.
- Ph.D. Jason Jonkman. FAST an aeroelastic computer-aided engineering (cae) tool for horizontal axis wind turbines, 2018. URL <https://nwtc.nrel.gov/FAST>. p. 3.
- Gustavo de Novaes Pires Leite, Alex Maurício Araújo, and Pedro André Carvalho Rosas. Prognostic techniques applied to maintenance of wind turbines: a concise and specific review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:1917–1925, 2018. p. 2.
- Andreas Manjock. Evaluation report: Design codes fast and adams for load calculations of onshore wind turbines. *Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, Rept*, 72042, 2005. p. 3.
- Stephen Marsland. *Machine learning: an algorithmic perspective*. Chapman and Hall/CRC, 2011. p. 6.
- Ricardo Bortoluzzi Morim et al. Controle individual de passo para turbinas eólicas utilizando controlador adaptativo. 2019. p. 3.
- Noah J Myrent, Joshua F Kusnick, Douglas Adams, and Daniel T Griffith. Pitch error and shear web disbond detection on wind turbine blades for offshore structural health and prognostics management. In *54th AIAA/ASME/ASCE/AHS/ASC Structures, Structural Dynamics, and Materials Conference*, page 1695, 2013. p. 2.
- F. Pedregosa, G. Varoquaux, A. Gramfort, V. Michel, B. Thirion, O. Grisel, M. Blondel, P. Prettenhofer, R. Weiss, V. Dubourg, J. Vanderplas, A. Passos, D. Cournapeau, M. Brucher, M. Perrot, and E. Duchesnay. Scikit-learn: Machine learning in Python. *Journal of Machine Learning Research*, 12:2825–2830, 2011. p. 7.
- Tyler Stehly, Philipp Beiter, and Patrick Duffy. 2019 cost of wind energy review. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2020. p. 2.
- DJ Willis, C Niezrecki, D Kuchma, E Hines, SR Arwade, RJ Barthelmie, M DiPaola, PJ Drane, CJ Hansen, M Inalpolat, et al. Wind energy research: State-of-the-art and future research directions. *Renewable Energy*, 125:133–154, 2018. p. 2.

# **EXTREME WEATHER EVENTS AND THEIR RELATIONSHIP WITH THE OUTPUT POWER OF A WIND TOWER**

Sophia Saldanha Biondi Assumpção - [sophiabiondi318@gmail.com](mailto:sophiabiondi318@gmail.com)

Carla de Abreu D'Aquino - [carla.daquino@ufsc.br](mailto:carla.daquino@ufsc.br)

São Paulo, 2021

## **ABSTRACT**

The world has been facing several meteorological abnormalities, such as rising global temperature, rising concentrations of greenhouse gases, rising ocean temperatures and rising global sea levels, in addition to other specific cases that have been occurring across the globe. Therefore, the interest in renewable energy sources such as wind energy has grown in recent years around the world, including Brazil, which has wind energy as the second largest source of electricity. That way, the present study analyzed the influence of extreme wind events on the generation of electric energy in an experimental wind farm, called Sotavento Galicia S.A., located in southwestern Europe, in Galicia, Spain and evaluated possible impacts on the power generated. News reported in the media were used in the comparison with the wind speed data and output power data of a wind turbine obtained from a wind farm for statistical, comparative, visual analysis and application of filters between the wind weather data (wind speed and direction), and occurrences of extreme events. Not all events reported in the media showed up in the data filtering. The threshold filter and the block maximum approach filter presented better results. Moreover, correlation analysis showed a certain relation between wind speed and power. But the main result was a perception of the importance of the operation of the wind turbines which is linked to the control parameters for full operation and better use of the source, that attenuate the extreme winds occurrence, and their possible consequences in the power. It is expected that this study will support and inspire the development of other studies related to other wind extreme events. As it deals with programming, this study may also become a significant and advantageous product for companies in the sector, contributing to the improvement of energy generation and the creation of solutions for possible bad weather that may arise.

**Keywords:** extreme events; meteorology; wind energy.

## **1. Introduction**

The development of wind energy in the world has proven to be one of the most important and promising technologies in complementary generation and the pandemic has brought a challenge to economies and to the global wind industry like never before (GWEC, 2021). In 2020, the wind energy industry grew 53%, with 743 GW capacity installed. Only in Europe it has seen a growth of around 30% year after year in new installations, with 220 GW installed (GWEC, 2021). With 27.446 MW of accumulated capacity, wind energy was the second energy source in Spain in 2020. Currently the country has 1.265 wind farms avoiding the emission of 29 million tons of CO<sub>2</sub> em 2020 (AEEolica, 2021).

To install a wind farm, it is important to have many studies about the geography and meteorology of the place. The data collection period should be as long as possible for a good definition of the local wind regime and its energy generation potential (based on studies, at least one year of data extraction).

Considering the lack of studies analyzing meteorological data and their impacts on the day-to-day operation of a park and their possible impact on generation, the present work describes a case of an experimental wind farm called Sotavento Galicia SA, located in southwestern Europe in Galicia, northern Spain (SOTAVENTO, 2020).

The study aims to carry out an analysis of extreme weather events over a year and their impacts on the power of a wind turbine. Python programming language was used to process and analyse meteorological data, to identify discrepant phenomena and their correlation with the wind turbine data. As it deals with programming, this study may also become a significant and beneficial product for companies in the sector, contributing to the improvement of energy generation and the creation of solutions for possible bad weather.

Brazil has also been moving forward in this sector. In recent years, Wind Energy has gained space in the Brazilian energy matrix and today has 17.75 GW in installed capacity in 686 plants, occupying the second place in relevance in the Brazilian electrical matrix, only behind Hydroelectric Power Plants (ABEEolica, 2021). This growth in Brazil also justified the present study, however, due to the non-availability of this data in Brazil, the wind farm in Spain was chosen.

## **2. Relevance and study area**

According to the United Nations (UN), there are some important indicators of climate change in the world, such as increases in global average surface temperature, atmospheric concentrations of greenhouse gases, ocean temperature, global sea level, acidification of the oceans, increase in the extent of sea ice and mass balance of glaciers (WMO, 2020).

In addition, several bibliographies cited the occurrence of the so-called abnormal or extreme meteorological events such as more intense and larger rains, stronger and sudden winds, sudden changes in the direction of the wind, high temperatures, waves of cold, large accumulation of snow and higher occurrence of electrical discharges. They are often classified as rare, intense or severe (BENISTON, et al., 2007).

In Brazil, the wind power generation is concentrated in the Northeast and South regions of the country. However, both regions have also suffered these weather impacts. In the southern region of the country, there are cold fronts and sudden variations in pressure, the

occurrence of intense winds and extreme weather events. An example was the case of Hurricane Catarina, which occurred on March 27th and 28th, 2004 which developed from an extratropical cyclone in the south atlantic, and evolved into a subtropical cyclone, reaching southern Santa Catarina and northern Rio Grande do Sul. Also, more recently, Cyclone Bomba, extratropical cyclone formed when there is a fall expressive atmospheric pressure in a 24-hour interval, which occurred on June 30th, 2020, whose event recorded wind gusts above 130 km/h off the coast of Santa Catarina (OTOBONI, 2020).

Thus, the present study sought to analyze the influence of these phenomena on the day-to-day production of energy in a wind farm and to assess the possible impacts on energy generation. These studies and data analysis can have great significance, serving as support for investment decisions within wind farms and inspiration for the development of other studies related to wind energy. In addition, it can yield as a basis for the development of security measures or new technologies, allowing greater reliability and energy security against possible weather related to climate change.

In Brazil, it was not possible to obtain open data information of a wind farm to perform the study, so the data used were provided by Sotavento wind farm with open data source located in Galicia, Spain.

Spain is a country on the European continent (Figure 1), located at mid-latitudes in the temperate zone of the Northern Hemisphere. The country has 506,030 km<sup>2</sup> of land area and has 46,736,782 inhabitants. Its capital is the city of Madrid (ESPAÑA, 2020).

Figure 1 – Map of Spain - Sotavento Wind Farm's location, north coast of Spain.



Source: (Modified from Google Earth, 2020).

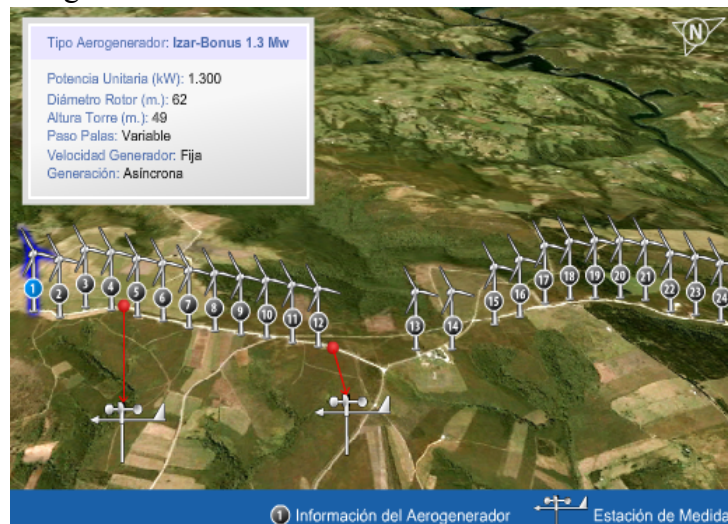
Sotavento Galicia S.A. park, it is located in the Northwest of the country in the autonomous region of Galicia, whose regional capital is Santiago de Compostela. It is an Experimental Wind Farm created by public and private initiatives, namely the Institute for Diversification and Saving of Energy (IDAE) and the Galician Energy Institute (Energy Institute of Galicia) (INEGA ), SA, and three private companies representing the electricity sector in Galicia: Enel Green Power Spain, SA, Iberdrola Renovables Galicia, SA and Energy of Galicia, SA (ENGASA). Sotavento Wind Farm has 17.56 MW of installed capacity, consisting of 24 turbines (Figure 2) of 9 different models, belonging to 5 manufacturers (SOTAVENTO, 2020) as shown in Table 1 (SOTAVENTO, 2020).

Table 1 - General characteristics of wind turbines

| Turbine             | Power (kW)   | Rotor diameter (m) | Tower Height (m) | Blade pitch | Generator Speed | Generation   |
|---------------------|--------------|--------------------|------------------|-------------|-----------------|--------------|
| Neg Micon NM-48 750 | 750          | 48                 | 45               | Fixed       | Fixed           | Asynchronous |
| Gamesa G-47         | 660          | 47                 | 45               | Variable    | Variable        | Asynchronous |
| Made AE-46          | 660          | 46                 | 45               | Fixed       | Fixed           | Asynchronous |
| Izar-Bónus MK -IV   | 600          | 44                 | 40               | Fixed       | Fixed           | Asynchronous |
| Ecotecnia 44/640    | 640 (2x 320) | 44                 | 46               | Fixed       | Fixed           | Asynchronous |
| Neg Micon NM-52 900 | 900          | 48                 | 45               | Fixed       | Fixed           | Asynchronous |
| Made AE-52          | 800          | 52                 | 50               | Variable    | Variable        | Synchronous  |
| Made AE-61          | 1320         | 61                 | 60               | Fixed       | Fixed           | Asynchronous |
| Izar-B ónus 1.3MW   | 1300         | 62                 | 49               | Variable    | Fixed           | Asynchronous |

Source: (SOTAVENTO, 2020).

Figure 2 - Distribution of Turbines in Serra da Loba.



Source: (SOTAVENTO, 2020).

### 3. Methodology

The methodology of this study consisted of: a) verifying media news about extreme weather events occurred in Galicia, b) making correlations with the data from the wind farm and c) applying filtering methods.

#### 3.1 Definition and classification of extreme events

Extreme weather events (or ramp events) in meteorological or climatological terms are: large deviations from a moderate climate state, and which can occur on scales ranging from days to millennia, with the short-term (weather-related) and medium events being the most important for human activities (climate-related), due to its potential for significant impacts (MARENGO, 2009). A ramp event represents a large variation in the power of a wind farm and can be characterized as the following parameters:

- Magnitude ( $\Delta P_r$ ): variation in power observed during the event;
- Duration ( $\Delta t_r$ ): the period in which a large variation occurred;
- Ramp rate: derives from the previous variables ( $\Delta P_r = \Delta t_r$ ) and gives an idea of the intensity of the event;
- Time( $t_0$ ):time of occurrence of the event that occurred. Start or central time of event duration;
- Direction: increase or decrease in power (GALLEGO-CASTILLO, 2015).

The most critical change to the system in a wind farm is the increase in wind speed, which directly interferes in energy production. For the analysis of the present study, some definitions found in the literature and their data filtering models were taken into account.

Lin (2016) defines an extreme event as any event in the atmospheric system that deviates from the mean of occurrence represents inherent danger in the affected system. In the present work, this definition was used as the foundation to filtering processes.

Extreme events can also be defined as those speeds greater than the cut-out speed of the wind turbine, which varies for each model (PANTELI; MANCARELLA, 2015), and which can be 25 m/s for 10 minutes and greater than or equal to 30 m/s when detected, which is the most common definition found in the literature. This definition was used to generate the threshold filter.

Another way to look at these events is through the general theory of extreme values. Called the block maxima approach, only the highest daily values of  $P_r$  observed at each block (year and/or season) are selected to form the time series (annual and/or seasonal) of extreme

values (COLES, 2001; EL ADLOUNI et al., 2007; PUJOL et al., 2007; FELICI et al., 2007 and FURIÓ & MENEU, 2011; KRUEL, 2015). In the present work, the method was used by applying the block maxima approach filter, considering the period from March 2019 to March 2020.

To identify ramps in wind time series, it was considered the use of an indicator that allows the identification of ramp events in a wind energy time series. This indicator is based on the variation observed between the two records of the period of the series, according to equation (1) below (GALLEGO-CASTILLO; CUERVA-TEJERO; LOPEZ-GARCIA, 2015).

$$S_t = P_{(t+\Delta tr)} - P_t \quad (1)$$

In this case, the variation sign allows determining whether the ramp is positive,  $S_t > \Delta P_0$ , or negative,  $S_t < -\Delta P_0$ , with  $\Delta P_0$  being the threshold value. A list of references is provided in Table 2 (GALLEGO-CASTILLO; CUERVA-TEJERO; LOPEZ-GARCIA, 2015) and used as reference to test power percentages in the ramp binary classification filter.

Since this definition only takes into account the final values of a specific time interval, different directions can lead to inaccurate identification of the ramp (GALLEGO-CASTILLO; CUERVA-TEJERO; LOPEZ-GARCIA, 2015).

The filters produced were built and published in Google Collaboratory, whose programming language is Python.

Table 2 - Definitions of ramp binary classification reviewed in literature.

| Author                | $\Delta P_0$ | $\Delta t_r$ | Case study size | Comment                 |
|-----------------------|--------------|--------------|-----------------|-------------------------|
| Cutler [10]           | 75% $P_R$    | 3 h          | 65 MW           | Hourly resolution       |
| Cutler [10]           | 65% $P_R$    | 1 h          | 65 MW           | 10-min resolution       |
| Freedman [12]         | 200 MW       | 30 min       | ~ 1 GW          |                         |
| Truewind [11]         | 20% $P_R$    | 1 h          | n/s (portfolio) | Threshold for ramp-up   |
| Truewind [11]         | 15% $P_R$    | 1 h          | n/s (portfolio) | Threshold for ramp-down |
| Potter [8]            | 10% $P_R$    | 1 h          | ~ 1 GW          |                         |
| Greaves [7]           | 50% $P_R$    | 4 h          | 3–240 MW        |                         |
| Barbour [21]          | 20% $P_R$    | 30 min       | ~ 200 MW        | Core ramp               |
| Collier [25]          | 50% $P_R$    | 4 h          | n/s             |                         |
| Bradford [24]         | 20% $P_R$    | 1 h          | n/s (wind farm) |                         |
| Bossavy [23]          | 50% $P_R$    | n/a          | n/s (wind farm) |                         |
| Kamath [30]           | 10–12% $P_R$ | 30 min       | ~ 1 GW          |                         |
| Kamath [30]           | 15–20% $P_R$ | 1 h          | ~ 1 GW          |                         |
| Gallego-Castillo [34] | $\sigma_g$   | 1 h          | 33 MW           |                         |
| Cutler [28]           | 200 MW       | 30 min       | 868 MW          |                         |
| Cutler [28]           | 150 MW       | 5 min        | 868 MW          | Threshold for ramp-down |
| Cutler [28]           | 150 MW       | 30 min       | 286 MW          |                         |
| Cutler [28]           | 75 MW        | 30 min       | 140 MW          |                         |
| Zareipour [31]        | 50 MW        | 10 min       | n/s (portfolio) |                         |
| Pinson [35]           | 50% $P_R$    | 4 h          | n/s (wind farm) |                         |
| Bossavy [54]          | 30% $P_R$    | n/a          | 8 MW            |                         |
| Yang [56]             | 15% $P_R$    | 1 h          | n/a             |                         |
| Fernandez [42]        | 25% $P_R$    | 3 h          | 18 MW           |                         |
| Suzuki [45]           | 15% $P_R$    | 6 h          | n/s (wind farm) |                         |
| Revheim [58]          | 30% $P_R$    | 3 h          | n/a             |                         |
| Heckenbergerova [57]  | 50% $P_R$    | 5 h          | 68 MW           |                         |
| Gan [61]              | 40% $P_R$    | n/a          | n/s (wind farm) | Threshold for ramp-up   |
| Gan [61]              | 30% $P_R$    | n/a          | n/s (wind farm) | Threshold for ramp-down |

Source: (GALLEGO-CASTILLO; CUERVA-TEJERO; LOPEZ-GARCIA, 2015).

### 3.2 Mapping the extreme events

The search for news about possible extreme events during the study period were realized in the media using Spanish words on Google, so there could be several different news sources. The key words were winds (vientos), strong (fuertes), Galicia, extreme and fusions ‘vientos fuertes en galicia’ and ‘vientos extremos’. The news provided dates and wind speed values that served as reference and comparison guides for the analysis in the time series of data.

The main web sites where news were found were: <https://www.rtve.es/eltiempo/>, <https://www.lavozdegalicia.es/> and, <https://www.lavanguardia.com/>.

### 3.3 Data treatment

The data were obtained on the platform of the Sotavento wind farm, in the period from March 1st, 2019 to March 31st, 2020, with an interval of every ten minutes. These data were organized and exported to Google Collaboratory, whose language is Python, containing "Date", "Wind Speed (m/s)", "Direction (°)" and "Power (kWh)" information. The missing data were replaced with NaN (not a number) since making approximations by interpolation would make the data imprecise, attributing errors to the results.

The exploratory data analysis was performed through graphical views and descriptive statistics, including the mean, median, mode, standard deviation, maximum and minimum.

### 3.4 Integrated data analysis

The integrated analysis allowed identifying the extreme event described by the media in the time series of wind speed and power and verifying possible correlations between the data. The investigation of the relationships between data, meteorological behavior, wind speed and the output power recorded for that moment were carried out using the coefficient of determination  $r^2$ , or Pearson's coefficient, that is the ratio between the explained variation and the total variation (LARSON; FARBER, 2016):

$$r^2 = \frac{\text{explained variatin}}{\text{total variation}} \quad (2)$$

That is, the value of  $r^2$  means how much y is explained by the combination x and y.



## 4. Results and discussion

### 4.1 Events identified in the news

During the period from March 1st, 2019 to March 31st, 2020, 39 days were identified with news warning the occurrence or possibility of strong wind. However, some days may be dealing with the same event with news published on different days. The most relevant ones are highlighted in Table 3 and compared with data recorded at the Sotavento Wind Farm.

Table 3 - Comparison between media events and Sotavento Wind Farm data.

|                          |            | Media      |            | Sotavento     |
|--------------------------|------------|------------|------------|---------------|
|                          |            | Wind (m/s) | Gust (m/s) | Maximum (m/s) |
| Hurricane Pablo          | 10/28/2019 | 23.61      | 36.11      | 10.43         |
| Tropical Storm Sebastián | 11/26/2019 | -          | 27.78      | 20.89         |
| Low Pressure System      | 12/11/2019 | -          | 22.22      | 11.48         |
|                          | 12/12/2019 |            |            | 16.65         |
|                          | 12/13/2019 |            |            | 15.15         |
|                          | 12/14/2019 |            |            | 19.68         |
|                          | 12/15/2019 |            |            | 15.94         |
|                          | 12/16/2019 |            |            | 8.33          |
| Elsa Storm               | 12/19/2019 | -          | 44.44      | 22.54         |
| Fabien Storm             | 12/21/2019 | 25.00      | 36.11      | 25.86         |

On Table 3 it can be seen that the Fabien Storm presented a similar value in the news and in the data. For Tropical Storm Sebastián and in the low pressure system, the maximum speed was close to the predicted gust value for those events. However, for Hurricane Pablo, the Sotavento park did not register high wind speed values. The observation of the media indicated a greater occurrence of extreme events concentrated between October and January, representing mostly the presence of the Spanish winter.

It was found in the news two events with wind speed above 25 m/s (usually the cut-out speed of a wind turbine): 06/03/2019 with 25.26 m/s and 21/12/2019 with 25.68 m/s registered in Sotavento, respectively (Figures 3, A and B).

Figure 3 - A) March 6th, 2019 news. B) December 20th, 2019.

A)

### Hoy, lluvias persistentes o fuertes en Galicia, Sistema Central y Pirineos

Madrid, 6 mar (EFE).- La Agencia Estatal de Meteorología (Aemet) preve para hoy, miércoles, precipitaciones persistentes en Galicia, Sistema Central y Pirineos, sin descartar que sean localmente fuertes, y viento fuerte de componente sur en la mayor parte de la Península.

El viento soplará del sur y el suroeste con bastante intensidad en la Península, siendo fuerte en Galicia y con intervalos de fuerte en otras muchas zonas, especialmente del extremo norte y vertiente atlántica. En Canarias, viento del noroeste girando a noreste.

B)

### Galicia estará en alerta roja por fuertes vientos costeros este sábado

Así, los niveles de peligro en el mar se situarán en el máximo nivel y en la superficie terrestre las rachas de viento serán más persistentes que los días anteriores.

Source: A) modify of RTVE, 2020; B) modify of El Correo Gallego, 2020.

## 4.2 Meteorological data

Table 4 presents the descriptive statistics of the wind speed data time series, with monthly values and annual totals for the period from March 2019 to March 2020.

Table 4 - Wind speed data (m/s) summary in Sotavento - March 2019 to March 2020

|              | <u>Avg Speed</u> | <u>Std. Dev.</u> | <u>Median</u> | <u>Mode</u> | <u>Min. Speed</u> | <u>Max. Speed</u> |
|--------------|------------------|------------------|---------------|-------------|-------------------|-------------------|
| Mar/19       | 7.22             | 3.77             | 6.49          | 4.12        | 0.35              | 25.26             |
| Apr/19       | 6.51             | 3.01             | 6.09          | 4.88        | 0.35              | 19.51             |
| May/19       | 6.02             | 3.30             | 5.27          | 3.95        | 0.40              | 23.19             |
| Jun/19       | 4.53             | 2.62             | 4.03          | 0.35        | 0.35              | 21.99             |
| Jul/19       | 4.88             | 2.09             | 4.58          | 4.74        | 0.35              | 12.29             |
| Aug/19       | 5.13             | 2.76             | 4.74          | 4.65        | 0.35              | 18.49             |
| Sep/19       | 7.10             | 2.58             | 6.90          | 7.15        | 0.35              | 16.69             |
| Oct/19       | 5.91             | 3.12             | 5.67          | 0.35        | 0.35              | 17.61             |
| Nov/19       | 9.15             | 4.08             | 8.89          | 8.66        | 0.35              | 23.18             |
| Dec/19       | 7.53             | 4.32             | 6.81          | 7.84        | 0.35              | 25.86             |
| Jan/20       | 8.19             | 4.56             | 7.36          | 3.88        | 0.35              | 21.20             |
| Feb/20       | 7.55             | 4.22             | 7.21          | 0.35        | 0.35              | 23.29             |
| Mar/20       | 6.82             | 3.90             | 5.91          | 5.50        | 0.35              | 22.88             |
| <b>Total</b> | <b>6.63</b>      | <b>3.70</b>      | <b>5.91</b>   | <b>0.35</b> | <b>0.35</b>       | <b>25.86</b>      |

The total average was 6.63 m/s, November 2019 and January 2020 present the higher values. The standard deviation was 3.7 m/s, while the minimum speed of 0.35 m/s occurs in every month except May 2019 and the maximum of 25.86 m/s occurred in December 2019 (winter season). The mode of the total period was 0.35 m/s. The median had a value of 5.91.

In November, where the highest median occurred, there was also the highest average speed of 9.15 m/s and in June, where the lowest median occurred, there was also the lowest average speed of 4.53 m/s. The speeds with the highest occurrence are concentrated between 2.5 m/s and 7.5 m/s, as shown in Figure 4.

Seasonally, autumn had the highest average speed (7.53 m/s) followed by winter with 7.41 m/s. Spring had the lowest average wind speed (5.69 m/s), but the lowest recorded maximum speed occurred in summer, which presents the lowest standard deviation.

Figure 4 - Wind Speed Histogram from March 2019 to March 2020.

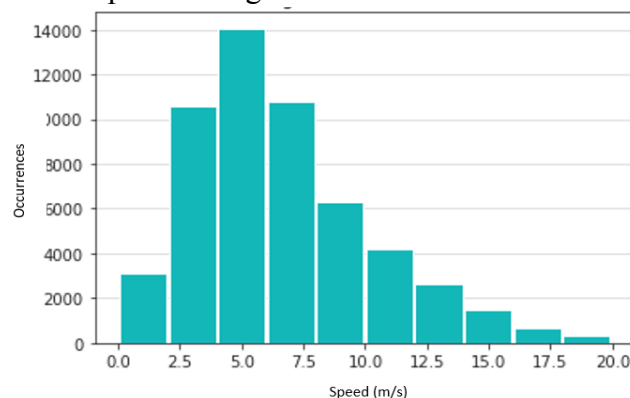
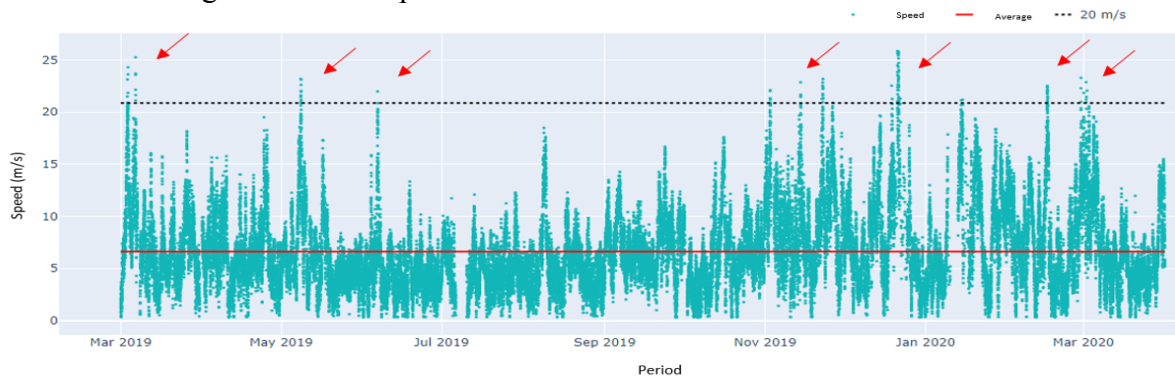


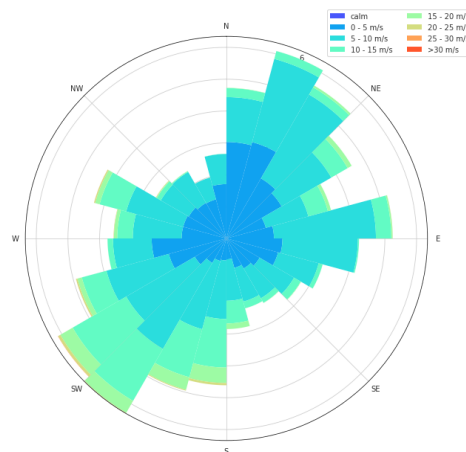
Figure 5 presents the time variation in wind speed; peaks were observed in March, May, June, November and December 2019, and also in February and March 2020. All these months have maximum speeds above 20 m/s.

Figura 5 - Wind speed variation from March 2019 to March 2020



Wind direction is shown in Figure 6, the wind rose presents the distribution of occurrences of wind in all directions, predominantly in the southwest and north-northeast. The directions from South to West have the highest intensities of winds and winds from Northwest and Southwest are less frequent and less intense.

Figure 6 - Wind rose for the period from March 2019 to March 2020.

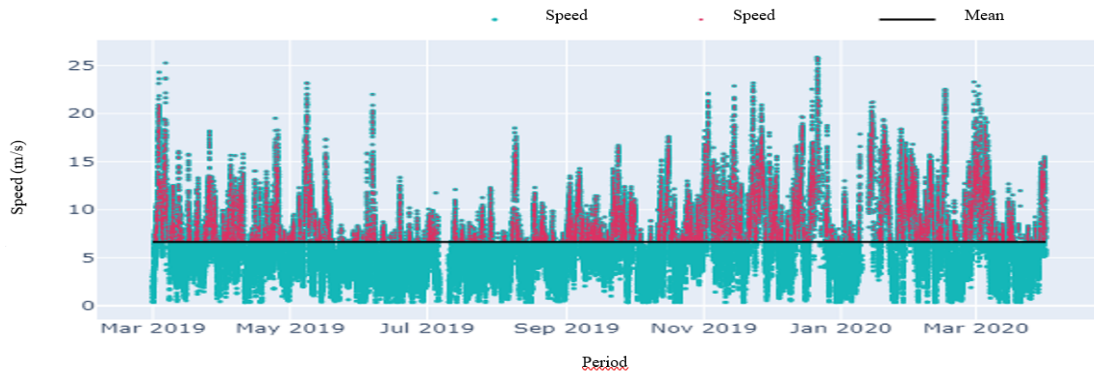


### 4.3 Filtering analyses

Four filtering methods were applied in the time series for identification of extreme events occurring in the data. The block maximum approach was the method that showed better results. Each filter presents differences that emphasize different aspects of the wind and power data.

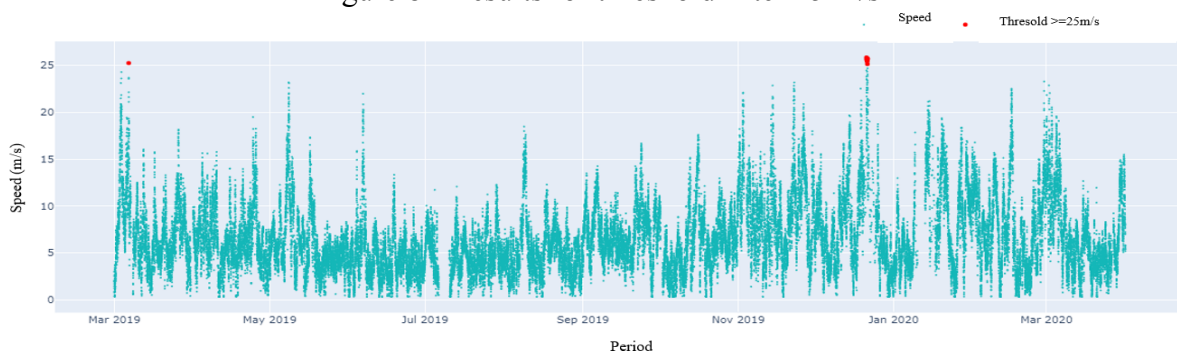
According to Lin (2016, p. 132), “extreme weather events are understood as any event in the atmospheric system that deviates from the average of occurrence and represents an inherent danger in the affected system”. Figure 7 presents the velocity values according to Lin's method. In blue, the distribution of full-period velocities and values that deviate from the mean are highlighted in red. The period average is equal to 6.63 m/s.

Figure 7 - Velocity and arithmetic average of velocity.



While using a threshold it consists in determining a value and those values above this threshold indicate risk to the system. In this case, 25 m/s was determined as a limit measure (Figure 8), since most types of wind turbines present this value for cut-out speed. In addition, when exposed to this speed for a period of 10 minutes, the safety system is activated and the wind turbine shuts down. Another situation for shutdown occurs when the system detects a speed of 30 m/s. In the study period, no occurrences above 30 m/s were observed.

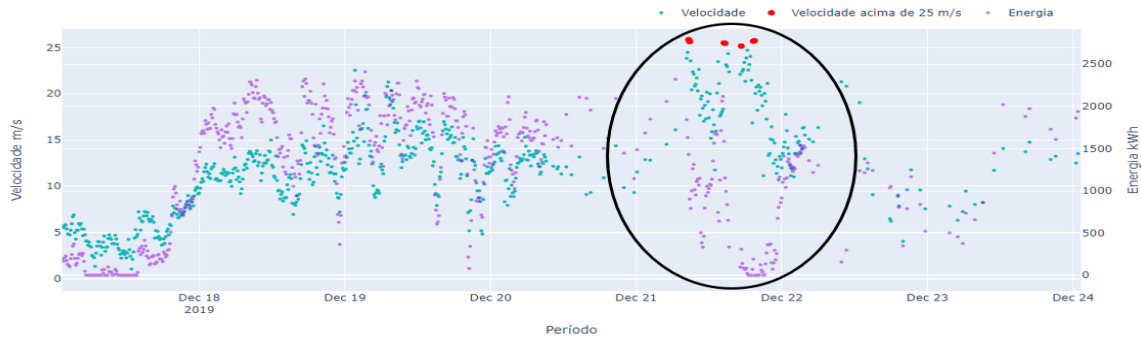
Figure 8 - Results for threshold filter 25 m/s



In Figure 8, it is observed that eight occurrences of speeds above the threshold of 25 m/s were recorded on March 6th and December 21th 2019, which were also reported in the media. Figure 9 shows the speed and power for December 17th-24th, 2019 highlighting December, 21th. Around 2 pm, when speeds of 25.5 m/s and 25.45 m/s occurred, power generation started to drop, this could mean that control systems started to operate, avoiding

the stop system with a breakdown. Looking at the time series, so far power and speed were "going together" and in a related way, but after the occurrence of a speed of 25.5 m/s, the system showed a power drop that was only regularized from the 22nd, at 00:00 h.

Figure 9 - Speed and power of December 20th-22nd, 2019 - speeds above 25 m/s in red.



For block maxima approach the daily maximum speeds and power were selected. The maximum speeds (Figure 10), shows more salient peaks in the series in the first week of March 2019 and May and also in June. November is marked by some sequential peaks and December with a greater eminence in the week of the 17th to the 27th. There is also a peak on the 20th of February 2020 and between the 30th of February and the 9th of March 2020.

Figure 10- Daily speed maximums from March 2019 to March 2020.

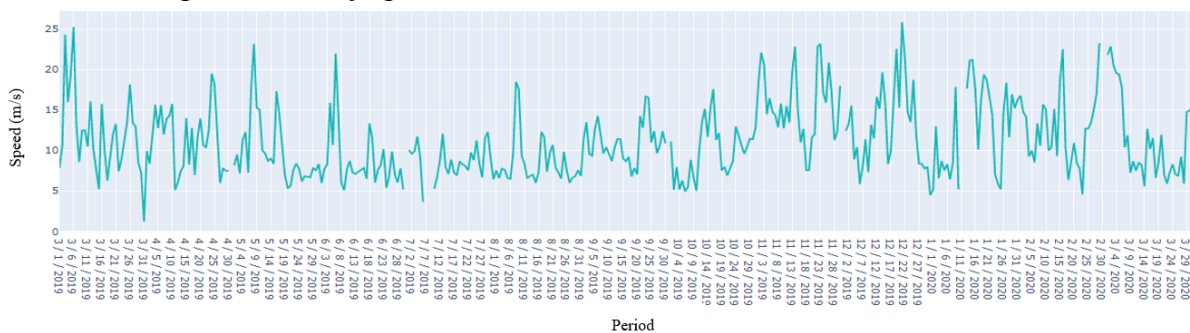
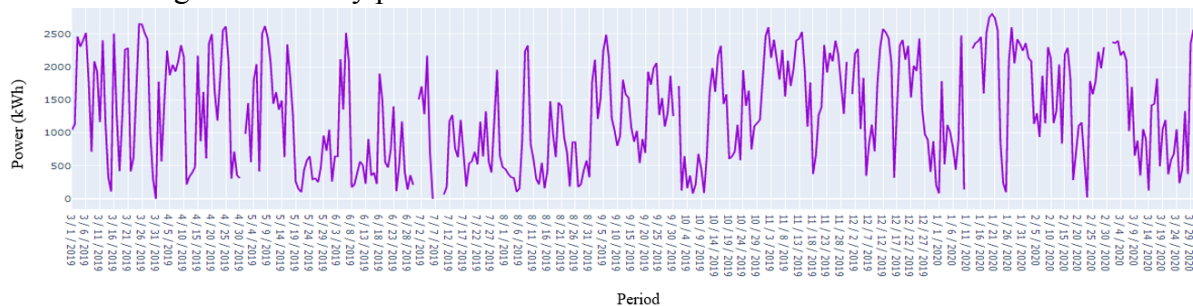


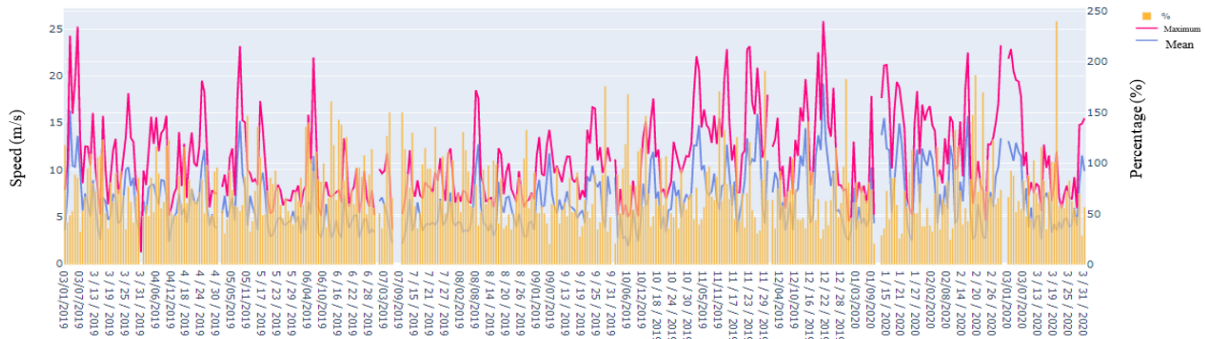
Figure 11 - Daily power maximums from March 2019 to March 2020.



For maximum power (Figure 11), the peaks are not so evident which demonstrates the influence of wind turbine control parameters seeking to obtain high power even with the

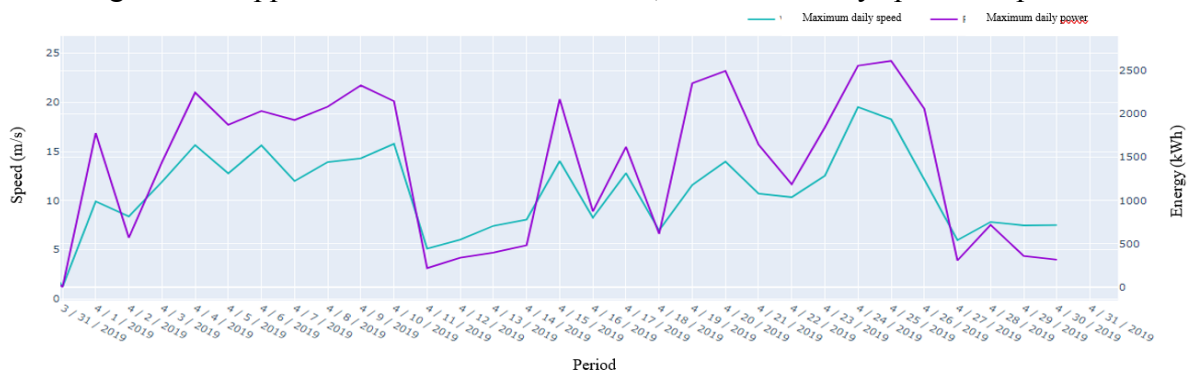
speed drops. In addition, the daily speed averages were separated to verify how much the maximums deviate from the average (%) (Figure 12), which are mostly 51% higher.

Figure 12 - Mean (m/s), maximum (m/s) and daily deviation percentages (%) of wind speed.



In Figure 13, April 2019 was used to exemplify times where the higher maximum speed and higher maximum power rates were obtained. Between days 20 and 21 the speed pattern was a little lower than days 3 to 10 and still registered higher power output.

Figure 13 - Approach of maximum in blocks, maximum daily speed and power.



Until the present moment of this work, it cannot be affirmed that the maximum powers are directly related to maximum speeds, although there are times when this situation occurs. This may be due to parameters of the wind turbines, such as pitch and yaw control, seeking to prolong the efficiency of the wind turbine for a given speed or minimize effects that may initiate systems of safety or damage to the wind turbine.

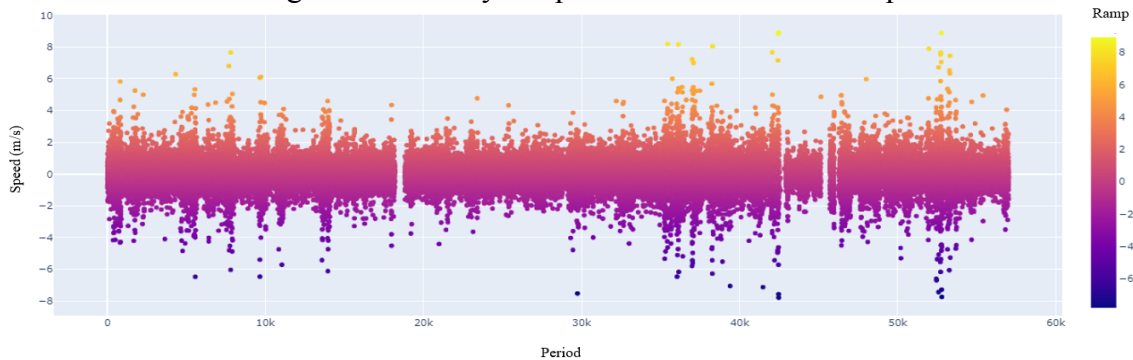
In wind turbines the most common way to limit or control the power generated is by varying the pitch angle of the blades ( $\beta$ ), where there may be a more aerodynamically efficient pitch angle (usually  $0^\circ$ ). From this point of greater efficiency, the torque generated by the turbine can be reduced by positive or negative variations of  $\beta$ . Positive variations produce a decrease in the angle of attack ( $\alpha$ ). Negative variations of  $\beta$  produce an increase in

the angle of attack  $\alpha$  inducing the stall effect (detachment of the boundary layer at the back of the airfoil, reducing airflow circulation around the profile, decreasing lift and increasing drag) (TARNOWSKI, 2006).

The turbine has a nominal value for the incidence of winds, this value is linked to the condition of nominal power of the wind turbine, but for winds that exceed this speed it is necessary that the power does not exceed its nominal value to preserve the entire structure of the system. Therefore, for wind values above the nominal the control starts to increase the pitch angle ( $\beta$ ) in order to limit the power to its nominal value, causing the blades to decrease their incidence angle causing a drop in the power coefficient ( $C_p$ ), while trying to keep the power constant. In the operating mode in which the winds are below the nominal value, the control must maintain the generation at the maximum levels of energy capture, that is, keep the pitch angle equal to zero (CINTRA; MACHADO, 2019).

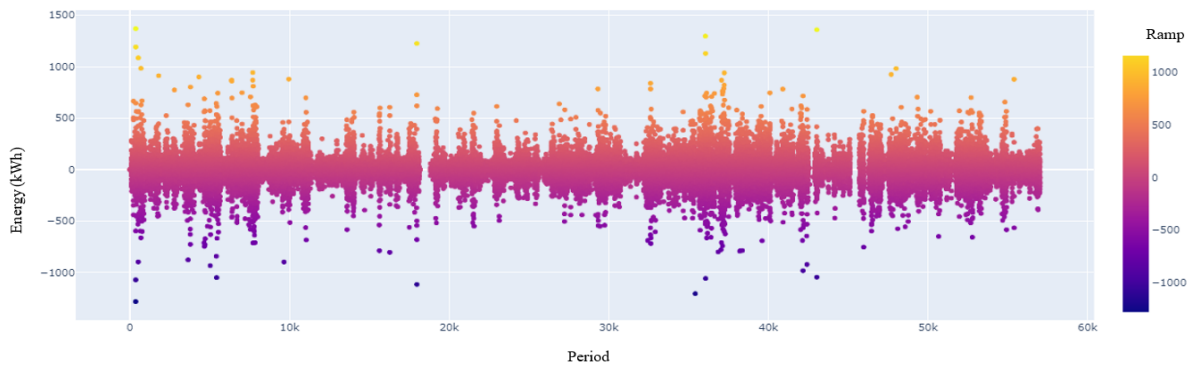
In Figure 14 (from 0 to -8, from purple to blue, negative values (descent slopes). From 0 to 8, from purple to yellow, positive values (ascent ramps)) it can be seen that there are fewer cases of negative values than positive values. In addition, for ascent data, there is greater spacing between points, a larger slope with greater differences in values between two consecutive moments.

Figure 14 - Binary ramp classification for wind speeds



The same graph was produced for output power data in Figure 15 and presents more spread out data. The number of ascent ramps was slightly greater than the number of descent ramps, so there is a correspondence between speed and power.

Figure 15- Binary classification in ramp for the output powers.

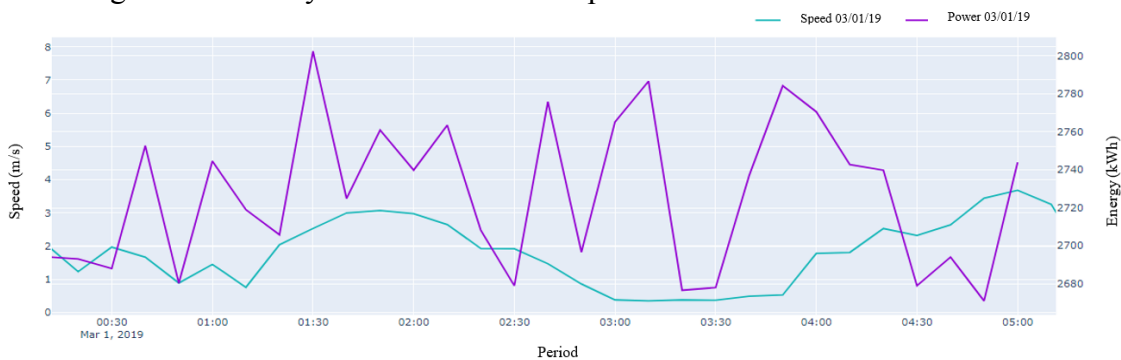


This filter used blocks of 1 day (24 hours), from the total period (March 2019 to March 2020), considering an interval of 10 minutes between each data record, and 35% of the installed capacity.

The output power is also controlled by parameters independent of wind speed, the ideal would be to have access to specific data from each wind turbine to better investigate the events one by one, however these data represent a commercial secret and are difficult to release for non-use. commercial.

March 1st, 2019 stood out as the only occurrence for this filter. Therefore, the filter is not completely suitable for the selection of extreme events, since it failed to select many other data that even appear in the media. Only until 5 am on March 1st, the system registered 35% of the installed capacity, even with very low speed data ranging from 0 to 3.5 m/s. This behavior may be associated with a ramp the day before that is not included in the study data. Highlighting the time of occurrence of this ramp (Figure 16), it is observed that there are low speed fluctuations, the power generation is quite varied and not directly related to the wind speed at the moment.

Figure 16 - Binary classification in ramp from 00:00 to 05:00 of 03/01/2019.

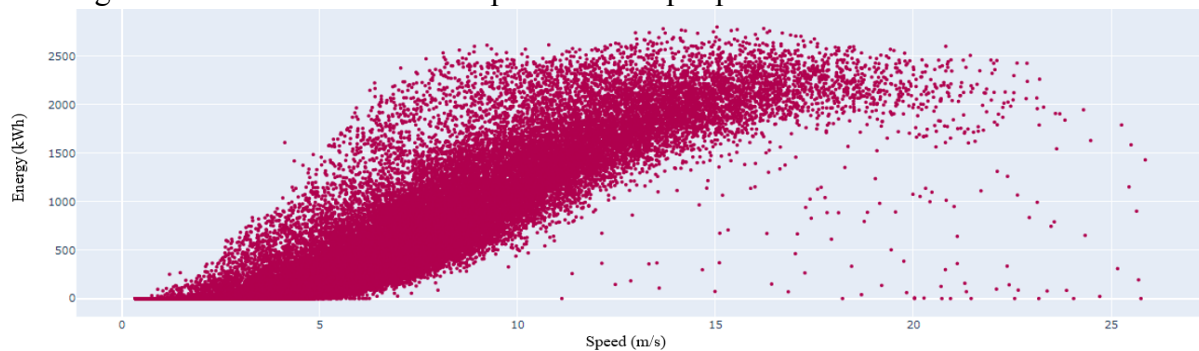




#### 4.4 Integrated data analysis

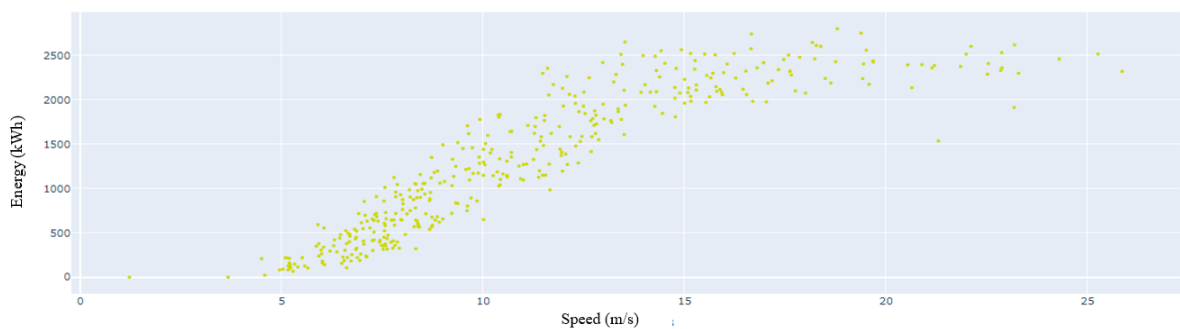
The value of  $r^2$  for speed and output power was 0.79, that is, 79% of the period wind speed explains or is related to output power. Figure 17 shows a dispersion in velocity values above 10 m/s, where the powers were lower. This can be a result of the control and adjustment parameters of the wind turbines, which act to regulate the output power.

Figure 17- Correlation between speeds and output powers for the entire time series.



The same pattern is observed for daily maximum speeds and daily maximum power (Figure 18),  $r^2$  is 0.80, where the maximum speed explains 80% of the maximum power.

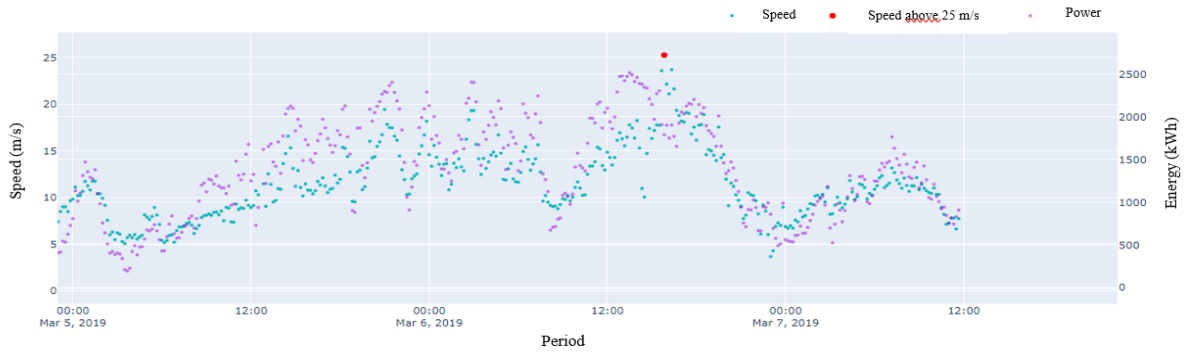
Figure 18 - Correlation between maximum daily speeds and power for the entire time series.



LIN's filter presents no filtering related to the data regarding the determination of the days on which extreme events occurred. The method presented a result that was too vast for certain correlations between meteorological data and media news obtained.

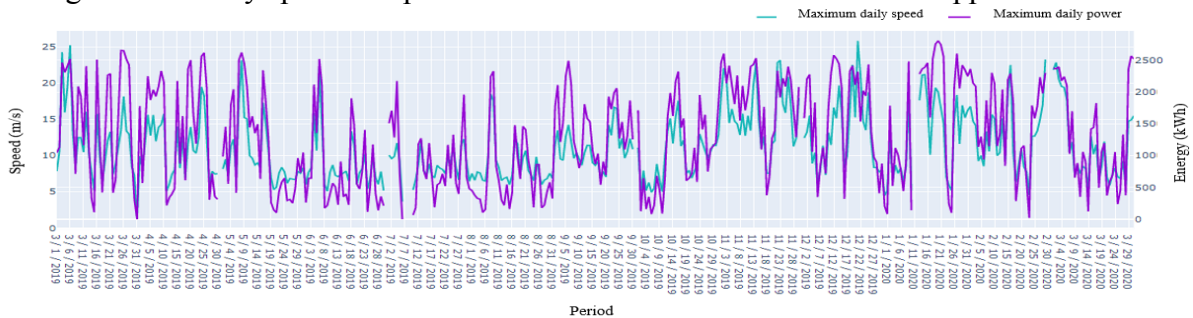
The Threshold filter (with 25 m/s reference) presents two occurrences March 6 and December 21, 2019 that have correspondence in the news. Figure 19 shows the speed and power data for March 6, 2019.

Figure 19 - Speed and power March 6th, 2019.



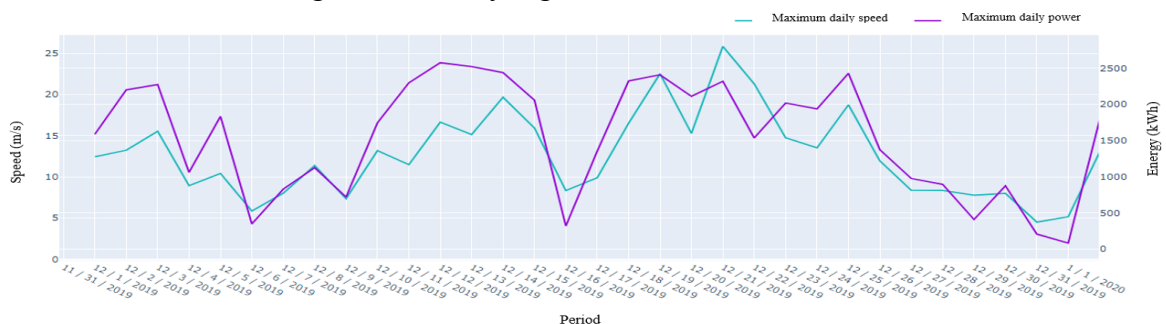
In March 2019, a relation between the speed of 25.26 m/s and the generated energy of 1791.14 kWh was verified. For the block maxima approach, the visualization of the relationship between output power and speed became more noticeable (Figure 20).

Figure 20 - Daily speed and power maximums in the block maximum approach filter.



Selecting December 2019 to exemplify the data visualization in Figure 21, it is observed that the speed and power relationship occurs in an associated manner in most of the period, with the exception of the interval between December 20th and 22nd, as previously discussed in topic 4.3.2, confirming observations on the behavior of wind turbines.

Figure 21 - Daily highs for December 2019.



The binary ramp classification with good results only for 35% of the installed power showing March 1st, 2019 between 00:00 and 05:00 hours, as presented in

4.3.4. At these times, speeds were low and did not exceed 3.68 m/s. March 1st, 2019 did not appear in media publications.

## 5. Conclusion

According to the results presented, it cannot be stated that the highest output powers occur at higher speeds, despite the available energy being directly related to the wind speed at the hub height, as demonstrated by formula (1) in topic 3.1. This may be more related to the wind turbines control parameter and the strategic planning of the park to avoid possible situations where security systems are activated. However, it was observed that about 79% of the power outputs are directly related to wind speed.

During the study period 39 days were found in the media reporting extreme events, however in the Lin filter there is a result of almost 50% of the time series that represent these events. The threshold filter found eight occurrences, the block maximum approach shows some moments where it is easier to find some correlation but it has not shown media occurrences, and the ramp binary classification only worked to one day showing the 35% of the installed capacity as reference.

The definition of LIN, 2016, was not adequate for the study of wind extremes, as it is very broad and not very relevant in the case of a period of one year of data, as it depends on the average and is less influenced by observations. The threshold filter in the case of the study when considering only meteorological data presents a clear and objective way to analyse the time series. However, considering the media data, it does not find the cases pointed by. The block maximum approach was the method that obtained greater clarity in its results, as it allowed a more detailed analysis. However, no correspondence was observed between the days reported in the media and the days of maximum observed power. A very limited selection was obtained by the binary classification in ramp,, excluding other data. In addition, the interval selected by this method exhibited an oscillatory behavior of powers in relation to velocity data, which were much lower than expected for such velocities.

The use of filters proved that the analysis of meteorological data can be examined from macros to micro details, seeking to make analyzes according to the objective in question. Furthermore, as the work required a large amount of data, filters were essential for selecting the analysis intervals. It was observed that not all kinds of filters are indicated to find extreme wind events. The Python programming language was of great importance in carrying out the work, making it easier to handle the large amount of data.

The study carried out proved to be important since the planet is moving towards an energy transition and a renewable future and the search between extreme climatic relationships and the day to day of different forms of energy generation must be increasingly investigated.

As an indication of future work, it is recommended to check the relationship of extreme events with technical and cost impacts on the system and on the electrical network. There is also the possibility of verifying the prediction of these events and what actions should be taken to plan the network and the system to support them with minimal or no damage.

## 6. References

ABEEólica. **Boletim Anual de Geração 2020**. Associação Brasileira de Energia Eólica: Abeólica, 2021. Available in: [http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/06/PT\\_Boletim-Anual-de-Gera%C3%A7%C3%A3o\\_2020.pdf](http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/06/PT_Boletim-Anual-de-Gera%C3%A7%C3%A3o_2020.pdf)> Access in: July 13th, 2021.

AEE (Spain). **La eólica en España**. Associação Empresarial Eólica. Available in: <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana>>. Access in: July 11th 2021.

AEEOLICA (Spain). **Wind energy in Spain**. Available in: <https://www.aeeolica.org/en/about-wind-energy/wind-energy-in-spain>> Access in: July, 8th 2021.

BENISTON, Martin; STEPHENSON, David B.; CHRISTENSEN, Ole B.; FERRO, Christopher A. T.; FREI, Christoph; GOYETTE, Stéphane; HALSNAES, Kirsten; HOLT, Tom; JYLHÄ, Kirsti; KOFFI, Brigitte. **Future extreme events in European climate: an exploration of regional climate model projections**. Climatic Change, [s.l.], v. 81, n. 1, p. 71-95, 22 mar. 2007. Springer Science and Business Media LLC. <http://dx.doi.org/10.1007/s10584-006-9226-z>

CINTRA, João Leonardo Berdú; MACHADO, Thiago Campos. **Engenharia Elétrica e Engenharia de Controle e Automação**. 2019. 97 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica e Engenharia de Controle e Automação, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019. Available in: [http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/15670/1/CT\\_COEAU\\_2019\\_1\\_04.pdf](http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/15670/1/CT_COEAU_2019_1_04.pdf). Access in: November 19th, 2020.

ESPAÑA. LA MONCLOA - **Geografía**. Available in: <https://www.lamoncloa.gob.es/espana/paishistoriaycultura/geografia/Paginas/index.aspx#clima>. Access in: November 07th, 2020.

GALLEGO-CASTILLO, Cristobal; CUERVA-TEJERO, Alvaro; LOPEZ-GARCIA, Oscar. A review on the recent history of wind power ramp forecasting. **Renewable And Sustainable**

**Energy Reviews**, [s.l.], v. 52, p. 1148-1157, dez. 2015. Elsevier BV.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.154>.

GWEC. **Global Wind Report 2021** [s. l.]: Gwec, 2021. Available in:  
<<https://gwec.net/global-wind-report-2021/>>.Access in: July 12th, 2021.

KRUEL, Izabele Brandão. **EVENTOS METEOROLÓGICOS EXTREMOS EM UMA LOCALIDADE DO RIO GRANDE DO SUL: PROBABILIDADES DE OCORRÊNCIA E TENDÊNCIAS CLIMÁTICAS**. 2015. 56 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestre em Agricultura Tropical e Subtropical, Instituto Agrônômico, Campinas, 2015. Available in:  
<<http://www.iac.sp.gov.br/areadoinstituto/posgraduacao/dissertacoes/Izabele%20Brandao%20kruel.pdf>>.Access in: August 19th, 2020.

LARSON, Ron; FARBER, Betsy. **Estatística Aplicada**. São Paulo: Pearson Education do Brasil Ltda, 2016. 674 p.

LIN, Sung Chen. **Construção Social de Prevenção, Mitigação e Proteção Frente a Eventos Climáticos Extremos Com Atores Locais: Uma Experiência no Município de Araranguá/SC**. 2016. 1185 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Geografia do Centro de Filosofia e Ciências Humanas, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

OTOBONI, Jéssica. **O que é um ‘ciclone bomba’, que está causando estragos no Sul do país**. 2020. Available in:  
<<https://www.cnnbrasil.com.br/nacional/2020/07/01/o-que-e-um-ciclone-bomba-que-esta-causando-estragos-no-sul-do-pais>>.Access in: November 7th, 2020.

PANTELI, Mathaios; MANCARELLA, Pierluigi. **Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: impacts and possible mitigation strategies.: Impacts and possible mitigation strategies**. Electric Power Systems Research, [s.l.], v. 127, p. 259-270, out. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2015.06.012>. Available in: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S037877961500187X>>. Access in: April 09th, 2020

SOTAVENTO (Espanha). **Parque Eólico Experimental Sotavento: Investigación, divulgación y formación**. Available in: <<http://www.sotaventoGalicia.com/en/>>. Access in: March 24th, 2020.

TARNOWSKI, Germán Claudio. **Metodologia de regulação da potência ativa para operação de sistemas de geração eólica com aerogeradores de velocidade variável**. 2006. 123 f. Dissertação (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

WMO. **Statement on the State of the Global Climate in 2019**. Geneva, 2019. 44 p. Available in: <[https://library.wmo.int/doc\\_num.php?explnum\\_id=10211](https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=10211)>.Access in: April 09th, 2020.

# **On the use of stacked autoencoders to detect potential anomalies in wind turbine gearboxes: a preliminary investigation based on raw measured data**

Layse Freitas Boere de Moraes<sup>1</sup>, Milton Dias Junior<sup>1</sup>, Pedro Luiz de Souza Pinto Filho<sup>2</sup>, Vinicius Dennis Masello Vinhas<sup>2</sup>.

Structures and Machinery Dynamics Laboratory. University of Campinas, Mendeleev Street, 200, Campinas, SP<sup>1</sup>.

BR2W Soluções Ltda, das Américas Avenue, 500. Barra da Tijuca, Rio de Janeiro, RJ<sup>2</sup>.

[layseboere@gmail.com](mailto:layseboere@gmail.com)<sup>1</sup>;

[milton@fem.unicamp.br](mailto:milton@fem.unicamp.br)<sup>1</sup>;

[pedro.filho@br2w.com.br](mailto:pedro.filho@br2w.com.br)<sup>2</sup>;

[vinicius.vinhas@br2w.com.br](mailto:vinicius.vinhas@br2w.com.br)<sup>2</sup>

## **Abstract**

The breakthrough in wind capacity additions over the past few years has been driven by significant cost reductions. Intelligent maintenance has been shown very good results regarding prevent failures, which reduces unscheduled downtime consequently lowering O&M costs. A real WT's gearbox was monitored in the Northeast of Brazil, the data acquisition was performed according to ISO 10816 – 21 recommendations. A qualitative evaluation of the measurements was initially performed, and it was concluded that the monitored WT was classified in Zone C. Therefore, further investigation would be necessary in order to detect potential anomalies and failures, as well as to identify and assess the severity of damage to this gearbox and its bearings components. In this preliminary investigation, a stacked autoencoder (SAE) is proposed aiming to identify health and potential anomaly features by doing an automatic feature selection from the WT's vibration measured signals, while segregate identify health and potential anomaly features into different clusters in the SAE latent space. The SAE trained using 0.1 dropout presented the best results in this preliminary assessment. It reconstructed the signals with great quality, from which the FFTs contains all frequency components of interest, presenting minimal validation losses on their amplitudes. Furthermore, in addition to the main cluster already presented in other test results, this model generated a separated smaller cluster when its latent space was projected using TSNE. The FFT of the original signals separated by the cluster results showed that the proposed model successfully separated the potential anomalous signals from the healthy ones, placing them in distinct clusters.

## **1. Introduction**

Concerns about climate change have given rise to the need for the development of low-carbon technologies, and worldwide it can be observed a rapid shift from fossil fuel consumption to cleaner and renewable forms of energy (IRENA, 2019). In the last twenty years,

wind energy has developed and expanded in the energy market (GWEC, 2021; GWEC, 2018) and, recently it has become a well-established source of clean and cost-competitive energy throughout the world (IRENA, 2019) and from which strong and continuous growth is expected in the coming years (Mauricio *et al.*, 2020; GWEC, 2019).

The breakthrough in wind capacity additions in recent years has been driven by significant cost reductions, which are the result of several research projects aimed at developing technological improvements in this area (Mauricio *et al.*, 2020; Guo *et al.*, 2020; Gao and Sheng, 2018; Sheng and Ryan, 2017; Keller *et al.*, 2016).

In this context, intelligent maintenance solutions are already highly demanded aiming to reduce unscheduled downtime, consequently lowering operations and maintenance (O&M) costs (Mauricio *et al.*, 2020; Moghaddass and Sheng, 2019; Gao and Sheng, 2018; Sheng *et al.*, 2018; Sheng, 2017; Sheng and Ryan, 2017; Keller *et al.*, 2016; Sheng, 2016). There are two main approaches in condition monitoring (CM) of wind turbines (WT): the model-based approach and the data-driven approach (Guo *et al.*, 2020; Chen *et al.*, 2020). The data-driven solution relies on measurement data, and it is more suitable for the condition assessment of a high nonlinear and complex system such as real WTs (Rezaeianjouybari and Shang, 2020; Guo *et al.*, 2020; Chen *et al.*, 2020; Sheng, 2017; Keller *et al.*, 2016).

One strong related research topic regards applying big data analysis together with artificial intelligence models as a tool in CM of WTs (Rezaeianjouybari and Shang, 2020). This state-of-art method has been shown very good results regarding prevent failures, which consequently cut down unplanned costs that currently make up more than half of maintenance costs (Artigao *et al.*, 2018). Nowadays, a massive amount of data is rapidly generated and collected in real-time due to the evolution of smart sensing and Internet of Things (IOT), which provides a unique background to develop advanced data-driven frameworks aiming to determine the patterns, classify faults and assess system degradation trends (Mauricio *et al.*, 2020; Gao and Sheng, 2018; Sheng, 2017).

CM is a very consolidated area that is opening itself to a new and more modern approach and there is a significant number of studies that are still in their development stages. Nevertheless, the ones addressing applications on WT are still rarely. Some interesting works have been proposed in the last few years regarding the use of autoencoders built with dense layers, aiming CM on gearboxes and bearings in general machinery, among them: Yu (2019), Wang *et al.* (2018), Wang *et al.*, (2019a), Xu *et al.* (2020a) and Xu *et al.* (2020b) presented very successful cases of failures identification. However, up to the date of this work submission, there are only three works to be found addressing the use of AE aiming CM on gearbox and

bearing components of WTs, they are Jiang *et al.* (2017), Jiang *et al.* (2018) and Chen *et al.* (2020).

Jiang *et al.* (2017) proposed a Stacked Multilevel-Denoising Autoencoders (SMLDAEs) aiming to feature extraction and classification of complex vibration signals from WT's gearbox. One year later, Jiang *et al.* (2018) presented a new multivariate data-driven fault detection approach sliding window DAE with the same objective as their previously work. Also, Chen *et al.* (2020) proposed a model based on a moving window and multiple noise levels, aiming to detect potential anomalies of WTs. The present work contributes to this area addressing a correlated but slightly different problem, all above-mentioned works regard supervised learning problems, while this work is based on the study case which requires an unsupervised deep learning solution given that the database acquired from monitoring the Brazilian WT have no labels.

For a wind turbine, the vibration analysis is typically used to monitor the drivetrain (Sheng, 2017) and its gearbox often outcomes a very complicated vibration response caused by multiple planet gears meshing simultaneously and modulation effect (Wang *et al.*, 2019b; Hong *et al.*, 2017). Moreover, in real operation, the rotational speed and load condition are both time-varying due to the uncertain wind speed and intensity (Wang *et al.*, 2019b; Sheng, 2017; Hong *et al.*, 2017), hence the vibration signals measured from a real WT gearbox exhibit abundant noise, nonlinearity, and non-stationarity features provoked by varying speeds and loads (Salameh *et al.*, 2018; Sheng, 2017; Hong *et al.*, 2017; Jiang *et al.*, 2017).

Furthermore, it is unfeasible to manually process and analyze a huge database for health assessment, especially due to the need for feature selection and extraction. Therefore, the use of a deep learning model for this application is a wise and obvious solution. Also, due to the non-stationary nature of the signals measured from the real wind turbines, the frequency and amplitude of failure patterns can vary from one measurement to another, hence a deep learning model that can capture feature variations is essential. Based on what was previously exposed, the objective of this work is to use a stacked autoencoder model to process non-stationary vibration signals captured from monitoring real Brazilian wind turbines aiming at potential anomaly detection.

## **2. Autoencoders (AEs)**

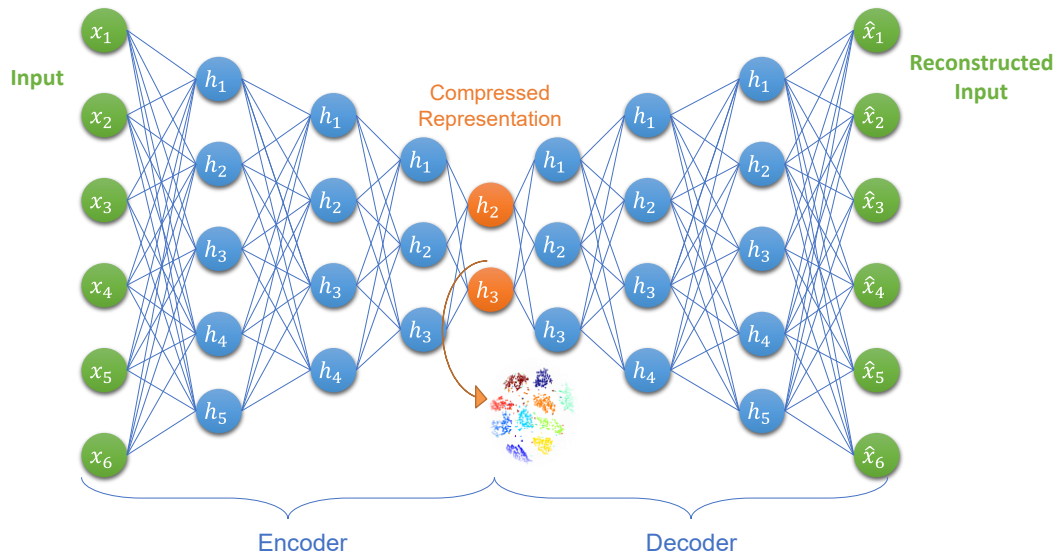
Autoencoders are neural networks (NN) capable of reconstructing their inputs and this process occurs in two steps. First, the encoder part of the NN learns the data representation using its hidden layers aiming to feature-extract a mapping function, and then the decoder maps



back the compressed representation formed in the latent space into the input space to obtain a reconstruction of data (Rezaeianjouybari and Shang, 2020; Goodfellow *et al.*, 2016).

There is not a particularity interest in an AE that only copies its inputs! However, AEs can learn useful properties of the data when restrictions are applied to force them to prioritize which aspects of the inputs should be learned (Goodfellow *et al.*, 2016). One way of doing this restriction is to build an encoder, in which the first hidden layer has a smaller dimension than the input (also called undercomplete AE) and each layer has a smaller dimension than its predecessor and do the opposite in the decoder part, creating a bottleneck in the middle of the NN as can be seen in Figure 2. The bottleneck forces the creation of a compressed representation of the original input which is used to reconstruct the input by the decoder (Detart, 2017).

Figure 1 Autoencoder architecture



Source: authors.

Although most important features of the data distribution can be learned using an undercomplete AE, this model can fail with the growth of encoder-decoder capability (Goodfellow *et al.*, 2016). So, an alternative approach is to regularize it using dropout or lasso regularization.

AEs are often nonlinear models, which present a great data distribution learn capability such as sparsity of the representation, smallness of the derivative of the representation, and robustness to noise or to missing (Goodfellow *et al.*, 2016). Moreover, as the model training processing progress, due to the undercomplete configuration, the model forces a dimensional reduction of the data, leading this deep model to automatic-select only the most important patterns in the database, in which compressed samples that are more similar with each other tend to cluster together in the latent space. Therefore, in the context of this work, the AE

model performs a data domain modeling identifying potential anomaly and health patterns, while, at the same time, generate a latent space containing these features classes in separated clusters.

### 3. Case Study

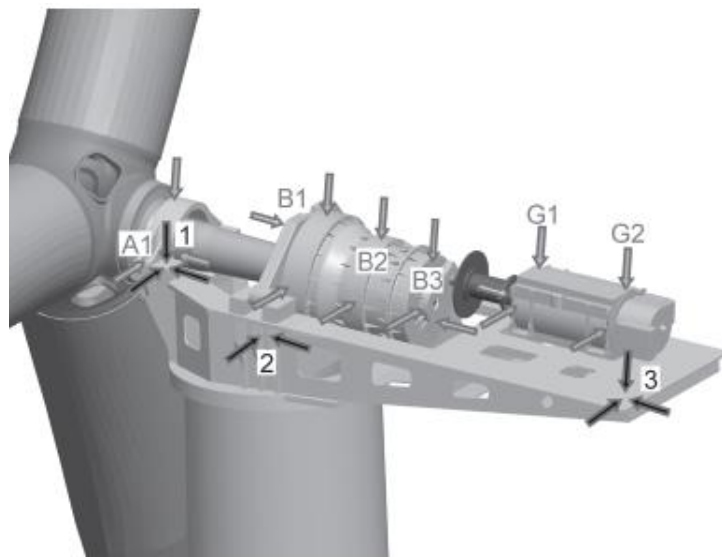
A real WT's gearbox was monitored in the Northeast of Brazil, the data acquisition was performed according to ISO 10816 – 21 recommendations. The drivetrain measured positions were the rotor main bearing, gearbox planes, and generator planes. The data were acquired with a sample rate of 5 kHz, which generated a set of 25GB unlabeled data files.

A qualitative evaluation of the measurements was initially performed based on the evaluation zones criteria described in ISO10816 – 21 and considering the manufacture's recommendations. As a result of this preliminary assessment, it was concluded that the monitored WT was classified in Zone C, which is described in ISO as follows:

**Zone C:** Wind turbines and components whose vibration falls within this zone are not normally regarded as being suitable for running in long-term continuous operation. Investigation is recommended into which excitations are responsible for the increased values and whether the measured values are permissible for unlimited continuous operation, taking into account the design and operating conditions of the equipment in question. (ISO10816 – 21, 2015, p. 8)

Therefore, further investigation would be necessary in order to detect potential anomalies and failures, as well as to identify and assess the severity of damage to this gearbox and its bearings components.

Figure 2. Measured positions according with ISO



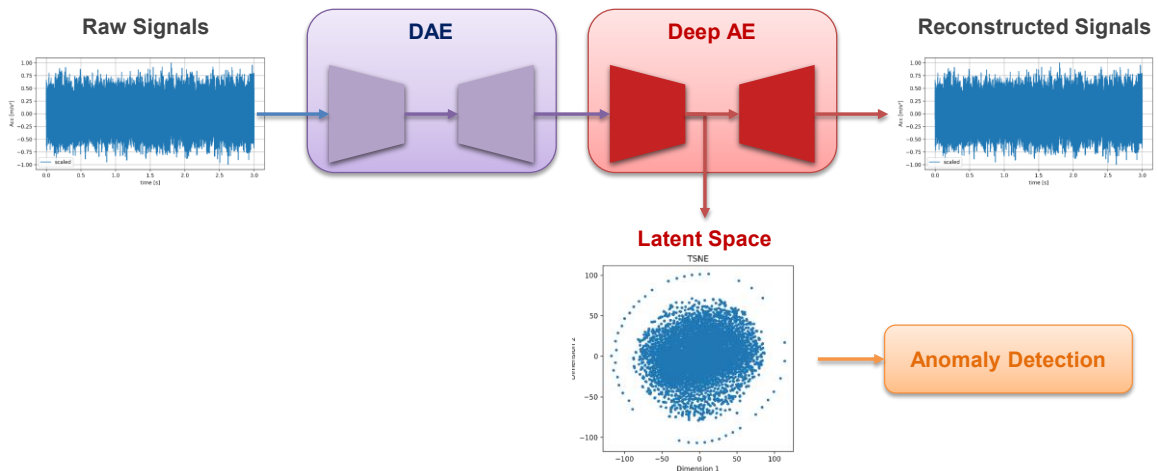
Source: ISO 10816 – 21.

## 4. Method

Aiming to achieve this work goal, a stacked autoencoder is proposed aiming to identify health and potential anomaly features by doing an automatic feature selection from the WT's vibration measured signals while segregating them into different clusters in its latent space throughout a regularization process.

The method is schematized in Figure 3, the raw vibration signals are denoised by a Denoise Autoencoder (DAE) before being used as input to the deep autoencoder model. As the training processing progress, the model forces a dimensional reduction of the data, which leads this deep model to automatic-select only the most important patterns in the database. The AE performs a data domain modeling, while, at the same time, generate a latent space containing potential anomaly and health features classes in separated clusters. Then, the latent space is projected using the t-Distributed Stochastic Neighbor Embedding (TSNE) tool and each cluster of already selected data is individually analyzed by applying FFT.

Figure 3 Proposed Method



Source: authors.

## 5. Results

After the qualitative assessment, the most severe case – which, based on the ISO zones criteria, was the measurement B2 horizontal accelerometer (Figure 2), located on the intermediate velocity axis (ISS) – was chosen for a preliminary evaluation. In order to reduce computational cost and processing time, the raw data were filtered using an anti-aliasing filter with phase correction before being downsampled from 5kHz to 2,4 kHz.

The stacked autoencoder (SAE) model was built using fully connected layers, which are also known as dense layers (DNN), and it was implemented using Keras and TensorFlow packages

of Python language of programming. Also, all results presented in this section were processed using an Intel® Core™ i7-10750H processor and together with an NVIDIA® GeForce® RTX 2060.

Several tests were performed to find the models' best architecture, learning rate, and batch size, which aren't shown in this work. In this section, at first, separated tests on the deep AE and the stacked autoencoder are presented, in which the deep models were training using Adam optimizer and mean squared error (MSE) loss.

### 5.1 Deep Autoencoder

The best tested deep AE architecture, which was also used on the main model, is shown in Figure 4.

Figure 4 Deep autoencoder architecture

| Layer (type)                  | Output Shape   | Param #  |
|-------------------------------|----------------|----------|
| input_1 (InputLayer)          | [(None, 7200)] | 0        |
| E1 (Dense)                    | (None, 5000)   | 36005000 |
| dropout (Dropout)             | (None, 5000)   | 0        |
| E2 (Dense)                    | (None, 3000)   | 15003000 |
| dropout_1 (Dropout)           | (None, 3000)   | 0        |
| E3 (Dense)                    | (None, 1000)   | 3001000  |
| dropout_2 (Dropout)           | (None, 1000)   | 0        |
| E4 (Dense)                    | (None, 500)    | 500500   |
| dropout_3 (Dropout)           | (None, 500)    | 0        |
| E5 (Dense)                    | (None, 100)    | 50100    |
| dropout_4 (Dropout)           | (None, 100)    | 0        |
| Latent (Dense)                | (None, 25)     | 2525     |
| D5 (Dense)                    | (None, 100)    | 2600     |
| dropout_5 (Dropout)           | (None, 100)    | 0        |
| D4 (Dense)                    | (None, 500)    | 50500    |
| dropout_6 (Dropout)           | (None, 500)    | 0        |
| D3 (Dense)                    | (None, 1000)   | 501000   |
| dropout_7 (Dropout)           | (None, 1000)   | 0        |
| D2 (Dense)                    | (None, 3000)   | 3003000  |
| dropout_8 (Dropout)           | (None, 3000)   | 0        |
| D1 (Dense)                    | (None, 5000)   | 15005000 |
| dropout_9 (Dropout)           | (None, 5000)   | 0        |
| output (Dense)                | (None, 7200)   | 36007200 |
| Total params: 109,131,425     |                |          |
| Trainable params: 109,131,425 |                |          |
| Non-trainable params: 0       |                |          |

Source: authors.

In this deep configuration, each raw signal is forced into a dimension reduction from 7200 temporal samples to only 25 compressed samples. The FFT of the original and of reconstructed signals were compared aiming to verify the fidelity of the reconstruction. Moreover, according to the literature, the introduction of perturbations on the training process, such as dropout, helps the AE towards a better feature selection from the input data, therefore, aiming to investigate its influence on the cluster formation in the latent space, the tests were performed progressively increasing dropout values.

As can be seen in Table 1, as the dropout value increases, the loss, and the validation loss increase as well. Analyzing Table 1, the validation loss is smaller than the training loss, which can occur in some models since regularizations (e.g., dropout) apply only during the training process, but not during validation and testing process (Rosebrock, 2019).

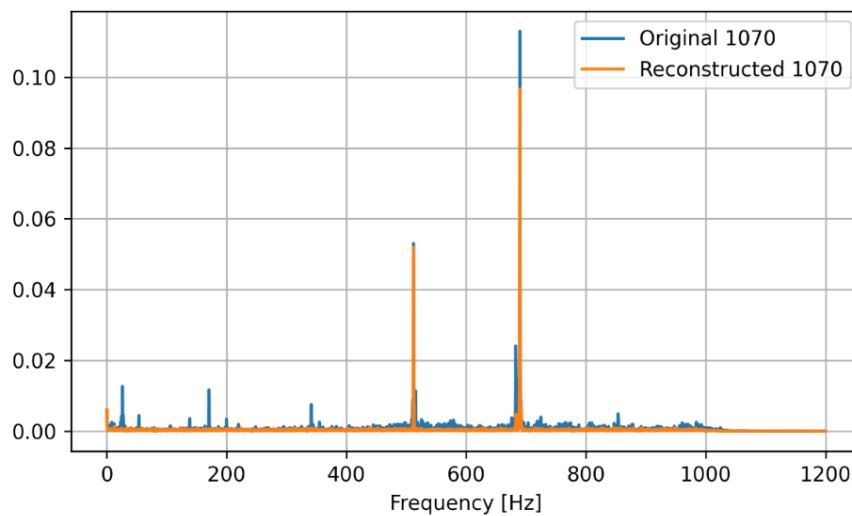
Table 1 Deep autoencoder hyperparameters and losses

| Learning rate | Batch size | Dropout | Activation Function | Loss   | Validation loss |
|---------------|------------|---------|---------------------|--------|-----------------|
| 0.0001        | 256        | 0       | Tanh                | 0.0214 | 0.0226          |
| 0.0001        | 256        | 0.1     | Tanh                | 0.0233 | 0.0222          |
| 0.0001        | 256        | 0.2     | Tanh                | 0.0259 | 0.0234          |
| 0.0001        | 256        | 0.3     | Tanh                | 0.0281 | 0.0245          |

Source: authors.

The results of the FFT comparative are presented in Figures 5 and 6. The deep AE cannot satisfactorily reconstruct a temporal signal which contains all frequency bands of interest. Besides failing on modeling several frequencies, the model also presents considerable losses on the amplitude of the modeled frequencies.

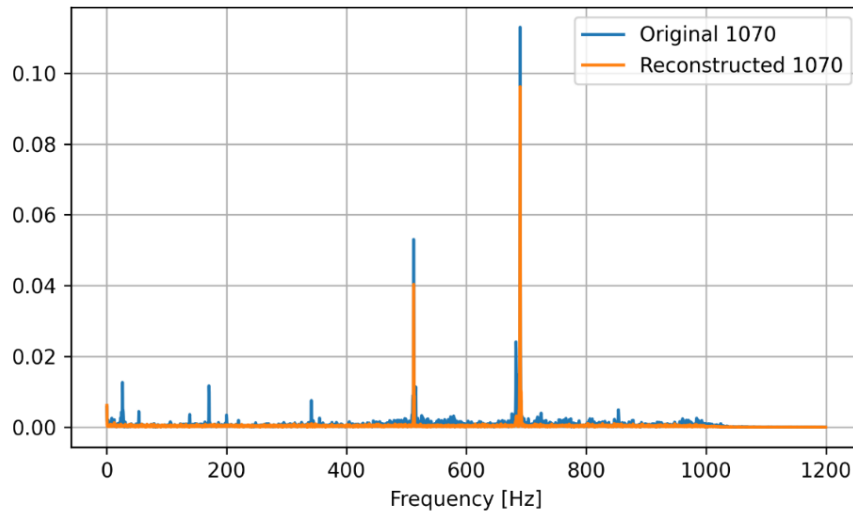
Figure 5 Deep AE reconstruction in frequency, when applied 0.1 dropout



Source: authors.

These results suggest that the automatic-selected data, which were encoded on 25 compressed samples, didn't contain enough information to allow the decoder to map back from the latent space into the input space.

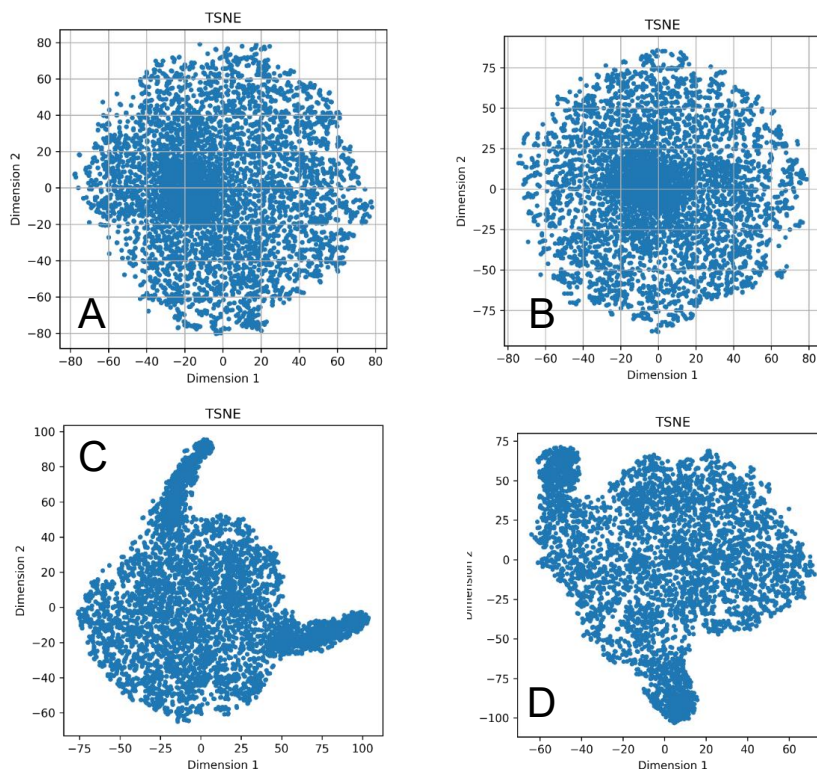
Figure 6 Deep AE reconstruction in frequency, when applied 0.2 dropout



Source: authors.

Another interesting result is observed when analyzing the TSNE projection of the latent space of each test, which is shown in Figure 7.

Figure 7 Deep Autoencoder latent space projection. A: no dropout. B: 0.1 dropout. C: 0.2 dropout. D: 0.3 dropout.



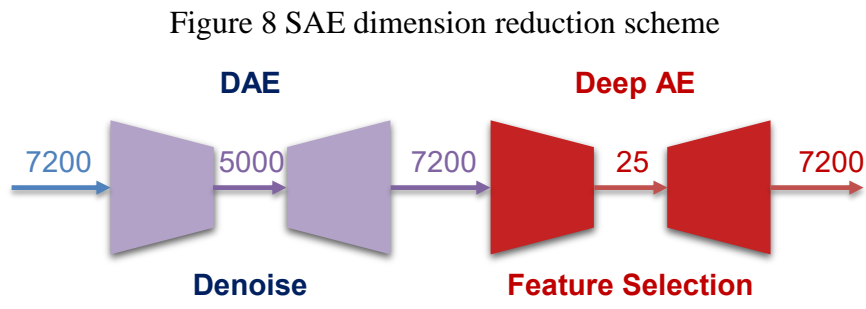
Source: authors.

There weren't any meaningful results, in terms of cluster separation of data, when no dropout or a 0.1 dropout were applied. However, in tests with dropout values of 0.2 and 0.3, it was observed that as the dropout value increased from one test to another, some similar compressed samples clustered together and tended to move away from the main cluster.

### 5.3 Stacked Autoencoder

As the deep AE model failed to satisfactorily reconstruct the signals from the latent space contain 25 compressed samples, a stacked model was proposed. The expectation was that with a cleaner signal, the deep AE would be able to better focus on data domain modeling the frequency bands of interest.

The stacked autoencoder dimension reduction scheme shown in Figure 8: in the DAE, each raw signal containing 7200 temporal samples was encoded into 5000 compressed samples and reconstructed to a denoised signal contain again 7200 temporal samples. Then, these denoised signals were used as input of the deep AE model built following the configuration shown in Figure 6, in which each signal was encoded into 25 compressed samples passing through successive hidden layers and then reconstructed by the decoder.



Source: authors.

The stacked autoencoder hyperparameters and losses are shown in Table 2. Due to the previous denoise, the SAE presented a smaller validation loss on the Deep AE part, when comparing with results presented in Table 1.

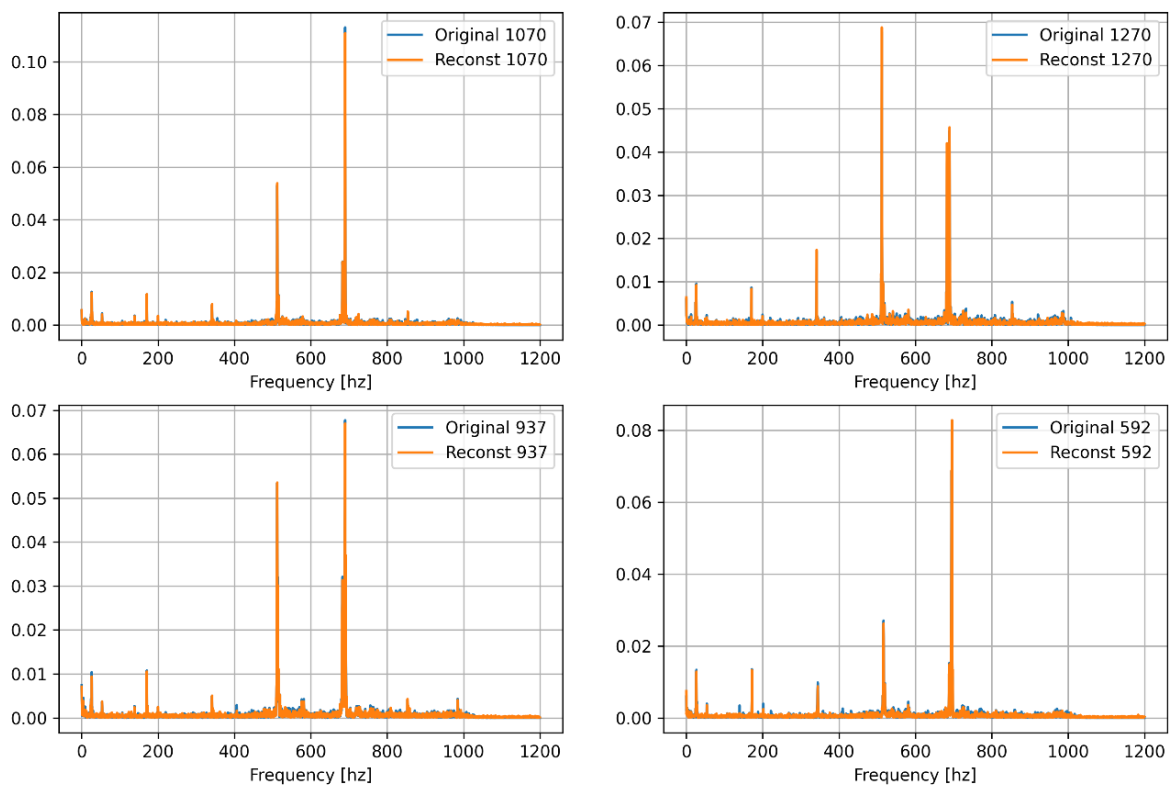
Table 2 SAE hyperparameters and losses

| DAE           |            |         |                     |            |                 |  |
|---------------|------------|---------|---------------------|------------|-----------------|--|
| Learning rate | Batch size | Dropout | Activation Function | Loss       | Validation loss |  |
| 0.0001        | 256        | 0       | tanh                | 4.3388e-04 | 0.0016          |  |
| Deep AE       |            |         |                     |            |                 |  |
| Learning rate | Batch size | Dropout | Activation Function | Loss       | Validation loss |  |
| 0.0001        | 256        | 0.2     | tanh                | 0.0251     | 0.0221          |  |
| 0.0001        | 256        | 0.3     | tanh                | 0.0268     | 0.0235          |  |

Source: authors.

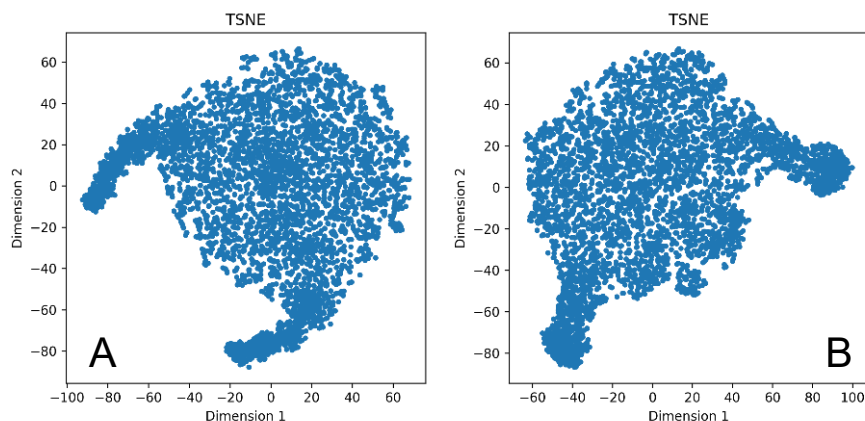
Figure 9 shows four original signals plotted together with the reconstructed signals in frequency. Even using a high value of dropout, such as 0.3, this stacked model can map back from 25 compressed samples to 7200 temporal samples with great quality in the data domain modeling. The FFTs from the reconstructed signals contain all frequency bands of interest, presenting minimal validation losses on their amplitudes. However, as can be seen in Figure 10, this model also fails to produce separated clusters for health and potential anomaly signals, when the latent space was projected using TSNE.

Figure 9 Four signals reconstructed by SAE in frequency. The SAE was trained using 0.3 dropout



Source: authors.

Figure 10 SAE latent space projection. A: 0.2 dropout. B: 0.3 dropout.



Source: authors.



Lastly, a final attempt to achieve this work goal was made substituting the activation function of the latent layer from tanh to ReLU. The expectation was that a positive latent space could benefit towards cluster separation somehow, there is no theoretical explanation yet and it carries out further investigations. Although deep learning is a state-of-the-art approach, as a black-box model (Mukherjee *et al.*, 2022; Buhrmester *et al.*, 2019; Shwartz and Tishby, 2017), due to its deep-multilayer and nonlinear architecture, its data domain modeling is hard to be followed and fully understood by humans (Buhrmester *et al.*, 2019; Shwartz and Tishby, 2017; Goodman and Flaxman, 2017). This remains a challenge that has been broadly targeted with several efforts by scientific research in the deep learning community.

The hyperparameters and losses of the SAE with the ReLU activation function applied on the latent layer are shown in Table 3. An increase in the loss and validation loss, when compared with the ones shown in Table 2, was expected as previous tests had already shown that is more difficult for the model to reconstruct the vibration data from a positive latent space.

Table 3 SAE hyperparameters and losses after the ReLU activation function was applied on the latent layer

| DAE           |            |         |                     |            |                 |
|---------------|------------|---------|---------------------|------------|-----------------|
| Learning rate | Batch size | Dropout | Activation Function | Loss       | Validation loss |
| 0.0001        | 256        | 0       | tanh                | 4.3097e-04 | 0.0016          |

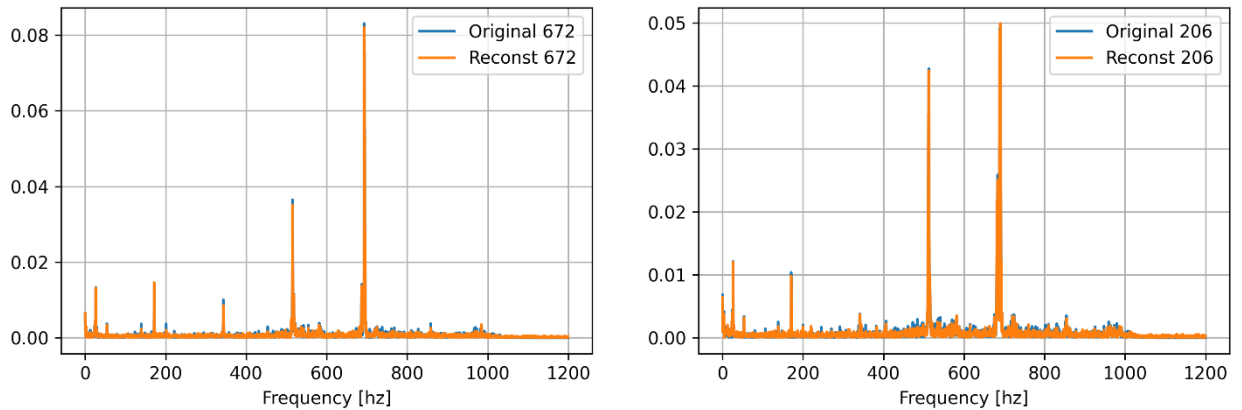
| Deep AE       |            |         |                     |        |                 |
|---------------|------------|---------|---------------------|--------|-----------------|
| Learning rate | Batch size | Dropout | Activation Function | Loss   | Validation loss |
| 0.0001        | 256        | 0.2     | tanh + L(ReLU)      | 0.0409 | 0.0412          |
| 0.0001        | 256        | 0.1     | tanh + L(ReLU)      | 0.0231 | 0.0223          |

Source: authors.

The SAE trained applying 0.2 dropout presented the higher validation loss among all tests performed in this work, moreover, the projection of its latent space together with analysis of latent samples suggests that this model fails in feature-select any patterns.

The SAE trained using 0.1 dropout presented the best results in this preliminary assessment. As exhibited in Figure 11, the SAE reconstructed the signals with great quality, from which the FFTs contains all frequency components of interest, presenting minimal validation losses on their amplitudes.

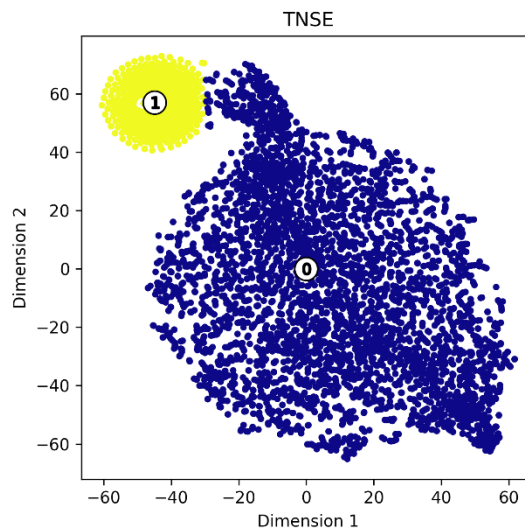
Figure 11 Two signals reconstructed by SAE in frequency. The SAE was trained using 0.1 dropout and ReLU activation function on the latent layer.



Source: authors.

As exhibited in Figure 12, in addition to the main cluster already presented in other test results, this model generated a separated smaller cluster when its latent space was projected using TSNE. This result suggests that, instead of the more disturbance the better – in terms of the perturbation introduced in the AE training process with the aim of better grouping classes with different characteristics –, there is an optimal regularization point.

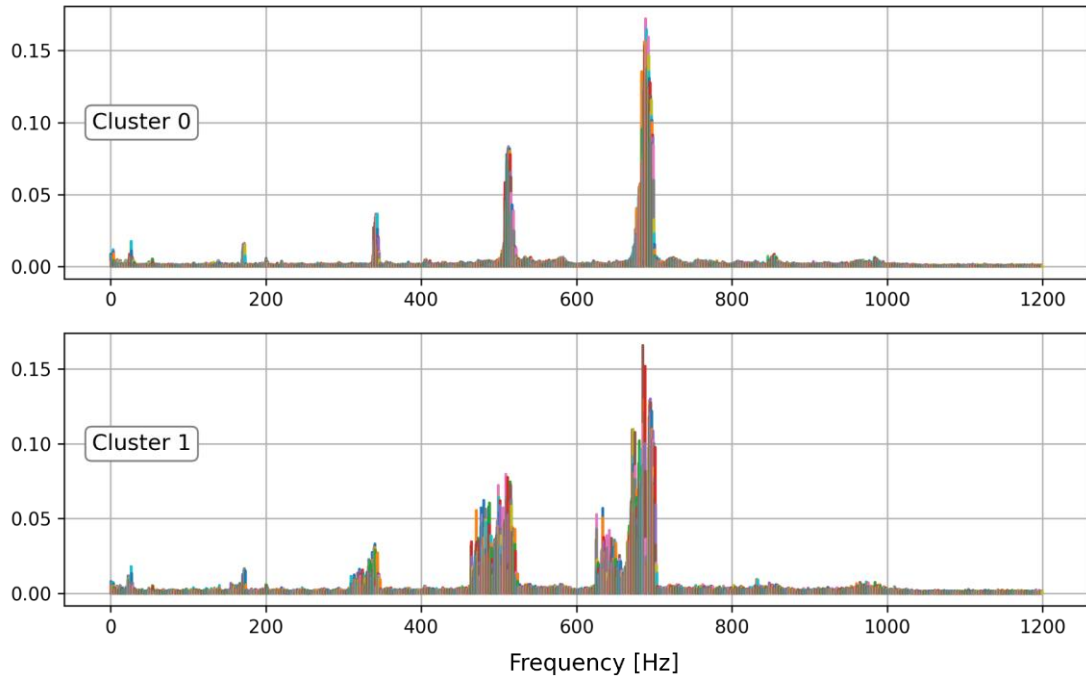
Figure 12 Latent space projection when SAE was trained using 0.1 dropout and ReLU activation function on the latent layer.



Source: authors.

The FFT of the original signals separated by the cluster results showed that the proposed model successfully separated the potential anomalous signals from the healthy ones, placing them in distinct clusters, as shown on Figure 13.

Figure 13 FFT of the original signals separated by the cluster results



Source: authors.

## 6. Conclusion

A stacked autoencoder model was proposed with the aim of processing and analyzing non-stationary vibration signals captured in real Brazilian wind turbine monitoring, seeking detection of potential anomalies. In the denoise autoencoder, each raw signal containing 7200 temporal samples was encoded into 5000 compressed samples and expanded back to the 7200 temporal samples, generating a denoised version of the original signal. These denoised signals were then used as the deep AE input, in which each signal was encoded into 25 compressed samples passing through successive hidden layers and then reconstructed by the decoder. Finally, the evaluation of the latent space was performed by projecting it using the t-Distributed Stochastic Neighbor Embedding (TSNE) tool, and each data cluster already selected was evaluated by analyzing its FFT.

The SAE trained using 0.1 dropout presented the best results in this preliminary assessment. It reconstructed the signals with great quality, from which the FFTs contains all frequency components of interest, presenting minimal validation losses on their amplitudes. Furthermore, in addition to the main cluster already presented in other test results, this model generated a separated smaller cluster when its latent space was projected using TSNE. This result suggests that, instead of the more disturbance the better – in terms of the perturbation introduced in the AE training process with the aim of better grouping classes with different characteristics –, there is an optimal regularization point. The FFT of the original signals separated by the cluster

results showed that the proposed model successfully separated the potential anomalous signals from the healthy ones, placing them in distinct clusters.

The next steps of this research include: 1. carrying out a study to determine the most suitable DAE input data – which can be an FFT, a waterfall diagram, an order map or other type of data –, and 2. implementation of a variational autoencoder for fault detection as well as for identification and assessment of the severity of damage on gearboxes and bearings components.

## 7. Bibliography

- Artigao E., Martinez S.M., Escribano A.H., Lázaro E. 2018. Wind turbine reliability: A comprehensive review towards effective condition monitoring development. *Applied Energy*, v. 228, p. 1569-1583. DOI: 10.1016/j.apenergy..07.037.
- Buhrmester, V., Münch, D., Arens, M. 2019. Analysis of explainers of black box deep neural networks for computer vision: A survey. arXiv preprint arXiv:1911.12116.
- Chen, J., Li, J., Chen, W., Wang, Y., Jiang, T. 2020. Anomaly detection for wind turbines based on the reconstruction of condition parameters using stacked denoising autoencoders. *Renewable Energy*, v. 147, p. 1469–1480.
- Dertat, a. *Applied Deep Learning - Part 3: Autoencoders. Towards Data Science*. 2017. [February 15, 2021 ] <https://towardsdatascience.com/applied-deep-learning-part-3-autoencoders-1c083af4d798>.
- IRENA - International Renewable Energy Agency. 2019. *FUTURE OF WIND: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*.
- ISO 10816 - 21 Mechanical vibration - Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts - Part 21: Horizontal axis wind turbines with gearbox. 2015.
- Gao, Z., Sheng, S. 2018. Real-time monitoring, prognosis, and resilient control for wind turbine systems. *Renewable Energy* . v. 116, Part B, p. 1-4.
- Goodfellow, I., Bengio, Y., Courville, A. 2016. *Deep learning*. MIT press.
- Goodman, B., Flaxman, S. 2017. European Union regulations on algorithmic decision-making and a “right to explanation”. *AI magazine*, 38(3), 50-57.
- Guo, Y., Sheng, S., Phillips, C., Keller, J., Veers, P., Williams, L. 2020. A methodology for reliability assessment and prognosis of bearing axial cracking in wind turbine gearboxes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v. 127, p. 109888.
- GWEC - Global Wind Energy Consul. *Global Wind Report*, 2018.
- GWEC - Global Wind Energy Consul. *Global Wind Report*, 2019.
- GWEC - Global Wind Energy Consul. *Global Wind Report*, 2021.
- Hong, L., Qu, Y., Dhupia, J. S., Sheng, S., Tan, Y., Zhou, Z. 2017. A novel vibration-based fault diagnostic algorithm for gearboxes under speed fluctuations without rotational speed measurement. *Mechanical Systems and Signal Processing*, v. 94, p. 14-32.
- Jiang, G., He, H., Xie, P., Tang, Y. 2017. Stacked multilevel-denoising autoencoders: A new

- representation learning approach for wind turbine gearbox fault diagnosis. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. v. 66(9), p. 2391-2402.
- Jiang, G., Xie, P., He, H., Yan, J. 2017. Wind turbine fault detection using a denoising autoencoder with temporal information. *IEEE/Asme transactions on mechatronics*. v. 23(1), p. 89-100.
- Keller, J., Sheng, S., Cotrell, J., Greco, A. 2016. Wind turbine drivetrain reliability collaborative workshop: a recap (No. NREL/TP-5000-66593; DOE/GO-102016-4878). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66593.pdf>.
- Mauricio, A., Sheng, S., Gryllias, K. 2020. Condition monitoring of wind turbine planetary gearboxes under different operating conditions. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 142(3).
- Moghaddass, R., Sheng, S. 2019. An anomaly detection framework for dynamic systems using a Bayesian hierarchical framework. *Applied energy*. v.240, p. 561-582.
- Mukherjee D., Gupta K., Chang L.H. and Najjaran H. 2022. A Survey of Robot Learning Strategies for Human-Robot Collaboration in Industrial Settings. *Robotics and Computer-Integrated Manufacturing*. v. 73, p. 102231.
- Rezaeianjouybari, B., Shang, Y. 2020. Deep learning for prognostics and health management: State of the art, challenges, and opportunities. *Measurement*. v.163. p 107929.
- Rosebrock, A. 2019. Why is my validation loss lower than my training loss?. Pyimagesearch. [ August 9, 2019]. <https://www.pyimagesearch.com/2019/10/14/why-is-my-validation-loss-lower-than-my-training-loss/>
- Salameh, J. P., Cauet, S., Etien, E., Sakout, A., Rambault, L. 2018. Gearbox condition monitoring in wind turbines: A review. *Mechanical Systems and Signal Processing*. v. 111, p. 251-264.
- Sheng, S. 2016. Monitoring of wind turbine gearbox condition through oil and wear debris analysis: A full-scale testing perspective. *Tribology Transactions*. v. 59(1), p. 149-162.
- Sheng, S. 2017. Prognostics and health management of wind turbines - Current status and future opportunities. In *Probabilistic prognostics and health management of energy systems* (pp. 33-47). Springer, Cham.
- Sheng, S. and Ryan, O. 2017. Reliability of wind turbines. In: Letcher TM, editor. *Wind energy engineering: a handbook for onshore and offshore wind turbines*. p. 299–327.
- Sheng, S., Phillips, C. T., Orozco, R. 2018. Diagnostic Models for Wind Turbine Gearbox Components Using SCADA Time Series Data (No. NREL/CP-5000-71166). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/71166>.
- Shwartz-Ziv, R., Tishby, N. 2017. Opening the black box of deep neural networks via information. *arXiv preprint arXiv:1703.00810*.
- Wang, J., Li, S., Han, B., An, Z., Xin, Y., Qian, W., Wu, Q. 2018. Construction of a batch-normalized autoencoder network and its application in mechanical intelligent fault diagnosis. *Measurement Science and Technology*, 30(1), 015106.

- Wang, T., Han, Q., Chu, F., Feng, Z. 2019a. Vibration based condition monitoring and fault diagnosis of wind turbine planetary gearbox: A review. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 126, 662-685.
- Wang, Y. R., Jin, Q., Sun, G. D., & Sun, C. F. 2019b. Planetary gearbox fault feature learning using conditional variational neural networks under noise environment. *Knowledge-Based Systems*, 163, 438-449.
- Xu, F., Shu, X., Zhang, X., Fan, B. 2020a. Automatic diagnosis of microgrid networks' power device faults based on stacked denoising autoencoders and adaptive affinity propagation clustering. *Complexity*. v. 2020.
- Xu, F., Shu, X., Li, X., Zhang, X. 2020b. Data-Driven Bearing Fault Diagnosis of Microgrid Network Power Device Based on a Stacked Denoising Autoencoder in Deep Learning and Clustering by Fast Search without Data Labels. *Complexity*. v. 2020.
- Yu, J. B. 2019. Evolutionary manifold regularized stacked denoising autoencoders for gearbox fault diagnosis. *Knowledge-Based Systems*. v. 178, p. 111-122.

# Online anomaly detection for Wind Turbines using machine learning technique applied in medium frequency operational data

Grégory Calegari Marchesan\*

Haral Jonas Serafini †

2021

## Abstract

Wind turbines are equipped with hundreds of sensors, connected to control units, which provide operational data used for both real-time autonomous operation and post-processing analysis. Further, excellence in energy production is required from the wind turbines, to guarantee the return on investment for the wind farm owner. The usage of 10-min data (slow frequency) statistics of several operational channels is predominant in the industry for key performance indicators, including anomaly detection, and predictive maintenance. Several solutions have used data analytics and artificial intelligence. High or medium frequency data, however, is not often available but could provide faster feedback in several cases. This paper discusses the implementation of machine learning for wind turbines' online anomaly detection using medium-frequency operational data. The focus is on performance anomaly but the methodology can be applied to any other metric. All steps of the implementation are discussed. It starts from the original method of performance anomaly detection, based on a very time-consuming visual post-operation analysis of performance charts. It explains the several trials to define the best cost-benefit machine learning algorithm, which resulted in a decision tree with five inputs for anomaly detection solution. It details the choice for cloud versus edge computing, in which edge solution was chosen but anomalies are saved in the cloud. Also introduces the scoping and development of a user-friendly, web-based reporting application. Results after 18 months of operation show a robust solution with an accuracy of about 94.69%, reducing the time spent in analysis by 87.65% compared to the

---

\*gmarchesan@weg.net

†harals@weg.net

traditional method and having a possibility to improve energy production up to 25.7 MWh per turbine per month, in 2.1 MW wind turbines. However, the model is flexible enough to be applied to other wind turbines models.

**Keywords:** Wind turbines, Machine Learning, Performance-Optimization, Anomaly Detection, Condition Monitoring, Medium-frequency, Online Anomaly Detector

## 1 Introduction

The wind energy industry is continuously growing and the wind turbines are getting larger. Once the turbines get larger, the operational costs involved in lost power production and operation and maintenance increase as well (SIEROS et al., 2012). Additionally, these turbines have a lot of sensors and collect a large number of variables that can be used to analyze and predict anomalies.

On the other hand, data science and machine learning area are growing as never before and provides powerful and already validated techniques to process data and generates intelligence from a huge amount of data.

This way, wind turbines data, and data science and machine learning is a perfect solution to improve wind farms power production and reduce operational costs.

This paper proposes an online supervised machine learning solution that detects anomalies in wind turbines (WT) performance based on engineering chosen variables, runs in edge computing, providing extremely low cost in the processing, and generates reliable anomaly reports, showing them in the company Internet of Things (IoT) platform.

### 1.1 State-of-Art

Data science and machine learning techniques are not new in the wind energy industry. One of the main reasons is the huge amount of data available due to the many sensors installed in the turbine to monitor its condition. Stetco (STETCO et al., 2019) presents an interesting review about the machine learning techniques applied to wind turbines. The paper shows the steps from data science applied to the wind turbines context and concludes that most of the models rely on simulated data or SCADA data, and most cases use supervised learning.

In the general, there are several fields where machine learning can be applied to wind turbines data to condition monitoring. Jimenez (JIMÉNEZ et al., 2020) uses machine learning to classification delamination problems in wind turbines blades and uses supervised learning. Another paper (CUI; BANGALORE; TJERNBERG, 2018) uses machine learning to estimate the temperatures of a gearbox, and analyzes the deviation between the predicted and the real



values. Its result shows that deviations can detect possible anomalies that can evolve to failures.

In the power performance monitoring scenario, Clifton ([CLIFTON et al., 2013](#)) uses aero structural simulations and wind speed, turbulence, hub-height, and wind shear to create regression trees to predict the power output according to each situation. According to the paper, the power predicted by the model using the highlighted features is three times more efficient than using the traditional power curve methodology. Additionally, Marvuglia ([MARVUGLIA; MESSINEO, 2012](#)) presents a data-driven approach using GMR (Generalized Mapping Regressor), Multi-Layer Perceptron (MLP), and a General Regression Neural Network (GRNN) to estimate the relationship between wind speed and power output, to create a quality control and understand the site power performance. Ti, Deng, and Yang ([TI; DENG; YANG, 2020](#)) use machine learning ANN (artificial neural network) and CFD simulations to improve turbine wake predictions. As result, the model showed good agreement between the numerical simulations and measurement data, showing the neural network could understand well the behavior. Moreno et al ([MORENO et al., 2020](#)) use machine learning approaches and ensemble method to detect anomalies in performance with high accuracy of 98.64% applying the method in 10 minutes power samples, and considering the features of wind speed and power production.

However, to the best of our knowledge, none of the aforementioned papers or others available in the literature dealt with an anomaly detector using online monitoring, running the detector every 10 seconds, and had a validated methodology with high accuracy with 18 months of the application running with field data.

So far, the use of simulations and 10-min average data values available from the SCADA system can lead to errors due to the instant changes in the wind speed or power, which can only be detected using high or medium-frequency data.

Another advantage of the proposed methodology is the data required. The present paper uses only turbine data which is simpler than other approaches.

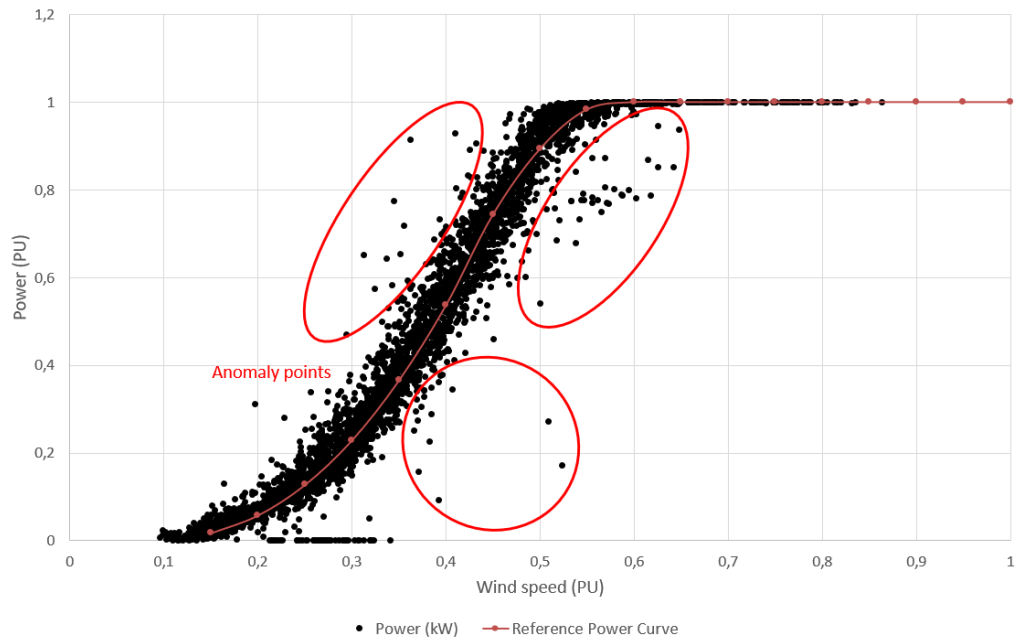
## 1.2 Original method for anomaly detection

The original anomaly detection relies on visual analysis of patterns in two operational plots of the wind turbine.

The first step is to identify an anomalous-specific period to be closely evaluated. It uses a wind turbine power curve ( $P_v$ ), which is a plot of electric power generation over wind speed ([IEC, 2005](#)). Any wind turbine has a characteristic power curve, defined by design parameters ([PREDESCU et al., 2009](#)). Environmental parameters, like wind speed turbulence or air density, and site parameters, like terrain roughness, can affect the performance of the turbine, shifting the real power generated in a specific wind speed from its characteristic power. In addition, performance can be compromised by wind turbine degradation, like blade coating erosion.

Performance evaluation of wind turbines includes periodic analysis of Pv scatter plot of 10-min data. Evaluating the plot, an analyst can identify anomalous samples from the characteristic power curve, and evaluate details of that specific 10-min sample. Figure 1 shows a Pv plot with a wind turbine characteristic power curve and 10-min samples obtained in one month, with some anomalous points.

Figure 1 – Anomalies example



Source: Authors

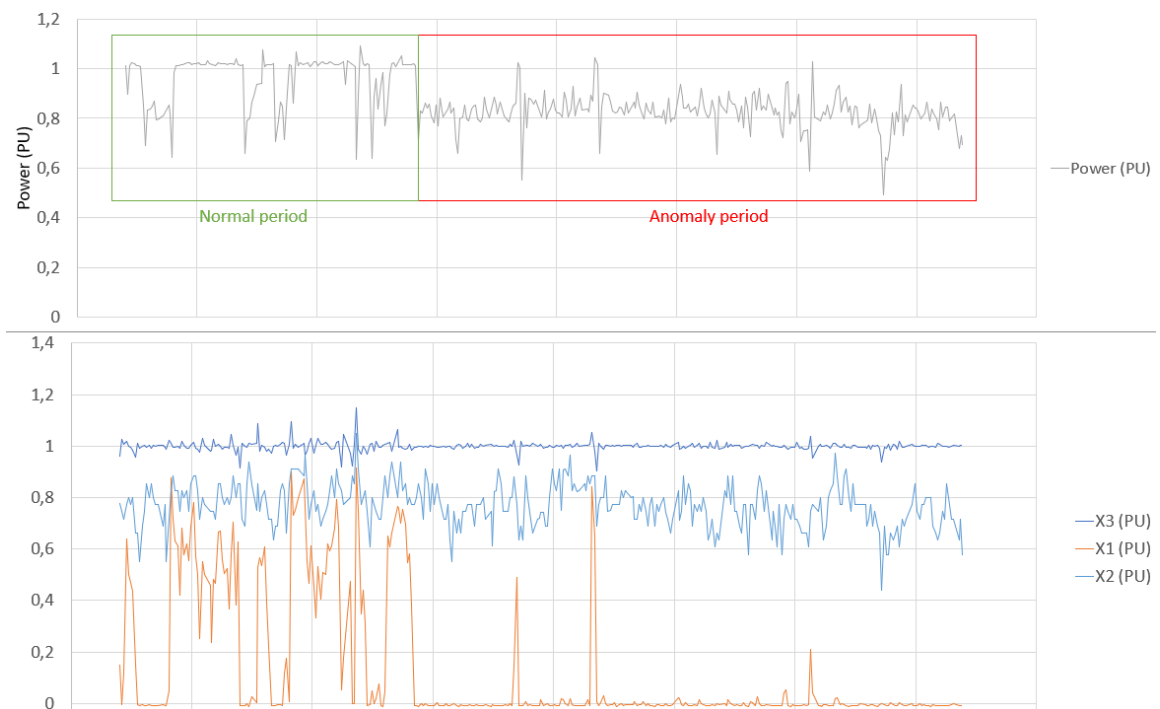
Once the anomalous 10-min samples are detected, the time-series of that specific sample can be evaluated. The original technique used by the authors is to plot, within the same 10-min period, some variables that are known to affect the power performance of the turbine. In this case, power is given by Equation 1, where  $P$  is the dependent variable electric power and  $x_1, x_2, \dots, x_n$  are the independent variables.

$$P = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (1)$$

For the original analysis, variables were chosen, from the available channels, defined by experts based on the physics behind the power production. After this, a time-series plot is generated like presented in Figure 2, where about 2 hours of data is shown, using 1-sec resolution data. For the original case, three independent variables  $x_1, x_2$ , and  $x_3$  were chosen and shown.

The analysis of the plot shows periods of anomaly, in which time window a set of trends in independent variables. An expert analysis finds patterns in the independent variables according to Table 3.

Figure 2 – Time-series of a given period. Time-windows show two different conditions: normal and anomalous performance.



Source: Authors

Table 1 – Patterns of independent variables

| <b>Performance</b> | <b>Normal</b>    | <b>Anomaly</b> |
|--------------------|------------------|----------------|
| X1                 | Higher than zero | Close to zero  |
| X2                 | High             | High           |
| X3                 | Varies more      | Varies less    |

Source: Authors

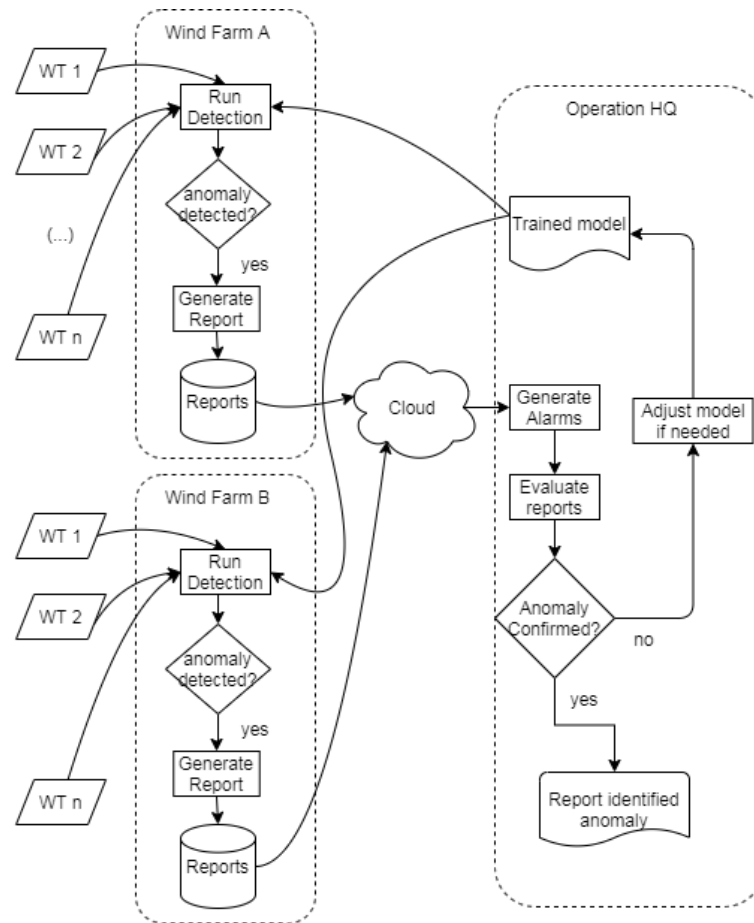
This briefly described method for detection of a given anomaly is very time-consuming once demands a two-step process of selecting the 10-min sample in the Pv plot and then evaluating the time-series plot. In addition, it is subjected to errors once relies on the expert subjective capacity to identify the phenomenon.

## 2 Implementation

### 2.1 Processing architecture definition

Initially, the architecture for the solution was thought, from the anomaly detection until the detailed reports in an IoT platform, to help the expert to work on its cause and decide on eventual correction in the wind turbine. The architecture according to Figure 3 was defined.

Figure 3 – Architecture of wind turbines (WT) anomaly detection process. Just two wind farms (WF) are shown, but number is virtually unlimited. Operation head quarter (HQ) is a virtual place where remote operation is located.



Source: Authors

In a wind farm, there are several wind turbines connected via an industrial network to a server, including an industrial computer and a gateway device used to transfer data from and to the operation headquarter.

The anomaly detector runs over medium-frequency data (about 10-sec data) for each wind turbine, in the local wind farm server, used as edge computing.

Within the wind farm, a data sample is acquired through polling from each wind turbine within a period that is dependent on the internal network speed and number of turbines. Once the data is collected, the implemented algorithm runs and, if an anomaly is detected, it's generated a report that is sent to the cloud, for posterior analysis of the expert.

A very important choice was to decide where to run the detection algorithm. Two options (CARR, 2020) were traded, edge computing and cloud computing. Edge computing was preferred because it hasn't any cost involved and it isn't necessary to load and store all 10-sec data from local to the cloud. The initial idea was to run the algorithm in 1-sec data, but the existing local gateway was not able to gather data faster than 10-sec. However, the data rate

used had no impact on algorithm performance.

In the first wind farm, the sampling period has been found varying from 11 to 17sec. In the data set used for training, the sampling period was 1-sec. The original dataset was then resampled from 1s to 10s of the sampling period to train the algorithms.

The trained model is manually loaded into the wind farm server, which acquires the chosen channels data of each wind turbine and runs the anomaly detection algorithm in each sample. In case an anomaly is detected, a report, with alarms and data, is generated and locally stored in the wind farm server and then sent to a cloud service. The reports are evaluated by the expert for confirming or not the anomaly. If an anomaly is not confirmed, eventually the trained model is tuned.

Implementation details follow below.

## 2.2 Machine Learning Algorithm Choice

The process includes the decision of an expert, so, a proper technique would be supervised machine learning. Two approaches were evaluated classification and regression. The regression approach presented an additional challenge which was to identify a reasonable threshold for the detection. So classification approach was used, classifying the samples as "normal" and "anomalous".

To train the model, 1-sec data were categorized in 1 for anomalous performance detected, 0 for normal performance detected or empty for the non-clear situation, based on the knowledge of an expert. In total, it's used 79770 samples with non-empty values. During classification, one important detail observed by the expert was the spike seen in both power and X3. Samples immediately before clear spikes were more prone to be classified as 1. Finally, it is also important to mention the inherent inaccuracy of the classification of the database provided by the expert once the analysis is subjective. To provide a more accurate database, a second expert opinion was requested for proper critical revision of the database.

Several classification machine learning algorithms were tried, including Decision Tree, Artificial Neural Networks (ANN), Logistic Regression, Random Forest, K-nearest neighbors (KNN), and LSTM (for classification), evaluating them for accuracy, precision, recall, and F1-Score ([BROWNLEE, 2020](#)).

Dataset was imbalanced, being 17% anomalous samples and 83% with normal operation samples. Techniques were applied to balance the dataset and tested against the previously chosen algorithms. However, the data augmentation techniques didn't present good results.

From the engineering and physics perspective, six independent variables captured by wind turbines have the potential to affect the performance anomaly. To evaluate reducing the model complexity, a dimension reduction technique, feature selection, was applied. After this,

just five variables were kept.

Initially, WEKA ([FRANK; WITTEN, 2016](#)) was used to implement the basis for the algorithms described above, and after an initial evaluation of the results, Python was chosen, Scikit-learn ([PEDREGOSA et al., 2011](#)), Grid-Search, and Keras ([CHOLLET et al., 2015](#)) to implement a fined tuned version. Cross-validation defined in ([BROWNLIE, 2020](#)) was applied. The summary of the best results can be found in Table 2. The ANN and KNN were discarded in the initial analysis.

Once the performance metrics are calculated, the next step performed was to trade performance and implementation feasibility. To do this, a pugh matrix technique was adopted and the resulting trade can be seen in Table 3. In the pugh matrix, the recall was defined as the most important key performance indicator (KPI) to minimize the number of undetected anomalous cases. Additionally, precision was in the second place, to minimize the false alarms. Further, accuracy was not so important because we were working with an imbalanced database.

As one can see in Table 3, the best performing in the pugh matrix was Decision Tree and Logistic Regression.

For the field test, Decision Tree, Logistic Regression, and LSTM were implemented in the edge computing, running the three models for each 10-sec sample in the field with real-time data. Even though LSTM does have not high results in the Pugh Matrix, with high processing time and lower precision, it's tested in the field, because it is a powerful neural network to deal with time-series.

Once the alarms and reports were generated, the quality of the predictors was evaluated with experts support. The data was collected from different turbines in different wind farms.

After two weeks of test, the metrics were calculated and shown in Table 4. Therefore, the Decision Tree was the best fit to solve this problem, with higher metrics in all categories.

Additionally, the Decision Tree was an interesting choice, once it can handle imbalanced

Table 2 – Summary of tried techniques performance

| Algorithm           | Decision Tree | Random Forest | LSTM   | Logistic Regression |
|---------------------|---------------|---------------|--------|---------------------|
| Train database size | 59360         |               |        |                     |
| Test database size  | 20410         |               |        |                     |
| Accuracy            | 97.55%        | 97.75%        | 99.60% | 97.18%              |
| Precision           | 39.35%        | 47.57%        | 17.91% | 48.33%              |
| Recall              | 84.14%        | 74.14%        | 97.59% | 89.66%              |
| F1-Score            | 53.63%        | 57.95%        | 30.27% | 62.80%              |

Source: Authors

Table 3 – Pugh matrix of the techniques tried

|                 | Weight | Reason                     | Decision Tree | Random Forest | LSTM | Logistic Regression |
|-----------------|--------|----------------------------|---------------|---------------|------|---------------------|
| Accuracy        | 1      | imbalanced dataset         | 5             | 5             | 5    | 5                   |
| Precision       | 4      | Minimize false positives   | 2             | 3             | 1    | 3                   |
| Recall          | 5      | Minimize undetected cases  | 5             | 4             | 5    | 5                   |
| F1-Score        | 4      | Harmonic Mean              | 3             | 3             | 2    | 4                   |
| Processing Time | 3      | Important, but hit is more | 5             | 3             | 1    | 4                   |
| Total:          |        |                            | 65            | 58            | 45   | 70                  |

Source: Authors

Table 4 – Result about the field data for the three implemented algorithms

| Algorithm          | Decision Tree | Logistic Regression | LSTM   |
|--------------------|---------------|---------------------|--------|
| Field Test samples | 1800          | 1800                | 1800   |
| Accuracy           | 81.2 %        | 80.4 %              | 77.4 % |
| Precision          | 89.8 %        | 89.1%               | 84.6%  |
| Recall             | 72.2 %        | 71.4 %              | 69.6 % |
| F1-Score           | 80.0 %        | 79.3 %              | 76.4 % |

Source: Authors

datasets better than regression algorithms.

### 2.3 Machine Learning Algorithm Implementation

Once the model was chosen and fine-tuned, the next step was to implement it in the field as presented in the architecture in Figure 3.

With the trained model, PMML file ([GROSSMAN et al., 2002](#)) was generated to export the trained model in Python to be processed by the edge agent, which runs a Java Program.

If the model output identifies an anomalous sample, it is not immediately reported to prevent a relevant number of false positives requiring man-hours effort to be evaluated. Methods to prevent false positives were evaluated, and a voting technique was decided. After several trials, voting of three positives in the last six samples was adopted. If this criterion is met, the predicted anomaly channel assumes 1 and a report is then created.

## 2.4 Report the anomaly in the company IoT platform

Due to the intrinsic nature of the anomaly and the machine learning approach, false positives and negatives are always possible. Therefore, it was decided to submit any detected anomaly for the scrutiny of an expert in wind turbine operation, who will be in charge to confirm or reject the positive detection as well as take the appropriate actions (which are not relevant for this paper). This is done using an online anomaly report.

The report was conceived to replicate, at least, the same level of information that a specialist originally had access to (see item [12](#)).

The first data set of the report is the Pv curve. With the same samples recorded, three channels are used: power, wind, and predicted anomaly. Power and wind are plot in a scatter plot as explained in item [12](#) and predicted performance changes the symbol of each sample. The second data set of the report is the time-series. To allow a proper analysis of the sequence of events, it was decided to get 60 samples before the predicted positive. The algorithm then counts the following sequence of 60 samples: if none of those has any recurrence of predictive positive, the report is then finished with the previous 60 samples, the predictive positive, and the following 60 samples, totalizing 121 samples. However, if, within the following 60 samples any recurrence of predictive positive happens, the counter is zeroed and the report sample size is extended. To prevent a big report size in an eventual long period of sequential anomalous samples, the maximum quantity of a report is set in 360 samples. It is important to remark that both power curve and time-series graphs include samples predicted as normal and predicted as anomalous.

To implement this process, a web-based application was specifically designed for plotting the graphs, automatize the association of alarms to reports and change statuses at a minimum operator action.

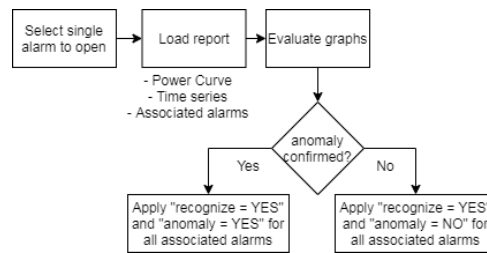
In the present case, each sample in which an anomaly is predicted generates an alarm. For evaluating every single alarm, the report that contains it is opened and evaluated. A single report is associated with more than one alarm. Once the operator loads and evaluates the report, the recognition status of all alarms associated with that specific report assumes Recognized = YES. The operator has also to choose between anomaly confirmed = YES or anomaly confirmed = NO. In Figure [4](#), the process is summarized.

Figure [5](#) presents the power curve graph, and two buttons, one for anomaly confirmed and the other for anomaly not confirmed. It shows the power curve with all samples generated at the time of the report, with the anomalous samples highlighted in red.

Figure [6](#) shows the time-series generated from the anomaly report. Includes the web address bar, the quick-access left panel, the time-series graph, and two buttons for confirming or not confirming the anomaly for the given alarms. The plot time duration is the same as the report. Back-coloured in light red is the period predicted as an anomaly. Back-coloured in white

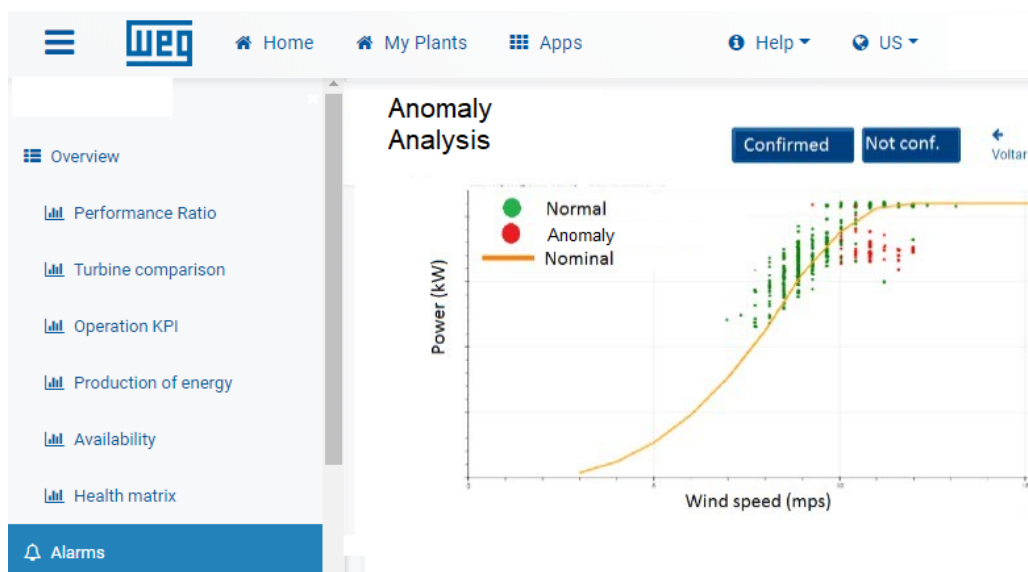


Figure 4 – Process of anomaly alarms analysis.



Source: Authors

Figure 5 – Screen of web-based anomaly alarm evaluation with Pv plot.



Source: Authors

is the period predicted as normal.

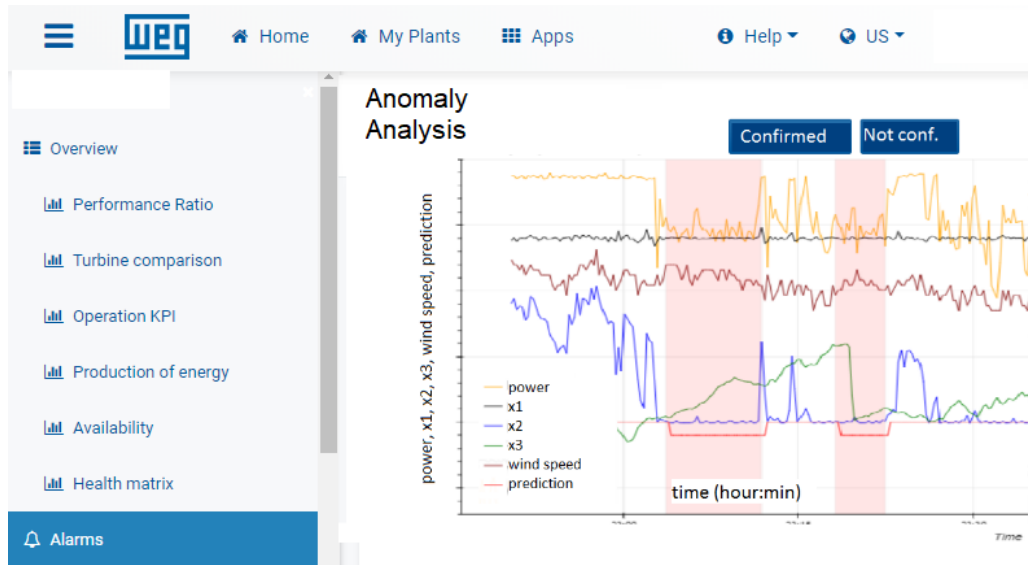
So, with the use of these two plots, the operator can evaluate if there's an anomaly.

### 3 Value of the application after 18 months of use

To evaluate better the online anomaly detector after the field implementation, we got results from 18 months. Three analyses were done:

- a direct comparison between the time consuming for both original and implemented methods to detect an anomaly;
- an estimate for the difference between the accuracy of the detection;
- and an estimation about the overall energy production improvement brought by the online anomaly detector running;

Figure 6 – Screen of web-based anomaly alarm evaluation with time-series plot.



Source: Authors

The analysis is depicted below.

### 3.1 Time consumption comparison for 18 months

As described in item [12](#), the first step in the original method is to evaluate the Pv curve, which was created and evaluated at the end of each month. The total population of the comparison is the number of turbines-month monitored with a total of 5544 turbines-months to monitor in the period.

It takes 147 seconds for an expert to perform a graphic evaluation of the Pv curve using 10-min samples to identify anomalous points. So, we have Equation [2](#):

$$Time \text{ for } 10 - \text{min plot evaluation} = 147(s) \times 5544(\text{analysis}) = 226.38 \text{ hours} \quad (2)$$

Once a point is identified as an anomaly, it is necessary to generate the high-frequency plot. Detail steps are not within the scope of this paper, but included high frequency (1-sec) snaplogs copy, data conversion from control unit proprietary format to an open format, import in data analysis tool, filter by desired time window (the same of 10-min sample), select the channels needed and then perform the analysis. The total time for each analysis is around 1140 seconds. It's challengeable to estimate the number of time-series analyses that would have been done. So, a sample of 50 Pv curves randomly selected were chosen and the total number of analyses needed was counted to 26 analyses, so, applying this ratio of 26 / 50 in total 5544 turbine months, a total of 2883 analysis would have been necessary. Calculating in Equation [3](#):

$$\text{Time for 1 - sec Analysis} = 1140(s) \times 2883(\text{analysis}) = 912.95 \text{ hours} \quad (3)$$

Summing up with 226.38 hours, the total estimated time in the original method is Equation 4:

$$\text{Time for original method} = 226.38(h) + 912.95(h) = 1139.33 \text{ hours} \quad (4)$$

With the current application, the time demanding to evaluate each report is about 50 seconds, which multiply by the total number of reports generated in the period, 10140, gives Equation 5:

$$\text{Total time with anomaly detection} = 50(s) \times 10140(\text{reports}) = 140.8 \text{ hours} \quad (5)$$

Therefore, the time needed to perform the same number of analyses in the current application is Equation 6:

$$\text{Improvement with anomaly detector} = \frac{140.8(h)}{1139.33(h)} = 12.35\% \quad (6)$$

So, the anomaly detector reduced the original time spent in analysis by 87.65% (100% - 12.35%) compared to the original time needed. Thus, the implementation of the algorithm minimized a lot of hours of analysis due to the online monitoring, and it is a great advantage of the chosen approach.

### 3.2 Detection precision comparison

In the original method, there is no review of the resulting analysis, therefore the accuracy is unknown.

A total number of 10140 reports were evaluated and recognized. About the alarms, during the period of 18 months, 188656 alarms were classified as TRUE POSITIVES (it means, the anomaly was confirmed) and 10575 were classified as FALSE POSITIVES. To make it clear, every report can have up to 360 alarms, where each alarm represents an analysis executed for each 10-sec sample. So, the overall accuracy is 94.69% during the period, which is an accuracy very high, once the turbines changed a lot during the period of 18 months. So, this shows the robustness of the machine learning trained algorithm implemented in the fleet.

Further, although it's not possible to evaluate the number of false negatives through the reports generated, a second performance tool was used to verify turbines performance in the period. In conclusion, no significant false negatives were detected in the online anomaly detector. This is a good result and a consequence of focusing on 'recall' when training the model.

### 3.3 Energy Improvement Estimation

To estimate the overall energy improvement, some assumptions were done:

- From the anomalies, just under-performance were considered;
- If the turbine is under-performing without the machine learning algorithm, the specialist takes about one month to analyze and apply the correction;
- If the turbine is under-performing and the algorithm is running in real-time, the operator can apply the correction after about one day;
- According to [Add Reference Here], the AEP (annual energy production) can decrease up to 4.0% due to the atmospheric stability, turbulence intensity, and wind shear;
- The average capacity factor for Brazil, according to ONS (ONS, ) is 42.5%, which means a 21.42 MWh produced by day for a wind turbine of 2.1 MW;
- The probability of anomaly depends on the site and turbine conditions, and cannot be estimated;
- To compose the analysis, the estimated cost R\$/MWh is R\$ 190.31, which is the average cost provided by CCEE (CCEE, ) in the last 2 years;

So, using the premises explained above, Table 5 was built, which shows the energy and money saved by running the online anomaly detector, in one wind turbine for one month. So, the biggest advantages of the online anomaly detector are the automatic analysis and the online detection, once the expert can act much faster than the traditional method.

Table 5 – Energy generation improvement lead by the online anomaly detector, estimated for 1 wind turbine during one-month.

|                         | Capacity Factor | Expected Production Monthly (MWh) | Estimate Maximum Energy lost (%) | Maximum Energy Lost (MWh) | Overall monthly production (MWh) | Maximum money lost due to under-performance (R\$) |
|-------------------------|-----------------|-----------------------------------|----------------------------------|---------------------------|----------------------------------|---|
| Traditional Method      | 42.5%           | 664.02                            | 4.0%                             | 26.56                     | 637.46                           | 5054.63   |
| Online Anomaly Detector |                 |                                   | 0.13%                            | 0.86                      | 663.16                           | 163.66  |

Source: Authors

As Table 5 shows, using the anomaly detector, we can save up to R\$ 4890.97 per turbine per month, increasing the energy production of the wind turbines. Additionally, based on the reports generated, it is possible to save up to 462.6 MWh in energy production per wind turbine in the 18 months of operation.

## 4 Conclusions

This paper presented a novelty solution to detect anomalies in wind turbines using medium frequency operational data and supervised machine learning. In the paper, some results were focused on the power curve, however, the method can be generalized to other issues.

The implemented solution runs on edge computing, with a pre-trained anomaly detector embedded in local servers of the wind farms, and makes reports available on the WEG IoT Platform. When an anomaly is detected, a report is automatically generated and sent to the IoT platform, for recognition from the expert.

After 18 months of application validation, it could reduce the overall time for analysis by 87.65% when compared to the original time and still keeps 94.69% of accuracy in detecting anomalies. This shows that an anomaly detection machine learning solution is completely applicable to medium frequency data in wind turbines and can bring a lot of time reduction as well as keep high accuracy in detecting anomalies.

Further, regarding the energy improvement, it's estimated that the implementation of this app can contribute up to 25.7 MWh in turbine monthly power production, which means a saving of R\$ 4890.97 per turbine per month.

## 5 Future developments

The method developed for creating this detection application can be generalized for other specific analyses behind the performance. Virtually any detection currently done by high or medium frequency time-series analysis can be subjected to the same process described here, starting from the understanding of the original method of detection and the machine learning algorithm choice.

Implementation and reporting are even easier if the communication chain is already implemented, once would demand just configuring of new data channels in the network architecture and creating new customized reports.

## References

BROWNLEE, J. *Imbalanced classification with Python: better metrics, balance skewed classes, cost-sensitive learning*. [S.l.]: Machine Learning Mastery, 2020. 35–103 p. Cited 2 times in pages [7](#) and [8](#).

CARR, D. F. *Edge computing vs. cloud computing: What's the difference?* 2020. Available on: <https://enterpriseproject.com/article/2020/4/edge-computing-vs-cloud-what-is-difference>. Access on 01/07/2021. Cited in page [6](#).

- CCEE: Câmara de comercialização de energia elétrica: Média mensal. Available on: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/preco\\_media\\_mensal](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_media_mensal). Access on 01/07/2021. Cited in page [14](#).
- CHOLLET, F. et al. *Keras*. [S.l.]: GitHub, 2015. Available on: <https://github.com/fchollet/keras>. Access on 22/07/2021. Cited in page [8](#).
- CLIFTON, A. et al. Using machine learning to predict wind turbine power output. *Environmental research letters*, IOP Publishing, v. 8, n. 2, p. 024009, 2013. Cited in page [3](#).
- CUI, Y.; BANGALORE, P.; TJERNBERG, L. B. An anomaly detection approach based on machine learning and scada data for condition monitoring of wind turbines. In: IEEE. *2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. [S.l.], 2018. p. 1–6. Cited in page [2](#).
- FRANK, M. A. H. E.; WITTEN, I. H. The weka workbench: Online appendix for "data mining: Practical machine learning tools and techniques". Fourth Edition, 2016. Cited in page [8](#).
- GROSSMAN, R. et al. The management and mining of multiple predictive models using the predictive modeling markup language. *Information and Software Technology*, v. 41, p. 589–595, 04 2002. Cited in page [9](#).
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC61400-12-1: Wind Turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbine*. Geneva, Switzerland, 2005. Cited in page [3](#).
- JIMÉNEZ, A. A. et al. Maintenance management based on machine learning and nonlinear features in wind turbines. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 146, p. 316–328, 2020. Cited in page [2](#).
- MARVUGLIA, A.; MESSINEO, A. Monitoring of wind farms power curves using machine learning techniques. *Applied Energy*, Elsevier, v. 98, p. 574–583, 2012. Cited in page [3](#).
- MORENO, S. R. et al. Wind turbines anomaly detection based on power curves and ensemble learning. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 14, n. 19, p. 4086–4093, 2020. Cited in page [3](#).
- ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico: Resultados da operação. Available on: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-eolica.aspx>. Access on 01/07/2021. Cited in page [14](#).
- PEDREGOSA, F. et al. Scikit-learn: Machine learning in python. *Journal of machine learning research*, v. 12, n. Oct, p. 2825–2830, 2011. Cited in page [8](#).
- PREDESCU, M. et al. Influence of the number of blades on the mechanical power curve of wind turbines. In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ09), Valencia (Spain), 15th to 17th April*. [S.l.: s.n.], 2009. Cited in page [3](#).
- SIEROS, G. et al. Upscaling wind turbines: theoretical and practical aspects and their impact on the cost of energy. *Wind energy*, Wiley Online Library, v. 15, n. 1, p. 3–17, 2012. Cited in page [2](#).

STETCO, A. et al. Machine learning methods for wind turbine condition monitoring: A review. *Renewable Energy*, v. 133, p. 620–635, 2019. ISSN 0960-1481. Cited in page [2](#).

TI, Z.; DENG, X. W.; YANG, H. Wake modeling of wind turbines using machine learning. *Applied Energy*, Elsevier, v. 257, p. 114025, 2020. Cited in page [3](#).

**ENGIE BRASIL ENERGIA  
DIRETORIA DE OPERAÇÃO**

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**EDUARDO PUHL  
FELIPE REJES DE SIMONI  
LUCAS MOURA ROCHA  
PROF. DR. FABRÍCIO Y. K. TAKIGAWA**

**DETECÇÃO E ANÁLISE DE PERDAS DE PERFORMANCE EM  
GERADORES EÓLICOS**

**FLORIANÓPOLIS, 2021**



## ABSTRACT

In the last years the wind power installed capacity has increased substantially and it has been the focus of governments and companies that seek a sustainable growth for the future. However, the manner that this energy source has been developed brought specific characteristics to its operation and maintenance management. Understanding and adapting to these characteristics is an important challenge for companies and governmental entities that are investing on it. The O&M contracts with manufacturers impose a change in the process, in the other hand, asset owners still have interest in being part of the O&M management with manufactures and be aware of how the turbines are being operated and maintained.

Based on that, this work focus on studying references in the market and academy to identify the major causes of underperformance in wind turbines. Also, to find methodologies to identify and fix the issues in the turbines. Real data from ENGIE Brasil Energia assets was utilized to test the algorithms from the literature. After they were in production phase, they were applied to several wind turbines in ENGIE's fleet. The methodologies showed that some of the wind turbines were having issues that impact their production or how their performance is being evaluated. The good relationship with manufacturers allowed to bring these machines in periodical meetings and they are planning and executing maintenance jobs to fix the issues identified by ENGIE's O&M team.

**Keywords:** Wind power. Underperformance. O&M management. Power curve analysis. Yaw misalignment detection.

## **1 INTRODUÇÃO**

A expansão da geração eólica por todo mundo vem ocorrendo de forma acelerada nos últimos anos. Isso não é diferente para o Brasil, também não é diferente para as empresas de geração de energia elétrica preocupadas com a sustentabilidade do negócio ao longo dos próximos anos. Em janeiro de 2014 a capacidade instalada de usinas eólicas no Brasil era de 1,35 GW (ONS, 2014), saltando para 15,06 GW em agosto de 2020 (ONS, 2020). Um aumento de aproximadamente 1.015% no período.

No entanto, apesar dessa fonte trazer benefícios de diversificação da matriz e de redução de impacto ambiental na geração de energia elétrica, existem desafios operacionais que necessitam atenção. Esses desafios e os objetivos do trabalho serão apresentados a seguir.

### **1.1 Justificativa**

Apesar da grande expansão das eólicas que ocorre de forma rápida nos últimos anos, existe a necessidade de estudar como otimizar os processos de geração para se garantir que os recursos e ativos estão sendo utilizados da melhor maneira. O padrão da indústria eólica é ter contratos de fornecimento dos aerogeradores em conjunto com um contrato prestação de serviços de manutenção dos aerogeradores por parte dos próprios fabricantes, os quais possuem o conhecimento e engenharia aplicada aos equipamentos fornecidos. Essa modalidade é bastante atrativa aos agentes de geração, pois é uma forma de assegurar a correta manutenção dos equipamentos mesmo após o seu período de garantia, ao longo da vida útil do empreendimento.

Os agentes de geração ficam responsáveis pela conexão das máquinas com a subestação que interliga ao sistema elétrico, pela operação da subestação da usina e por todo relacionamento operacional com o ONS. Essa última responsabilidade pode acarretar não só na operação da subestação, mas também em comandos de controle de potência ativa e de tensão da usina. Em outras palavras, apesar do agente não ser responsável diretamente pela operação e manutenção dos

aerogeradores, ele pode realizar comandos de parada/partida de máquinas e de controle de potência ativa/reativa a pedido do ONS.

Nesses contratos com os fabricantes as métricas que garantem a responsabilidade na boa conduta na operação e manutenção estão relacionadas com a disponibilidade das máquinas. No passado eram comuns contratos com disponibilidade apenas com relação ao período total, mas hoje em dia está sendo mais comum contratos com indicadores de disponibilidade temporal ponderados pela velocidade do vento média no período, ou até com cálculos baseados em energia gerada e frustrada. Isso faz com que os fabricantes gerenciem as manutenções de maneira que as indisponibilidades ocorram em períodos com menor velocidade do vento. Em casos de medições de disponibilidade abaixo da contratual, existem alguns mecanismos de compensação contratual como garantia da disponibilidade.

Apesar desses contratos parecerem interessantes para ambas as partes, alguns pontos devem ser ponderados pelos agentes de geração para garantir um bom desempenho das plantas. Como apresentado anteriormente, a métrica para controle dos contratos é a disponibilidade dos aerogeradores, no entanto, como o agente de geração pode ter certeza de que o aerogerador está operando da maneira esperada nos períodos de disponibilidade? Como saber se a máquina está operando da maneira que foi projetada? Devem somente ter uma gestão passiva sobre as manutenções ou questionar e até gerenciar os períodos de indisponibilidade? Existem outras maneiras de monitorar o desempenho da planta que não somente pela disponibilidade dos aerogeradores? Ainda, se o agente é responsável pela conexão dos aerogeradores com o ponto de entrega, como garantir bons índices de disponibilidade nesses ativos de responsabilidade total do agente? Esse trabalho irá discorrer sobre as respostas dessas questões importantes.

## **1.2 Definição do Problema**

Diante do contexto apresentado existem possibilidades de estudo e melhoria em diversos pontos da operação e da manutenção das máquinas e da conexão das máquinas com a subestação de entrega, passando pela subestação da usina (daqui em diante esse trecho e os ativos pertencentes serão chamados de GRID) que podem acarretar um melhor desempenho dos equipamentos. As

indisponibilidades (aerogeradores e GRID) são responsáveis pela maior parte da perda de geração. No entanto, outros pontos relacionados à operação da máquina devem ser tratados. Esse último tópico tem grande importância pela ótica do gerador, já que não tem efeito nos indicadores de disponibilidade dos contratos, mas causam perdas de receita pelo menor montante gerado.

### **1.3 Objetivos**

#### 1.3.1 Objetivo Geral

Estudar e encontrar os principais causadores de perda de desempenho nas plantas de geração eólica pela ótica dos agentes de geração.

#### 1.3.2 Objetivos Específicos

O estudo se dará dividindo os objetivos nas seguintes frentes:

- a) Estudo da literatura sobre principais causadores de problemas performance em aerogeradores
- b) Revisão e aplicação de métodos de detecção dos principais causadores de perdas de performance
- c) Discussões com os fabricantes para apresentação dos problemas encontrados e negociação para correção.

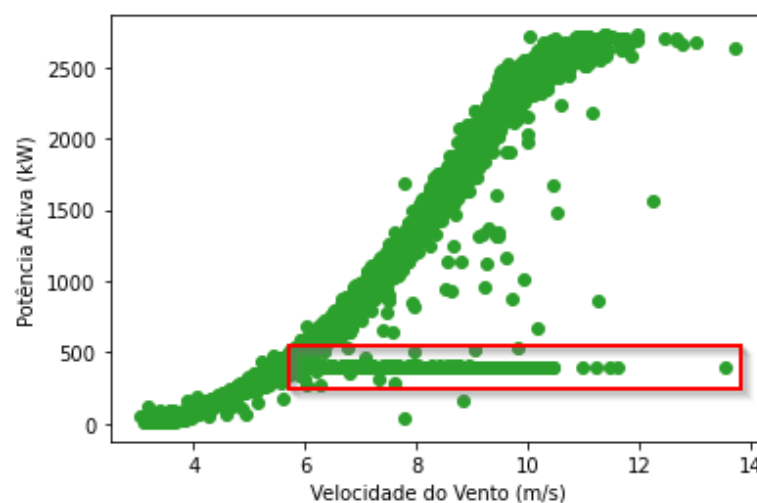
## 1.4 Revisão da Literatura e/ou Fundamentação Teórica

Apesar da extensa literatura disponível atualmente para geração eólica, grande parte foca em características de construção ou controle das máquinas e nos efeitos na rede com a inserção dessa fonte. No entanto, para esse estudo se está interessado em como monitorar, detectar e extinguir os principais causadores de perda de geração. Mais especificamente, esse estudo deve ser feito na ótica do agente de geração que possui um contrato de operação e manutenção com os fabricantes das máquinas. Serão listadas nessa sessão as principais causas de perdas em operação e o que há na literatura sobre detecção e correção desses problemas.

### 1.4.1 Desvios na Curva de Potência de Projeto

Como apresentado anteriormente, a curva de potência das máquinas é um importante instrumento na análise de falhas. No entanto, também é um importante instrumento para encontrar desvios de desempenho. Um exemplo claro está nas limitações de máquina, que podem ser detectadas de maneira fácil ao analisar as curvas (exemplo na Figura 1).

**Figura 1: Exemplo de curva de potência em que ocorreu limitação de potência durante o período observado.**



Fonte: Autoria própria (2021).

A curva de potência verificada pode ser construída colocando os dados de potência ativa e velocidade do vento na mesma base temporal. No entanto, a curva

de comparação (nesse caso a curva do fabricante) necessita de mais passos para ser construída. Ela depende de dados de velocidade do vento para ser construída que depois são interpolados com tabelas de potência e vento medidas pelo fabricante. O grande ponto é qual anemômetro deve ser utilizado e quais correções devem ser feitas. A medição do anemômetro na nacele dos aerogeradores é feita depois das pás das turbinas e, portanto, é uma medição que possui interferências e não pode ser utilizada diretamente.

Uma outra medição que pode ser utilizada é a das torres anemométricas dos parques eólicos. Essa medição é feita antes das turbinas e com instrumentos, calibração e localização homologados. Dessa maneira, trata-se de uma medição com maior qualidade e precisão. Entretanto, um ponto negativo dessa medição é que ela irá representar bem apenas o recurso de vento para os aerogeradores que estão localizados ao redor dela. Aerogeradores mais distantes dentro do mesmo parque podem ter recursos de vento distintos e pequenas diferenças podem trazer grandes diferenças na análise de potência devido à natureza da curva de potência dos aerogeradores.

Como solução para esse problema a norma IEC 61400-12-2 propõe a utilização da medição de cada nacele, mas depois de uma correção utilizando uma função de transferência entre o dado do anemômetro da nacele e o da torre anemométrica (International Electrotechnical Commission, 2008). Na prática pode-se construir a curva que relaciona a medição da torre anemométrica e a medição da nacele mais próxima. Trata-se de uma curva linear onde pode-se obter a equação que correlaciona as duas medições através de regressão linear. Depois de se obter essa relação, ou função de transferência, é possível corrigir a medição de qualquer aerogerador do parque eólico em questão. Os problemas da medição da nacele são minimizados com a correção pela função de transferência ao mesmo tempo que se utiliza a medição na região de cada máquina.

Outra correção necessária quando se está utilizando a curva do fabricante está relacionada com a massa específica do ar. As curvas do fabricante são normalizadas em uma massa específica do ar constante que é diferente da massa específica do ar que os aerogeradores estão expostos em campo. Portanto, antes de utilizar a velocidade do vento nas tabelas de referência do fabricante, é necessário normalizá-la para a massa específica que a tabela foi gerada (International

Electrotechnical Commission, 2008). As equações para o ajuste estão apresentadas abaixo.

$$V_n = V_{corr} \left( \frac{\rho_{10min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (1)$$

Onde  $V_n$  é a velocidade do vento normalizada,  $V_{corr}$  é a velocidade do vento da nacele depois da correção pela função de transferência,  $\rho_0$  é a massa específica na qual a curva do fabricante foi construída e  $\rho_{10min}$  é a massa específica média (normalmente em períodos de dez minutos) que pode ser calculada pela equação abaixo.

$$\rho_{10min} = \frac{1}{T_{10min}} \cdot \left( \frac{B_{10min}}{R_0} - H_{10min} \cdot P_w \cdot \left( \frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (2)$$

Onde  $T_{10min}$  é a temperatura média medida na torre anemométrica,  $B_{10min}$  é a pressão atmosférica média,  $H_{10min}$  a umidade relativa do ar média,  $R_0$  a constante de ar seco (287,05 J/kg.K),  $R_w$  a constante de vapor d'água (461,5 J/kg.K) e  $P_w$  a pressão de vapor d'água que pode ser calculada por:

$$P_w = 0,0000205e^{0,0631846 \cdot T_{10min}} \quad (3)$$

Depois de feitas os devidos ajustes as curvas podem ser construídas e também é possível criar indicadores que comparam a curva verificada com a curva do fabricante, ou curva teórica.

#### 1.4.2 Desalinhamento de Yaw

Para extrair a máxima potência disponível no vento, o plano das pás das turbinas deve estar perpendicular à direção do vento. Esse controle é feito no yaw das máquinas e tem como base as medições do *wind vane*. Quando o controle detecta diferenças entre a direção do vento e yaw, é comum que ele espere alguns minutos antes de se alinhar. Isso é feito para evitar movimentações constantes que causam desgastes nos equipamentos mecânicos que realizam o alinhamento. Portanto, desalinhamentos podem ocorrer momentaneamente, no entanto, o controle sempre tentará manter-se alinhado com a direção do vento.

Diferenças no alinhamento entre o *wind vane* e o eixo do rotor da máquina ou erros de calibração nesses dispositivos podem causar problemas de desalinhamento mesmo com um controle funcionando da maneira correta. Na

ocorrência de desalinhamentos a extração da energia do vento passa a ser menor e esforços mecânicos são gerados nas pás de maneira desigual. O que gera outros esforços e vibrações na nacele e pás que podem causar a diminuição na vida útil dos equipamentos (CHOI *et al.*, 2019). A perda de potência tem um grande aumento conforme se aumenta o nível de desalinhamento. Segundo KRAGH *et al.* (2013), o efeito do desalinhamento de *yaw* na potência extraída segue a curva abaixo.

$$P = P_{max} \cos^3(\delta) \quad (4)$$

Onde  $\delta$  é a diferença entre a direção do vento e o *yaw*.

Apesar da recorrência desse problema, é possível utilizar dados do supervisor e técnicas de ciência de dados para realizar sua detecção automática. Depois de identificado problema de calibração, a correção pode ser feita no próprio sistema de controle da máquina. É necessário, no entanto, realizar o tratamento dos dados antes de fazer qualquer análise ou correção. O primeiro tratamento necessário está relacionado com o fato que os valores absolutos de direção de *yaw* disponíveis nos sistemas SCADA possuem muitas vezes um *offset*, fazendo com que não seja possível comparar diretamente os valores de ângulo com os dados de direção do vento. Para realizar o ajuste pode-se partir do princípio que o controle de *yaw* faz com que a distribuição de frequência pela diferença entre o ângulo da máquina e do vento siga uma gaussiana centralizada no zero. A partir desse princípio pode-se analisar os dados para cada máquina, encontrar os respectivos *offsets* e fazer os ajustes nos dados.

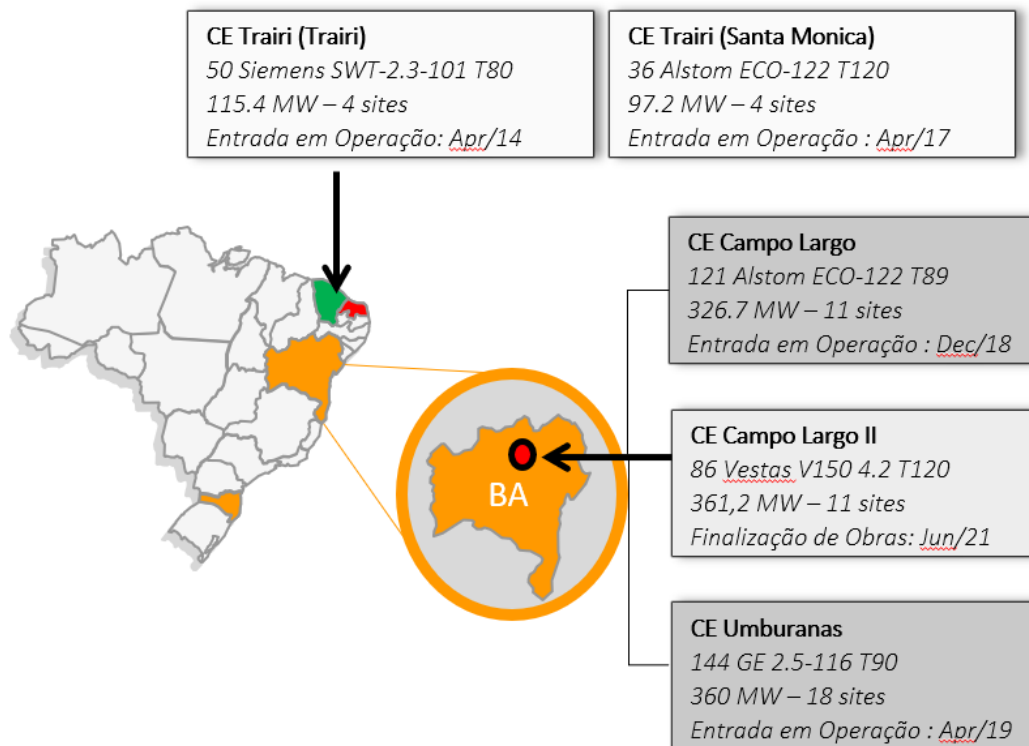
Depois disso a literatura parte da lógica que a máquina tem o melhor desempenho quando o desalinhamento for igual à zero. Partindo disso os artigos partem para diversas metodologias para encontrar o desalinhamento. Em JING *et al.* (2018) os dados são filtrados para faixas de operação específica, depois disso são divididos por intervalos de acordo com a diferença entre direção do vento e *yaw* e regressões polinomias cúbicas são feitas para encontrar a curva de potência por intervalo de desvio. Com as curvas pode-se calcular a energia anual que poderia ser gerada para cada intervalo. A curva que possuir a maior produção anual deve ser a com desvio zero. Caso não seja, o desvio está no intervalo que produzia a curva com melhor desempenho.



## 2 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

Serão utilizados dados reais de usinas eólicas para aplicação de metodologias da literatura e para verificação dos resultados obtidos. Os dados são provenientes do Conjunto Eólico Trairi, Conjunto Eólico Campo Largo e Conjunto Eólico Umburanas, todos pertencentes à ENGIE Brasil Energia. Todos os conjuntos estão localizados na região nordeste do país, sendo o C.E. Trairi no estado do Ceará e os outros dois no interior da Bahia, como representado na Figura 2.

**Figura 2: Representação da localização dos conjuntos eólicos utilizados no estudo e sua localização.**



Fonte: Autoria própria (2020).

O C.E. Trairi é o mais antigo entre os conjuntos em operação atualmente pela ENGIE e possui duas fases; Trairi e Santa Mônica. A primeira fase conta com 50 máquinas da Siemens modelo SWT-2.3-101, totalizando uma potência instalada de 115,4 MW. Já a segunda fase possui máquinas da Alstom/GE do modelo ECO122 e possui capacidade instalada de 97,2 MW. Com as duas fases o C.E. Trairi possui um total de 212,6 MW de potência.

Já os conjuntos eólicos de Campo Largo e Umburanas são projetos mais recentes e se localizam no interior da Bahia. A característica de relevo da região do

norte da Chapada da Diamantina proporciona regimes de velocidade do vento alto e constante, o que tem levado a implantação de diversos projetos eólicos em seu entorno. O C.E. Campo Largo teve a entrada em operação das máquinas no final de 2018 e é formado por 121 máquinas ECO122 (mesmo modelo da fase de Santa Mônica no C.E. Trairi). Distribuído em onze parques eólicos, esse conjunto possui uma capacidade instalada total de 361,2 MW. Já o C.E. Umburanas, mais recente, é constituído por 144 máquinas do fabricante GE modelo 2.5-116. O conjunto entrou em operação em 2019 e possui potência nominal total de 360 MW. O C.E. Campo Largo II também representado na Figura 2 está em fase de implantação e não será considerado nesse estudo.

O trabalho nessas usinas tem como principais objetivos a detecção de problemas de performance operacional e detecção preditiva de falhas na máquina. Essas duas vertentes terão abordagens bastante similares que estão sumarizadas abaixo.

1. Análise da literatura para identificação dos principais métodos de detecção estudados
2. Análise do histórico de dados das usinas para identificação dos principais problemas
3. Aplicação dos métodos de detecção encontrados na literatura nos principais problemas encontrados nas usinas
4. Análise dos resultados encontrados e ajustes quando necessário
5. Implantação em produção para detecção durante a operação

Apesar de existirem diferentes bases de dados para os diferentes tipos de informação que serão utilizadas no trabalho, a análise dos dados foi feita utilizando ferramentas de ciência de dados em Python.

### **3 DESENVOLVIMENTO**

A seguir serão apresentadas as análises realizadas a partir dos dados históricos obtidos durante a operação das usinas e como os métodos da literatura apresentados podem trazer resultados.

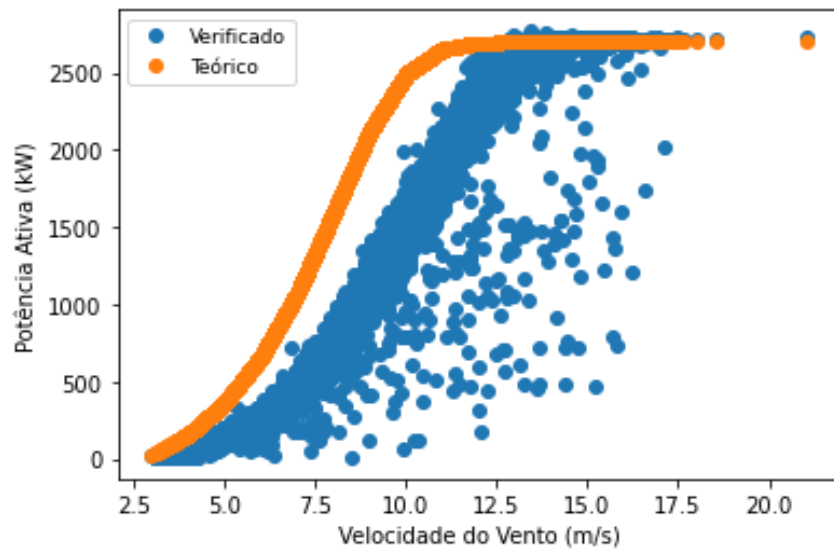
#### **3.1 Análise da Curva de Potência**

Depois de analisar o recurso do vento na região das usinas pode-se passar a estudar como os aerogeradores estão o aproveitando e comparar com o que é esperado pela curva do fabricante. Como apresentado na sessão 1.4.1 desse trabalho, existem metodologias específicas para tratamento dos dados antes de analisar as curvas de potência. A importância desse tratamento será demonstrada com alguns exemplos feitos com os dados reais de aerogeradores.

Na Figura 3 são apresentados dados verificados e teóricos da curva de potência de um aerogerador sem nenhum tipo de tratamento prévia. Nota-se a princípio uma distinção grande entre o verificado e teórico. Esse padrão pode ser visto em qualquer aerogerador desse conjunto eólico, o que implica que dificilmente trata-se de um problema de desempenho dessa máquina. O que está ocorrendo é uma discrepância na medição de velocidade de vento que precisa ser corrigida utilizando os métodos apresentados anteriormente.

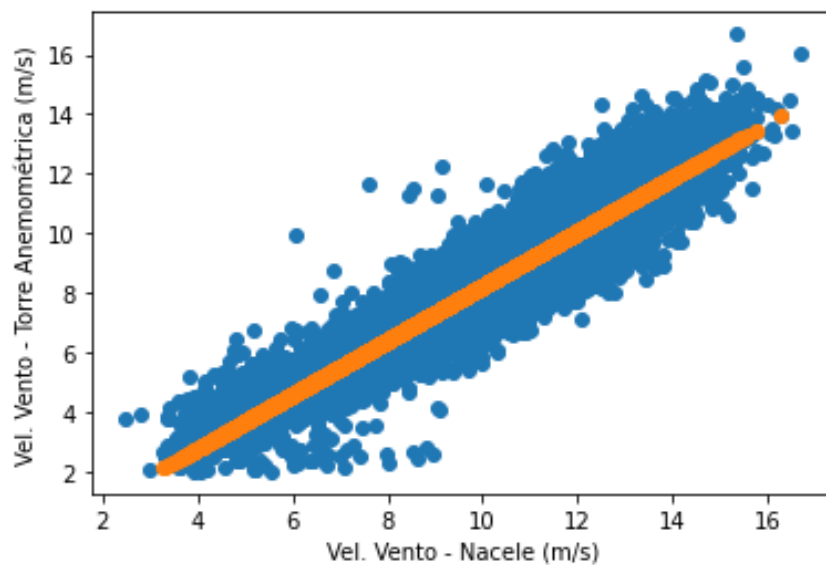
Como indicado pela norma IEC 61400-12-2, deve-se encontrar a função de transferência entre a torre anemométrica e a turbina mais perto e depois realizar a correção pela massa específica do ar. A função de transferência para esse parque eólico pode ser encontrada na Figura 4 e Equação 5 (dados de abril de 2020 até abril de 2021).

Figura 3: Curva de potência verificada e curva teórica sem nenhum tipo de tratamento nos dados.



Fonte: Autoria própria (2021).

Figura 4: Relação entre a medição de vento da torre anemométrica e da nacela mais próxima e função gerado a partir desses dados (laranja).



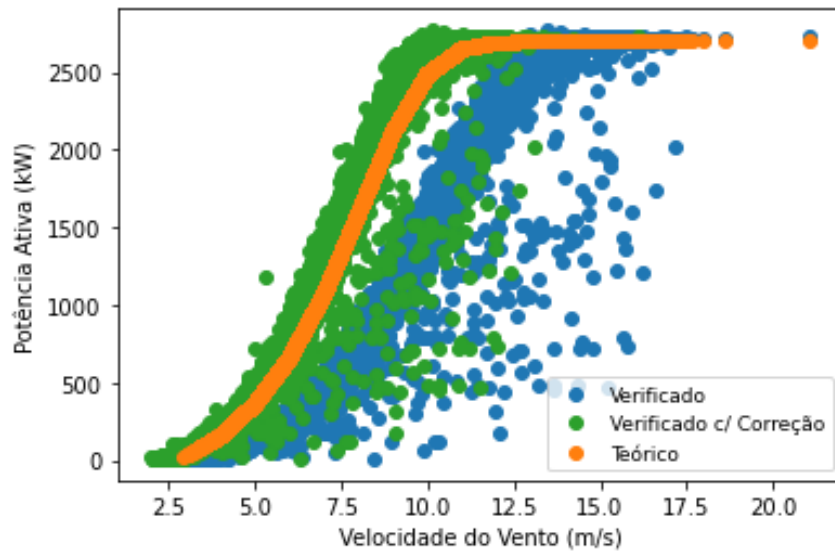
Fonte: Autoria própria (2021).

$$V_{corr} = 0,91048.V_{nac} - 0.86948 \quad (5)$$

Aplicando a função de transferência e depois normalizando para a massa específica em que a tabela do fabricante foi gerado pode-se chegar no resultado da

Figura 5. No gráfico foram plotadas as curvas de potência sem tratamento, com as correções estabelecidas em norma IEC e a do fabricante.

**Figura 5: Curva de potência verificada sem nenhum tratamento (azul), curva com as correções estabelecidas em norma IEC (verde) e curva do fabricante (laranja).**



Fonte: Autoria própria (2021).

É possível notar o efeito importante das correções para que se possa comparar a curva verificada com a teórica e a partir disso montar análises de performance. Sem as correções não é possível realizar análises comparativas e entender o comportamento em diferentes períodos da vida útil da máquina.

Após a aplicação das correções nas velocidades de vento citadas anteriormente, utilizam-se análises baseadas nas curvas de potências teóricas e verificadas dos aerogeradores para identificação de máquinas com baixa performance. Uma análise prévia pode ser elaborada através do cálculo do indicador de eficiência de geração de um aerogerador calculado para o período operativo (i.e., período que considera apenas os momentos em que o aerogerador está em operação), definido como:

$$Eficiência\ de\ Geração_{\%} = \frac{Geração\ Líquida_{MWh}}{Geração\ Teórica_{MWh}} \quad (6)$$

Onde a geração líquida é a totalização da energia produzida pelo aerogerador no período e a geração teórica é a totalização da energia possível de ser produzida pelo aerogerador no período operativo baseado na velocidade de vento aferida pelo

anemômetro da nacele e corrigida pela densidade do ar e pela função de transferência;

Utilizando o indicador de eficiência de geração, foi realizada uma análise no parque A com dados do período de 01-06-2021 a 01-07-2021 e identificado que o aerogerador AEG04 possuía um percentual de eficiência de geração abaixo dos 95% tomados como limiar.

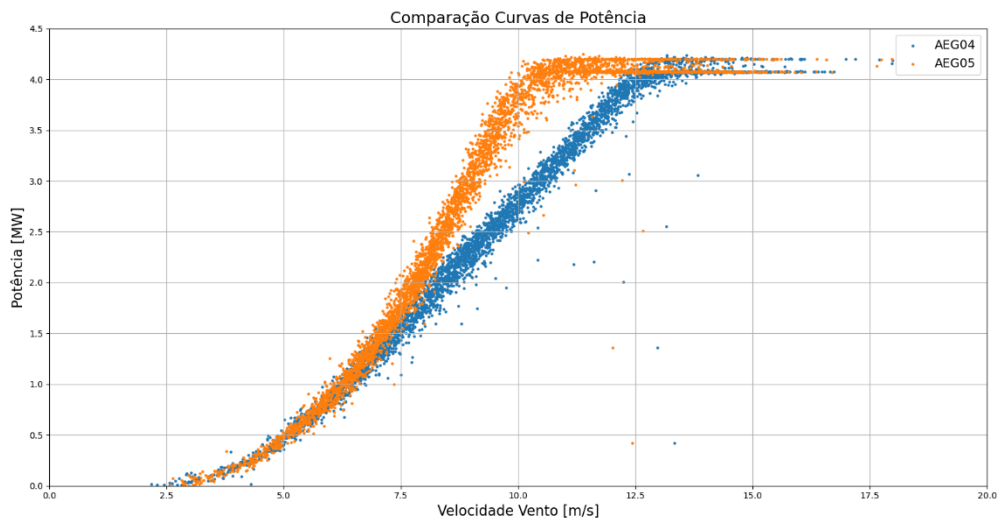
**Tabela 1: Resultados do indicador de eficiência de geração para o parque A.**

| Parque A                     |         |         |         |         |         |         |         |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                              | AEG01   | AEG02   | AEG03   | AEG04   | AEG05   | AEG06   | AEG07   |
| <b>Geração Líquida (MWh)</b> | 1929,48 | 1679,68 | 2008,96 | 1825,19 | 1921,14 | 1893,93 | 1875,53 |
| <b>Energia Teórica (MWh)</b> | 1948,31 | 1711,89 | 2026,09 | 1996,15 | 1940,14 | 1913,95 | 1911,33 |
| <b>Eficiência Geração</b>    | 99,03%  | 98,12%  | 99,15%  | 91,44%  | 99,02%  | 98,95%  | 98,13%  |

Fonte: Autoria própria (2021).

Tomando como indício a eficiência de geração, uma análise foi realizada comparando a curva de potência realizada do aerogerador AEG04 com seu vizinho,,AEG05.

**Figura 6: Curva de potência verificada dos aerogeradores AEG04 (azul) e AEG05 (laranja) do parque A**



Fonte: Autoria própria (2021).

Comparando-se a totalização da geração concomitante de ambas as máquinas (i.e., a geração no período apenas onde ambas as máquinas estavam operando), foi constatado que a geração do aerogerador AEG05 foi de aproximadamente 1921 MWh, enquanto o aerogerador AEG04 produziu aproximadamente 1825 MWh, uma diferença de -5%, embora a velocidade de vento média mensal aferida pelo

anemômetro do AEG04 foi 9.67 m/s enquanto a velocidade de vento média mensal aferida pelo anemômetro do AEG05 foi de 9.02 m/s, cerca de 7.1% maior.

Através dos indícios resultantes da análise anterior, foi então repassadas as informações para a fabricante responsável pela operação do aerogerador para que seja investigada a causa raiz do desvio, identificando se de fato trata-se de um caso de baixa performance da máquina para velocidades de vento mais altas ou o desvio é resultado de um problema de medição do anemômetro.

Replicando a análise de eficiência de geração para o parque B, foi identificado que a máquina AEG05 deste parque possuía uma eficiência de geração muito acima das demais máquinas do parque, tratando-se caracteristicamente de um outlier.

**Tabela 2: Resultados do indicador de eficiência de geração para o parque B.**

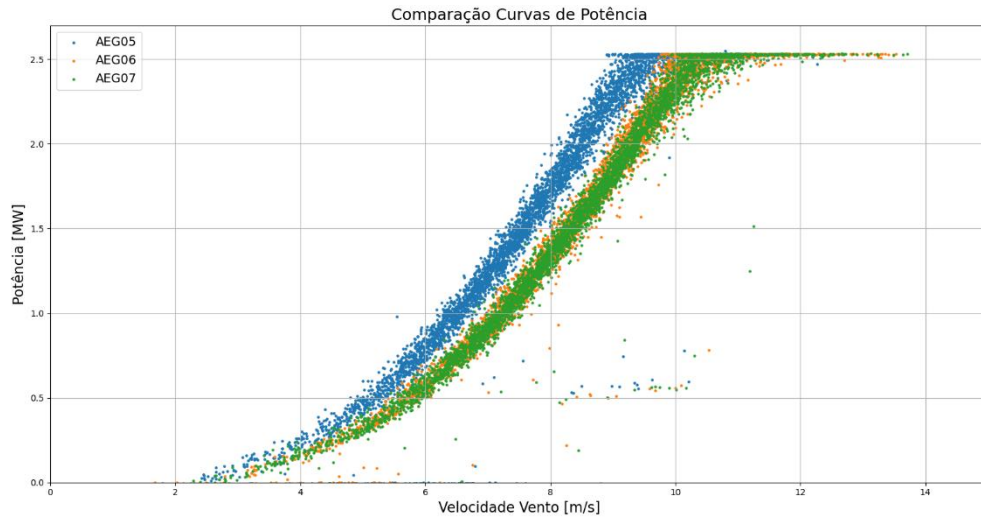
| Parque B           |       |        |         |       |         |         |         |         |         |         |
|--------------------|-------|--------|---------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                    | AEG01 | AEG02  | AEG03   | AEG04 | AEG05   | AEG06   | AEG07   | AEG08   | AEG09   | AEG10   |
| Eficiência Geração | -     | 99,81% | 111,91% | -     | 129,43% | 103,13% | 102,60% | 109,42% | 105,70% | 102,36% |

Fonte: Autoria própria (2021).

Foi então comparada a sua curva de potência com uma máquina vizinha cujo regime de vento assemelha-se, e então foi constatado que de fato a curva de potência possuía um deslocamento horizontal à esquerda.

Realizando uma comparação entre as leituras dos anemômetros das máquinas AEG05 e AEG06 do parque B através da plotagem das médias de velocidade de vento a cada 10 minutos, atribuindo as velocidades de vento da AEG05 ao eixo x e as velocidades de vento da AEG06 ao eixo y, podemos verificar na Figura 8 que a velocidade de vento aferido pelo anemômetro da máquina AEG05 possui um offset em relação as leituras de velocidade de vento lidas pelo anemômetro da máquina AEG06, inferindo que, apesar da proximidade geográfica das máquinas, as velocidades de vento lidas pela máquina AEG05 estão consideravelmente abaixo, distorcendo a análise do indicador de eficiência de geração.

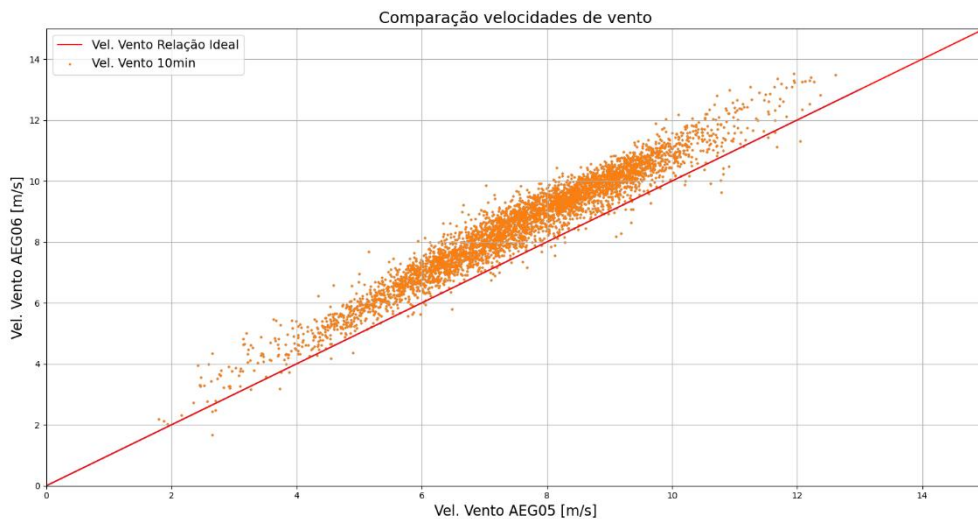
**Figura 7: Curva de potência verificada dos aerogeradores AEG05 (azul), AEG06 (laranja) e AEG07 (verde)**



Fonte: Autoria própria (2021).

Neste caso a tratativa para resolução do problema é indicar ao operador do aerogerador o anemômetro defeituoso para que seja substituído ou recalibrado.

**Figura 8: Relação comparativa das velocidades de vento aferidas pela nacele dos aerogeradores AEG06 e AEG05**



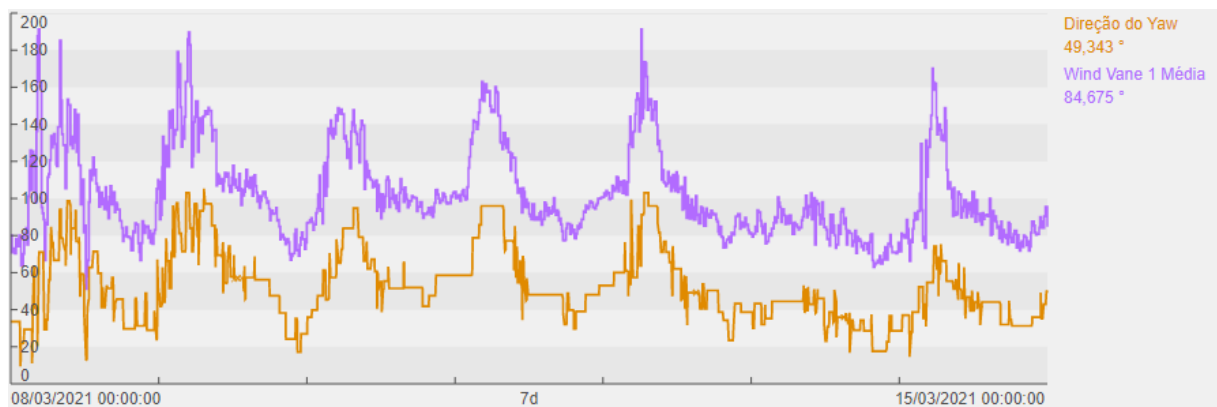
Fonte: Autoria própria (2021).



### 3.2 Desalinhamento de Yaw

Como mostrado na sessão 2.2 desse trabalho, o desalinhamento de Yaw pode ser detectado utilizando os dados das turbinas eólicas e torres anemométricas que normalmente estão disponíveis nos sistemas de supervisão e controle das usinas eólicas. No entanto, é necessário realizar um tratamento dos dados antes de chegar em conclusões sobre o comportamento da máquina. Isso fica claro quando se analisa os dados brutos de direção do yaw e direção do vento da torre anemométrica.

**Figura 9: Dados brutos de direção do yaw e direção do vento da torre anemométrica de uma máquina do Conjunto Eólica de Trairi.**



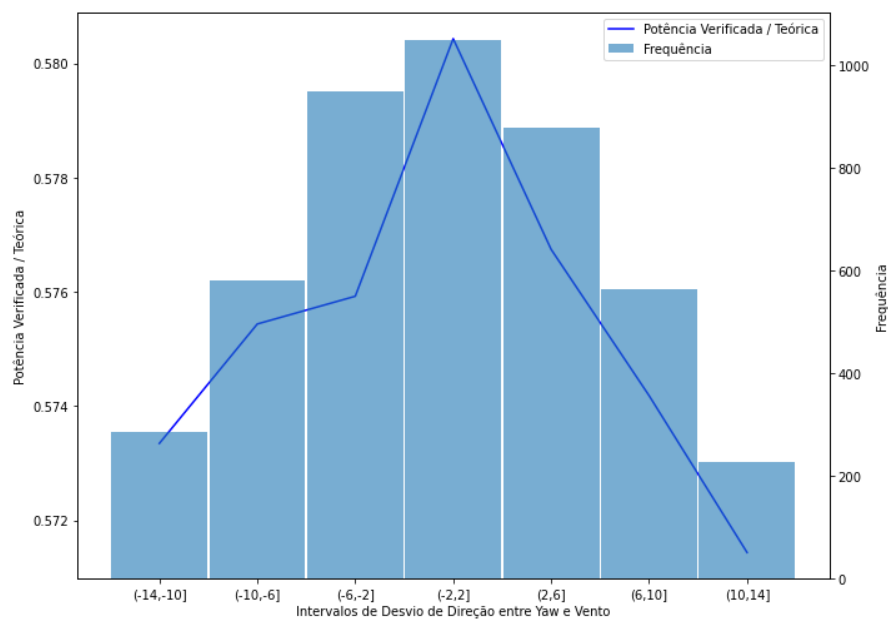
Fonte: Autoria própria (2021).

Como pode ser visto na Figura 9, a diferença entre os ângulos fica em torno de  $50^\circ$ . Se esses dados refletissem a realidade, a máquina não estaria gerando. Além disso, esse *offset* na medição de direção de yaw varia bastante entre as turbinas e dificulta a comparação no comportamento entre elas. Portanto, antes de analisar o problema de desalinhamento de yaw, é necessário corrigir o *offset* dos dados de direção de yaw e realizar outras limpezas nos dados que estarão na análise. Depois disso podem ser aplicados métodos que dividem os dados de acordo com intervalos de desvio entre yaw e direção do vento, encontram uma curva que representa o comportamento da curva de potência em cada intervalo e depois comparam a energia extraída em cada uma dessas curvas.

Um exemplo dessa análise pode ser verificado na Figura 10. A distribuição de frequência mostra o ponto em que o yaw está buscando na maior parte do tempo. Como esperado, ele busca estar alinhado com a direção do vento, ou seja, desvios próximos de zero. A outra curva é a relação entre a potência verificada e a potência

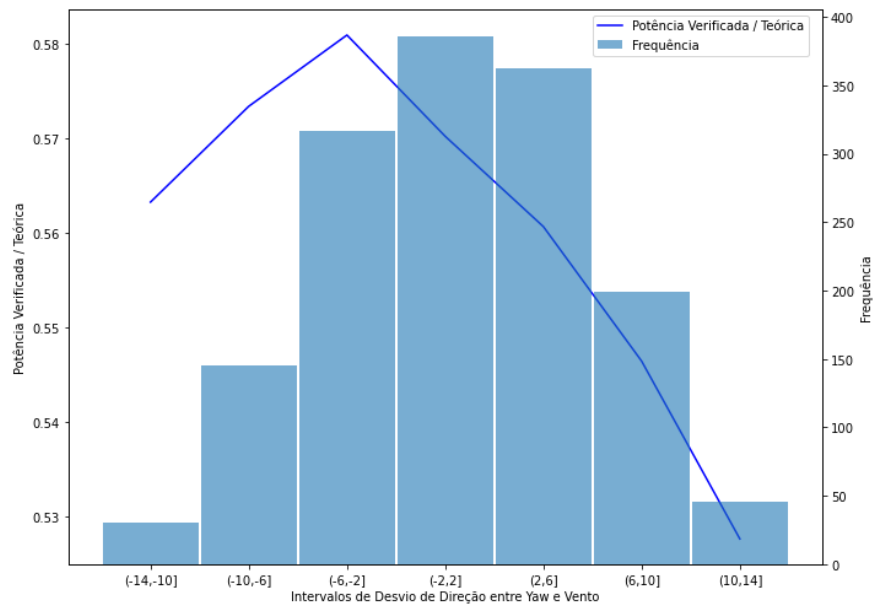
teórica (ou a eficiência de geração, como mostrado anteriormente). Em uma turbina que esteja operando normalmente o ponto de maior extração de energia, ou de maior eficiência de energia, vai estar compatível com o ponto onde o sistema de yaw está procurando na maior parte do tempo. Por outro lado, em uma turbina com problemas de desalinhamento de yaw essas curvas não são compatíveis, como no exemplo da Figura 11. O ponto em que a eficiência de geração indica o nível de desalinhamento. Nesse caso, está em torno de  $-6^\circ$  e  $-2^\circ$ .

**Figura 10: Exemplo de análise de desalinhamento de yaw para uma turbina sem problemas de alinhamento.**



Fonte: Autoria própria (2021).

**Figura 11: Exemplo de análise de desalinhamento de yaw para uma turbina com problemas de alinhamento.**



Fonte: Autoria própria (2021).

Essa análise foi feita para diversas máquinas e as máquinas com maior nível de desalinhamento foram repassadas para os fabricantes. Com essas informações as equipes de manutenção podem realizar o alinhamento durante paradas preventivas que já estavam programadas. Isso faz com que o problema possa ser resolvido minimizando as horas de indisponibilidade. Esse alinhamento foi realizado para duas turbinas de um dos conjuntos eólicos e o algoritmo poderá ser executado novamente depois de alguns meses para verificar a eficácia dos ajustes.

## 4 CONCLUSÃO

Esse trabalho demonstra que através da análise de dados e conhecimento sobre a operação das máquinas é possível criar algoritmos que detectem problemas de performance. Mais importante que isso, demonstra que através da revisão da literatura disponível é possível que os próprios donos dos ativos façam essas análises e repassem a necessidade de ajustes aos fabricantes. Isso garante que os ativos sejam operados e tenham sua manutenção feita da melhor maneira.

Os casos apresentados são reais e as ações feitas depois da apresentação de evidência irão gerar um impacto direto na produção desses aerogeradores. Outros

algoritmos como esses poderão ser desenvolvidos no futuro para detectar mais problemas e o bom relacionamento com os fabricantes irá garantir que os problemas sejam de fato tratados. Alguns exemplos de análises futuras são a análise de desalinhamento de pitch, análise de desalinhamento dinâmico de yaw e detecção de componentes com possíveis falhas através da análise dos dados de temperatura.

## REFERÊNCIAS

- Jing, B., Qian, Z., Pei, Y., Zhang, L., & Yang, T. (2020). Improving wind turbine efficiency through detection and calibration of yaw misalignment. *Renewable Energy*, 1217-1227.
- Choi, D., Shin, W., Ko, K., & Rhee, W. (2019, Abril). Static and Dynamic Yaw Misalignments of Wind Turbines and Machine Learning Based Correction Methods Using LiDAR Data. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10, 971-982.
- International Electrotechnical Commission. (2008). Part 12-2 Power performance of electricity producing wind turbines based. *Wind turbines (IEC 61400-12-2 Ed.1)*.
- Kragh, K. A., Fleming, A. P., & Scholbrock, A. K. (2013). Increased Power Capture by Rotor Speed–Dependent Yaw Control of Wind Turbines. *Solar Energy Engineering*.
- ONS. (2014). *Boletim das Usinas Eólicas*.
- ONS. (2020). *Boletim Mensal de Geração Eólica*.



## Identificação Estatística de Anomalias nas Variáveis dos Aerogeradores

Henrique Bezerra Diógenes<sup>1</sup>, Raphael Fernandes Sales Costa<sup>1</sup>

Engenharia de Desempenho e Confiabilidade - O&M

Casa dos Ventos

Av. Desembargador Moreira, 1300, SC-1501 - Fortaleza | CE

[henrique.diogenes@casadosventos.com.br](mailto:henrique.diogenes@casadosventos.com.br), [raphael.costa@casadosventos.com.br](mailto:raphael.costa@casadosventos.com.br)

### ABSTRACT

Wind turbines are very well sensed equipment, providing, at high frequency, hundreds of variables that can be monitored and recorded. It is not uncommon for some of these variables to present values outside the normal range, indicating a system failure or sensor failure, which can cause a machine stoppage or underperformance. This paper proposes an approach for identifying anomalous variables in wind turbines of a wind farm. The study consists of a statistical comparison between the ten-minute averages of the analog values from all wind turbines of a wind farm, establishing normality limits for each time stamp and classifying an anomalous variable of an wind turbine in two ways: (1) by the number of outlier points in a period; (2) by the tendency of the variable to leave normality. This approach has been used in Casa dos Ventos wind farms, in about 60 variables per wind turbine, allowing the identification of underperformance causes, helping to diagnose failures or even anticipate them, acting predictively.

**Keywords:** *Anomaly identification, Wind turbines, statistics.*



## RESUMO

Aerogeradores são equipamentos muito bem sensoriados, fornecendo em alta frequência centenas de variáveis que podem ser monitoradas e historiadas. Não é incomum algumas dessas variáveis apresentarem valores fora da normalidade, indicando uma falha no sistema ou falha de sensoriamento, o que pode causar uma parada de máquina ou um subdesempenho. Esse artigo propõe uma abordagem para identificação de variáveis anômalas nos aerogeradores de um complexo eólico. O estudo consiste em uma comparação estatística entre as médias de dez minutos dos valores analógicos dos aerogeradores de um complexo eólico estabelecendo limites de normalidade para cada instante e classificando uma variável de um aerogerador anômala de duas formas: (1) pela quantidade de pontos outliers em um período; (2) pela tendência de a variável sair da normalidade. Essa abordagem tem sido utilizada nos parques eólicos da Casa dos Ventos, em cerca de 60 variáveis por aerogerador, permitindo identificar causas de subdesempenho, auxiliando a diagnosticar falhas ou até mesmo antecipá-las, atuando preditivamente.

**Palavras-chave:** *Identificação de anomalias, Aerogeradores, estatística.*



## 1 INTRODUÇÃO

Aerogeradores são equipamentos compostos por sistemas elétricos e mecânicos, responsáveis por converter a energia cinética dos ventos em energia elétrica [1]. Seus subsistemas mecânicos e elétricos possuem uma diversidade de sensores capazes de manter o aerogerador em condições seguras e eficientes de operação, de forma que quando algum parâmetro foge à normalidade, o aerogerador entra em estado de falha, fazendo com que a produção de energia elétrica seja interrompida [2].

As paradas não programadas de aerogeradores são eventos muito indesejados na operação de parques eólicos, portanto busca-se minimizar tanto a quantidade de paradas, como o tempo em que o aerogerador fica parado em cada evento. Para isso é necessário atuar de forma preditiva, de modo que as potenciais falhas sejam sanadas em aproveitamento a paradas programadas do aerogerador, preferencialmente em períodos de ventos baixos, para minimizar o impacto na geração [3].

Diversos trabalhos apresentam métodos de monitoramento de condição com foco em falhas críticas que causem longas paradas e com baixa probabilidade de ocorrência, especialmente nos primeiros anos [4], [5], [6], [7], [8]. O foco deste trabalho é em falhas mais simples, mas que apresentam maior probabilidade de ocorrência, portanto um impacto relevante na geração de energia.

No presente trabalho é apresentada uma metodologia para identificação de anomalias em aerogeradores de um parque eólico, permitindo que as manutenções possam ser planejadas e executadas em períodos que tragam menor impacto à geração, e que a solução de potenciais falhas em aerogeradores possa ser realizada em aproveitamento a paradas programadas, ou até mesmo a outras falhas que ocorram.

A metodologia utilizada no trabalho consiste em comparar o comportamento de cada variável em todos os aerogeradores do complexo eólico, partindo da premissa de que as condições de operação são parecidas para todas as turbinas. Tal comparação é realizada utilizando uma análise estatística [9] “*Tukey’s rule*” para detectar variáveis que estejam permanentemente fora do comportamento normal do complexo, ou que estejam com uma taxa de variação maior do que a do restante do complexo, indicando uma possível tendência de anormalidade.





É importante que a detecção de anomalias seja realizada de modo automático, devido ao grande volume de dados a ser processado e à necessidade de alertar a necessidade de atuação no menor tempo possível. Para isso, são utilizados *scripts* em python para coleta, armazenamento e tratamento dos dados dos aerogeradores.

O trabalho é dividido em três capítulos, sendo no capítulo 2 apresentado, em detalhes, a metodologia utilizada para detecção de anomalias, bem como a estrutura montada para que tal detecção aconteça de maneira automática. No capítulo 3 são apresentados os resultados obtidos, destacando casos práticos em que anomalias foram identificadas e tratadas de maneira preditiva, bem como o formato de apresentação das anomalias encontradas. Por fim, no capítulo 4 é feita a discussão dos resultados e conclusão.

## 2 METODOLOGIA

Em um complexo eólico, para condições similares de recurso eólico, e em para máquinas do mesmo modelo, as variáveis deveriam se comportar de maneira similar. A partir dessa premissa, é válido comparar estatisticamente as variáveis e tirar valor de algo que esteja fora da normalidade.

Podemos dividir a metodologia em algumas etapas: primeiramente os dados precisam ser adequados para a análise, aplicando alguns tratamentos e filtros; em seguida, é feita uma análise estatística para todas as variáveis em cada estampa de tempo, assim é possível classificar as variáveis mais divergentes em quantidade de pontos e em tendência de sair da normalidade; por fim deve ser desenvolvida uma estrutura que permita a realização dessa análise automaticamente, possibilitando rápida atuação, quando necessário.

### 2.1 Tratamentos e filtros

Inicialmente os dados das variáveis analógicas dos aerogeradores coletados são agregados em média de dez minutos. Assume-se que os aerogeradores devem se comportar de maneira similar no mesmo parque eólico, ou seja, sob condições de recurso eólico similares, caso estejam operacionais. Assim, deve-se retirar da análise os pontos em que se tiver ciência de que o aerogerador não está em operação normal, seja por um defeito na máquina ou por falha na



subestação, redes de média tensão ou linhas de transmissão (BOP, “*balance of plant*”). Para isso utiliza-se:

- os alarmes ativos do aerogerador que relacionem alguma falha, filtrando-se todos os “dez minutos” da máquina que estejam, mesmo que parcialmente, dentro do período do alarme;
- os estados da máquina, caso disponíveis para o modelo do aerogerador em questão;
- Informações do BOP:
  - períodos em que esteja sendo aplicada alguma limitação de potência externa no parque;
  - abertura de chaves ou disjuntores no circuito que conecta o aerogerador;

Com os filtros aplicados, é possível implementar a comparação estatística nas variáveis.

## 2.2 Comparação estatística

Para cada variável em cada instante (média de 10 minutos), faz-se uma análise estatística calculando-se o mediana, quartil superior (Q75), quartil inferior (Q25). A partir disso estabelecem-se limites superiores e inferiores:

$$\text{Limite superior} = Q75 + 1.5 \text{ IQR}$$

$$\text{Limite inferior} = Q25 - 1.5 \text{ IQR}$$

Onde IQR é o intervalo entre quartis, ou seja,

$$\text{IQR} = Q75 - Q25.$$

A partir disso, divide-se o problema em dois, classificando variáveis anômalas em dois casos.



### 2.2.1 Percentual de pontos outliers elevado

Se o percentual de pontos outliers de uma determinada variável em um aerogerador, nos últimos 15 dias (excluindo-se os pontos de máquina parada) for maior que 50%, classificamos essa variável como anômala.

Adicionalmente se nas últimas 6 horas esse mesmo percentual for maior que 95%, a variável também é classificada assim. Isso auxilia a detectar rapidamente saídas da anormalidade, acelerando uma correção.

### 2.2.2 Tendência de saída da normalidade

Com os limites superiores e inferiores calculados, calcula-se as linhas de tendência desses limites para cada variável, bem como as linhas de tendência das variáveis de cada aerogerador.

$$v = slope * tempo + offset$$

Onde valor é o  $v$  é o valor da variável,  $slope$  é a inclinação da reta fitada  $offset$  é onde a reta corta o eixo das ordenadas e  $tempo$  é o tempo medido em minutos à frente do instante inicial da análise.

É importante calcular-se a tendência dos limites, pois uma alteração na condição do recurso pode fazer com que haja uma tendência natural de aumento ou redução do valor da variável. Os aerogeradores deveriam acompanhar essa tendência.

Com as linhas de tendência, calcula-se quando cada variável de cada aerogerador irá cruzar as linhas de tendências dos seus limites. Se esse cruzamento for ocorrer nas próximas 24 horas, ou já tiver ocorrido e ela continuar se afastando da banda, a variável é classificada como tendo uma tendência de virar anômala. A figura esquemática abaixo ilustra os casos possíveis considerados na lógica aplicada.

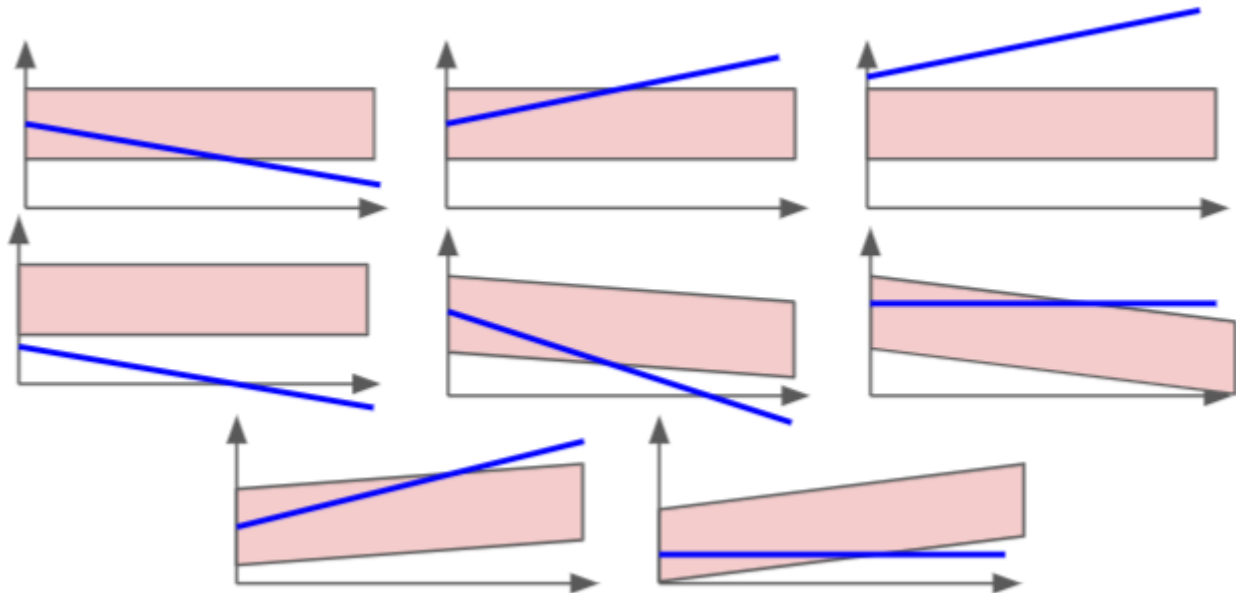


Figura 1 – Gráficos esquemáticos dos casos de tendência de anomalia.

A partir dessa metodologia proposta é importante que se tenha agilidade na aplicação e análise dos resultados, para isso é necessário estruturar de forma automatizada um fluxo de cálculo robusto.

### 2.3 Estrutura em Produção

O primeiro passo é desenvolver um código, em linguagem de programação, capaz de realizar todo o passo a passo proposto acima de forma automatizada. O resultado desse *script* é uma tabela que traz as variáveis anômalas em todo o período em que ela foi classificada bem como os limites para que seja possível visualizar quando ocorreu a anormalidade e de que forma.

Com o *script* pronto é necessário orquestrar a execução para que ele possa ser acionado várias vezes ao dia e seja possível identificar rapidamente novas ocorrências. Há ainda a preocupação com a robustez da infraestrutura da aplicação, assim, seguindo a estratégia da empresa, escolheu-se utilizar computação em nuvem.

Criou-se uma imagem *docker* com o código na forma de API (*Application Programming Interface*), tornando-a disponível em um *container registry* no google cloud computing (GCP),



usou-se o *cloud run*, também do GCP, para colocar a API em produção. Dessa forma fica acessível o processamento da detecção de anomalias para determinado parque eólico em um período de tempo. A chamada HTTP ao Cloud Run é orquestrada utilizando o *Airflow*.

### 3 RESULTADOS

Com os dados estruturados é possível criar visualizações para que se possa tomar decisões sobre intervenções. Dependendo da criticidade das anomalias pode-se:

- aguardar uma intervenção (preventiva ou mesmo corretiva programada) para corrigir a anomalia na variável;
- programar uma intervenção corretiva, a fim de solucionar uma falha que esteja causando paradas intermitentes da máquina, subdesempenho ou que conhecidamente irá fazer o aerogerador parar, ou;
- se a falha já tenha ocasionado uma parada de máquina e a intervenção seja urgente, a informação de anomalia é extremamente útil para auxiliar e acelerar o diagnóstico da falha.

Dessa forma é essencial que a informação esteja clara e sempre atualizada. Nos subtópicos abaixo serão ilustradas algumas visualizações desenvolvidas e alguns casos práticos, respectivamente.

#### 3.1 Visualizações

A figura 2 abaixo ilustra uma análise com sensores de temperatura do gerador e do drive-train, apresentando os valores no último dia, os máximos e mínimos limites de outlier (barras em vermelho). Os pontos foram coloridos de forma que em verde estão dentro de uma região de normalidade, em laranja em uma região de atenção e vermelho de alerta. Pode-se claramente perceber valores negativos de temperatura, indicando erro de medição.



Figura 2: Valores apresentados em um dia para algumas variáveis de temperatura.

Para uma análise completa das tendências, é interessante visualizar os valores e limites em função do tempo. A figura 3 abaixo apresenta esse gráfico. Em azul os valores medidos para o aerogerador em questão e a região rosa são os limites entre os limites estatísticos superior e inferior.

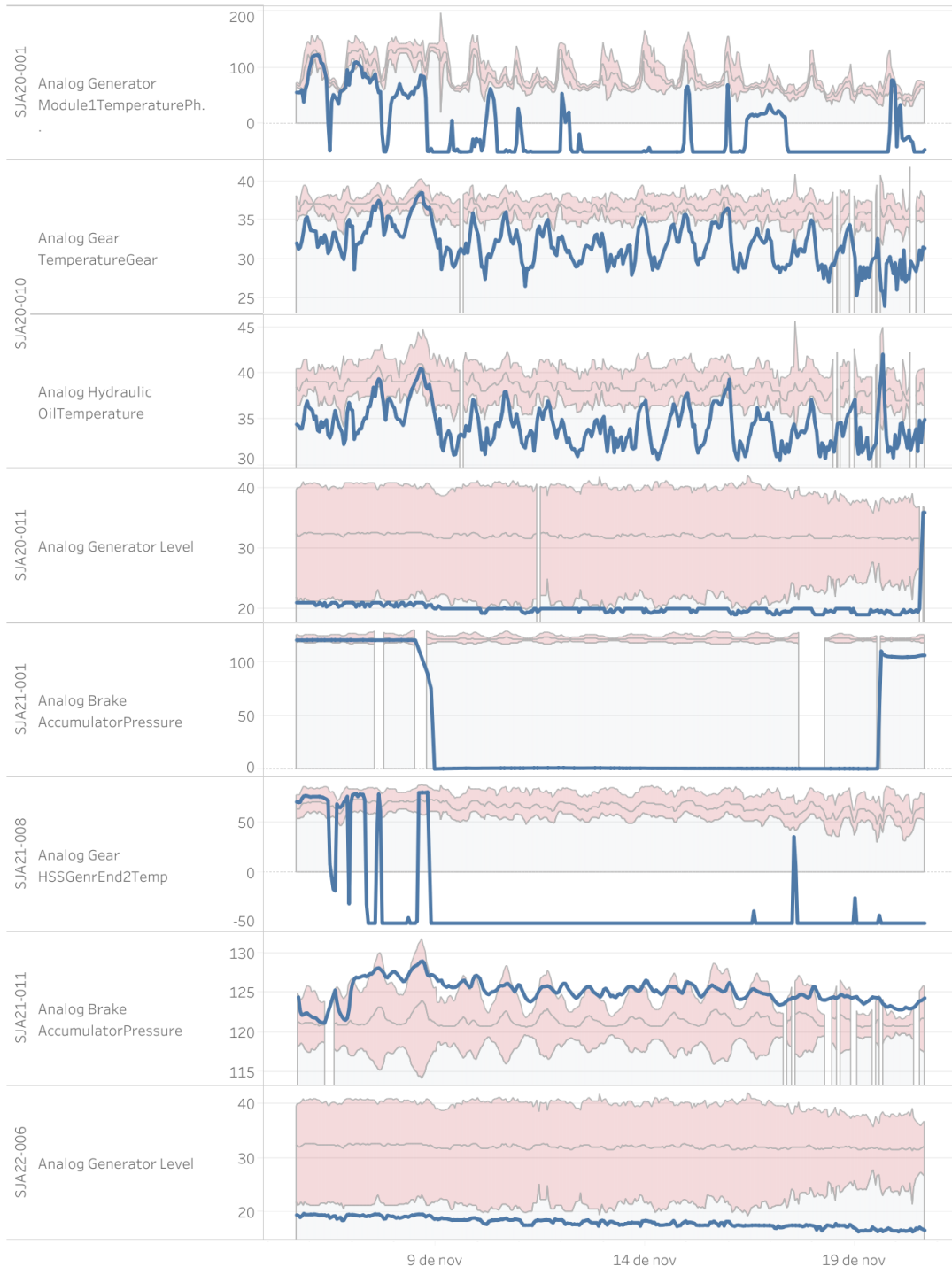


Figura 3: Gráfico de valores em função do tempo.

Nessa figura, é possível perceber algumas variáveis com a tendência de sair ou se afastar da normalidade, conforme o tempo passa.

## 3.2 Casos práticos

Com a estrutura de detecção de anomalias montada, foi possível identificar e solucionar, de maneira preditiva, problemas que poderiam comprometer a produção dos aerogeradores e, conseqüentemente, resultar em perdas energéticas.

São apresentados abaixo alguns exemplos de atuação para solução de problemas antes

### 3.2.1 Vazamento do líquido de arrefecimento do gerador/conversor

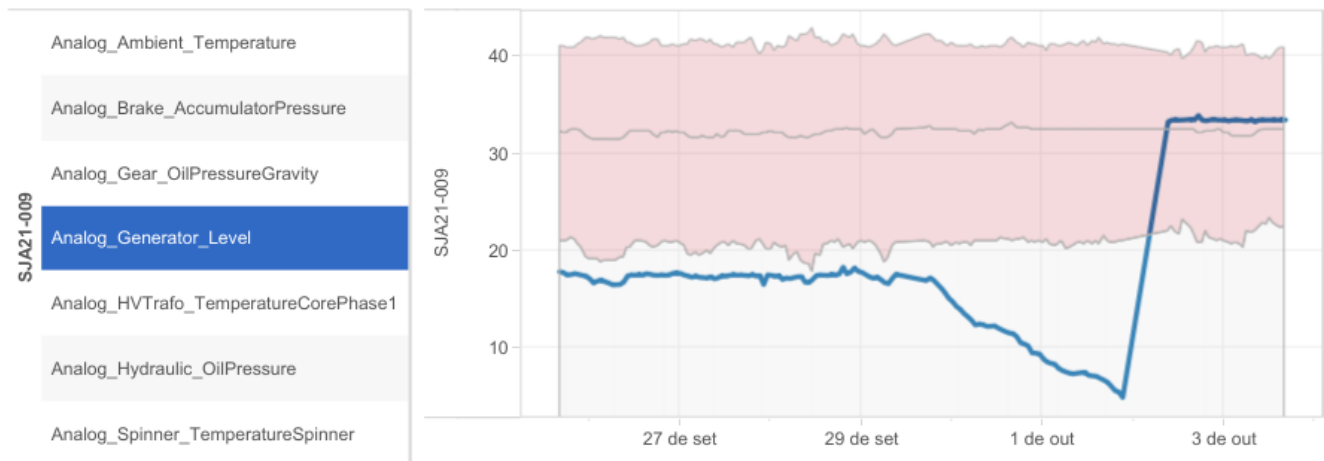


Figura 4: Vazamento do líquido de arrefecimento do Gerador/Conversor

A Figura 4 ilustra um exemplo de aerogerador que vinha com o líquido de arrefecimento do gerador/conversor já mais baixo do que as demais turbinas do complexo eólico, e apresentou uma tendência de queda por conta de um vazamento nas mangueiras desse sistema.

Enquanto o líquido de arrefecimento estava mais baixo, porém instável, os algoritmos detectaram a anomalia pelo “percentual de pontos outliers elevado”, e a máquina ficou em observação para que uma intervenção para correção desse problema fosse realizada em aproveitamento a outra parada. Entretanto, quando o vazamento iniciou, os algoritmos também o classificaram como “tendência de saída da normalidade” e uma intervenção precisou ser programada no menor tempo possível, antes que o aerogerador entrasse em falha pelo baixo



nível de líquido de arrefecimento, ou ainda, que o baixo líquido de arrefecimento causasse algum problema nos componentes do gerador/conversor da máquina.

Dessa forma, foi possível atuar em uma janela de vento mais baixa para completar o nível de líquido de arrefecimento e corrigir o problema de vazamento, fazendo com que o aerogerador voltasse a operar dentro da normalidade e sem riscos de falha.

Todos esses eventos podem ser acompanhados pela Figura 4. Com essa intervenção, a perda energética foi minimizada e o problema foi efetivamente sanado.

### 3.2.2 Temperatura elevada no transformador do aerogerador

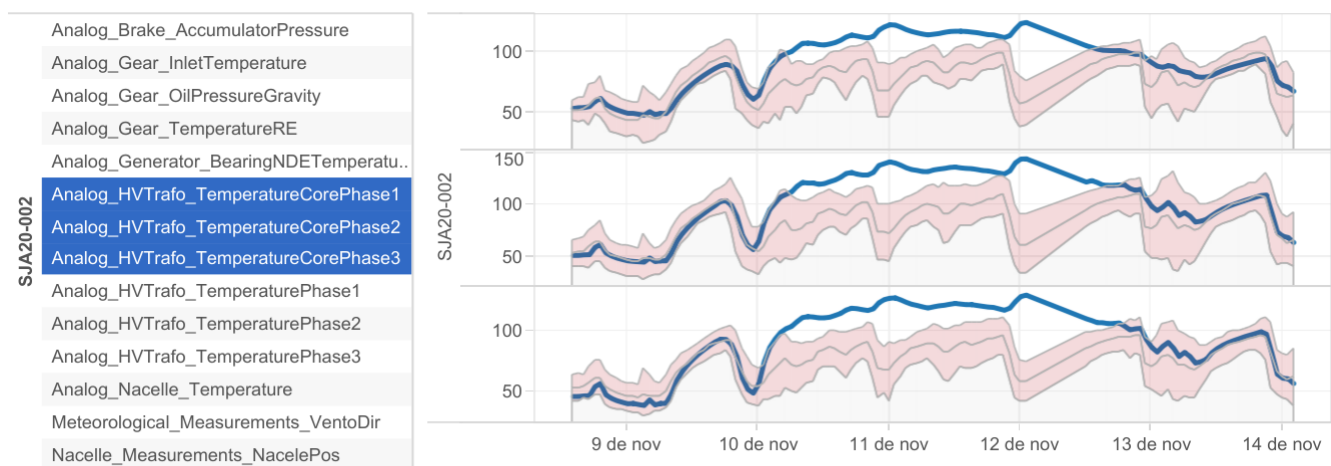
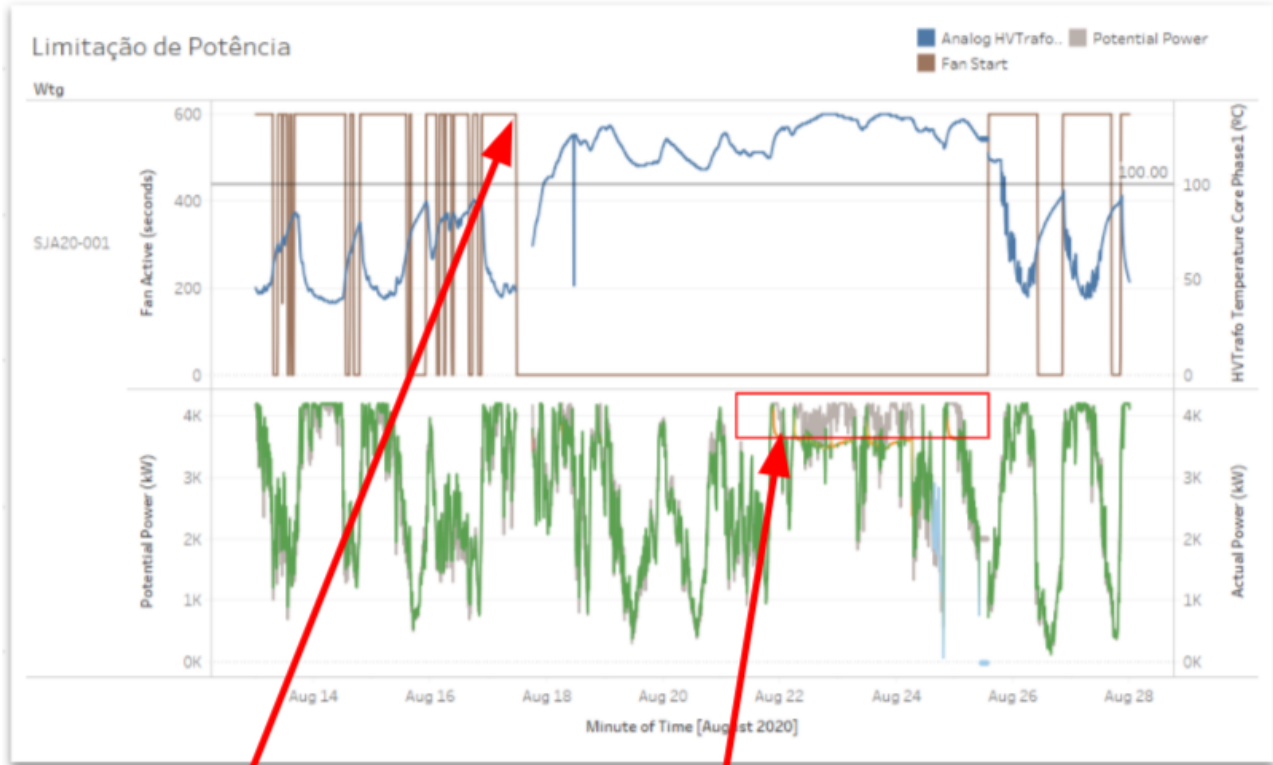


Figura 5: Temperatura elevada no transformador do aerogerador

Na Figura 5, é apresentado um caso de elevação de temperatura nas três fases do núcleo do transformador do aerogerador. Tal elevação de temperatura faz com que o aerogerador opere com potência limitada, devido à limitação ONAN do transformador, e esse evento não é alarmado no sistema supervisor dos aerogeradores, o que pode levar a uma grande perda energética que não é percebida.

Com o sistema de detecção de anomalias implementado, foi possível identificar que a elevação de temperatura do transformador era causada por uma falha no acionamento da ventilação forçada, como ilustrado na Figura 6.



**Falha na ventilação forçada do transformador**

**Início da limitação de potência**

Figura 6: Falha no acionamento da ventilação forçada do transformador

No gráfico superior da Figura 6 é ilustrado o acionamento da ventilação forçada, em marrom, e a temperatura do transformador, em azul. É possível verificar que quando a ventilação forçada para de ser acionada, a temperatura do transformador passa a subir e assume valores superiores a 100°C. No gráfico inferior é possível verificar que, com o aumento da temperatura, a potência ativa medida no aerogerador, em verde, passa a ser inferior à potência potencial do aerogerador, em cinza. A perda energética também pode ser verificada na curva de potência do aerogerador, ilustrada na Figura 7.

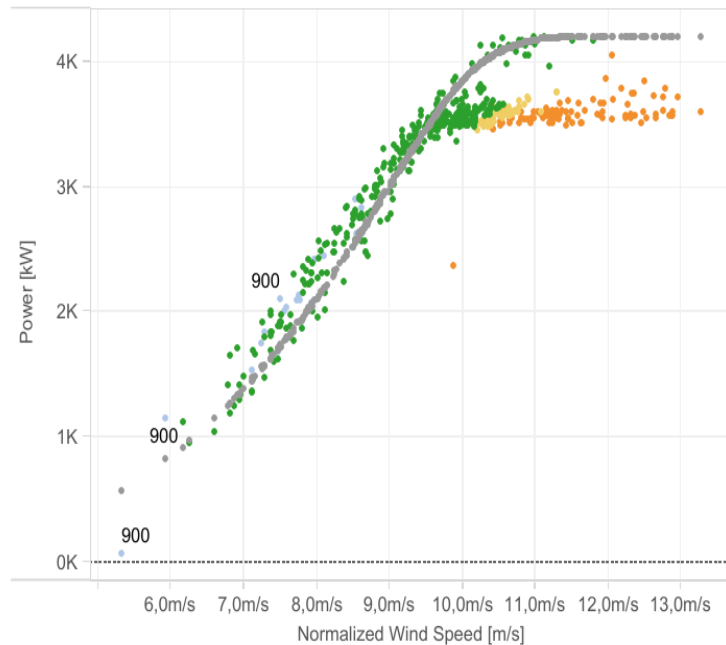


Figura 7: Curva de potência do aerogerador com limitação de potência

Com a detecção do problema de elevação de temperatura do transformador, é possível intervir rapidamente para corrigir o problema de acionamento da ventilação forçada, que foi identificado como falha no ventilador do transformador, ou desarme dos disjuntores que acionam o ventilador. Dessa forma, a perda energética também é reduzida, e o problema pode ser resolvido rapidamente.

### 3.2.3 Sensor de temperatura ambiente descalibrado

Foi identificada anomalia no sensor de temperatura ambiente de um dos aerogeradores, como se pode observar na Figura 8 abaixo.

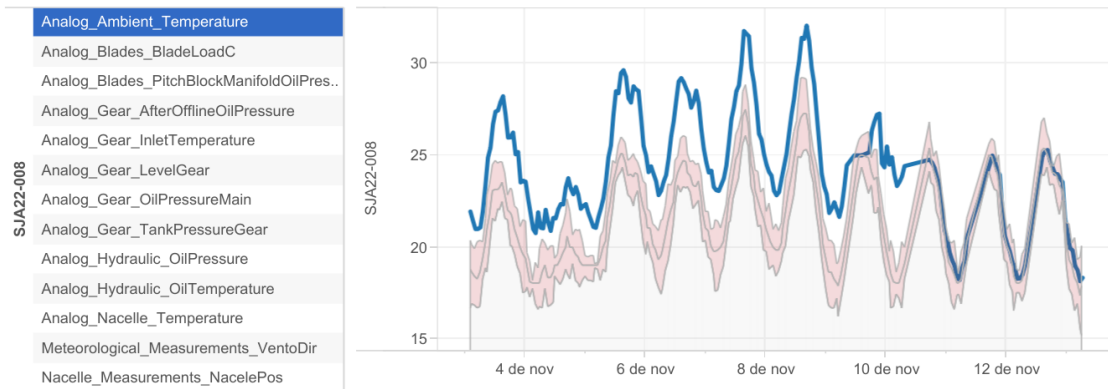


Figura 8: Sensor de temperatura ambiente descalibrado.

Essa temperatura elevada vista pelo sensor de temperatura ambiente impacta diretamente na geração. A partir de 20° C a potência máxima do aerogerador é limitada proporcionalmente à temperatura ambiente, ou seja, quanto maior a temperatura, menor a potência máxima da turbina.

Com a identificação dessa anomalia foi possível programar estrategicamente uma parada de máquina para solucionar o subdesempenho.

A figura 9 abaixo mostra no eixo x temperatura ambiente média do complexo e no eixo y a potência gerada pelo aerogerador. Filtrou-se apenas velocidades de vento acima de 11.5m/s, onde o aerogerador deveria estar na potência máxima. Em cinza temos o limite máximo de potência dada a temperatura, os pontos em verde são pontos considerados normais (*full performance*), em laranja temos os pontos em que o aerogerador está produzindo menos energia do que o seu potencial (*partial performance*).

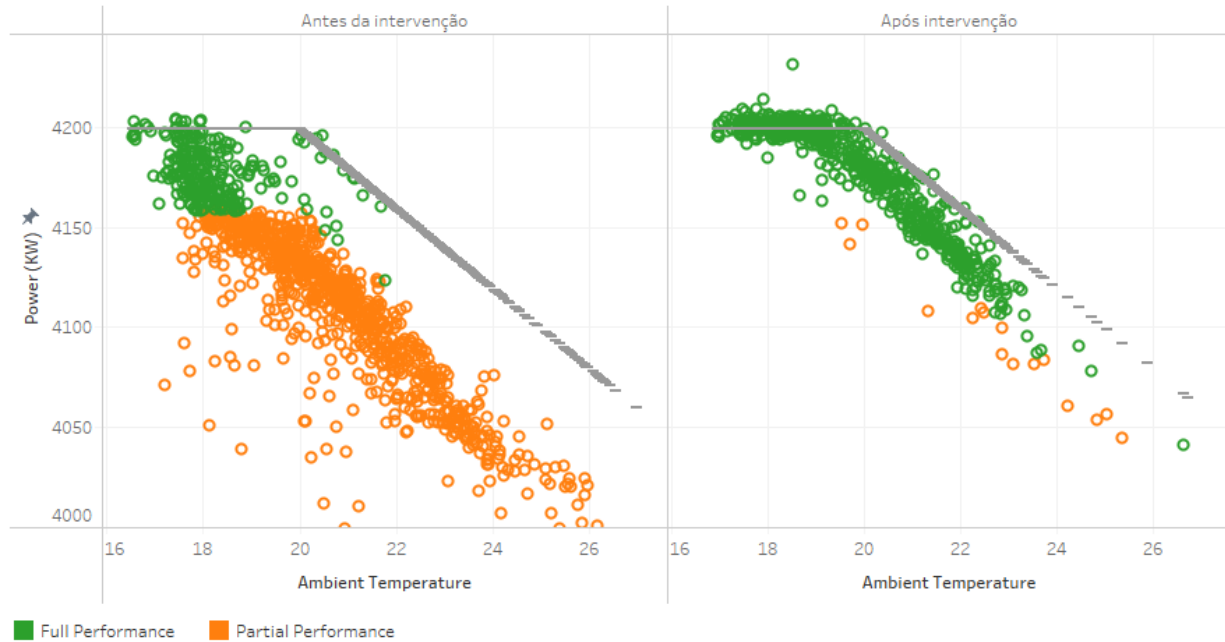


Figura 9: Comparação das curvas potência gerada em função da temperatura

Pode-se perceber no gráfico a esquerda, antes da intervenção, temos uma quantidade muito maior de pontos em subdesempenho (laranja) se comparado com o gráfico da direita. Isso ocorreu, pois o controle do aerogerador utiliza a temperatura ambiente do aerogerador para reduzir a potência máxima, como esse sinal estava descalibrado, medindo uma temperatura maior do que a real (evidenciada pela média das temperaturas ambientes dos outros aerogeradores), a limitação de potência por temperatura estava mais rigorosa do que deveria ser, fazendo com que a máquina produzisse menos energia do que o seu potencial máximo.

### 3.2.4 Temperatura do Top Controller Elevada

Detectou-se elevação de temperatura do top controller, conforme ilustrado na Figura 9.

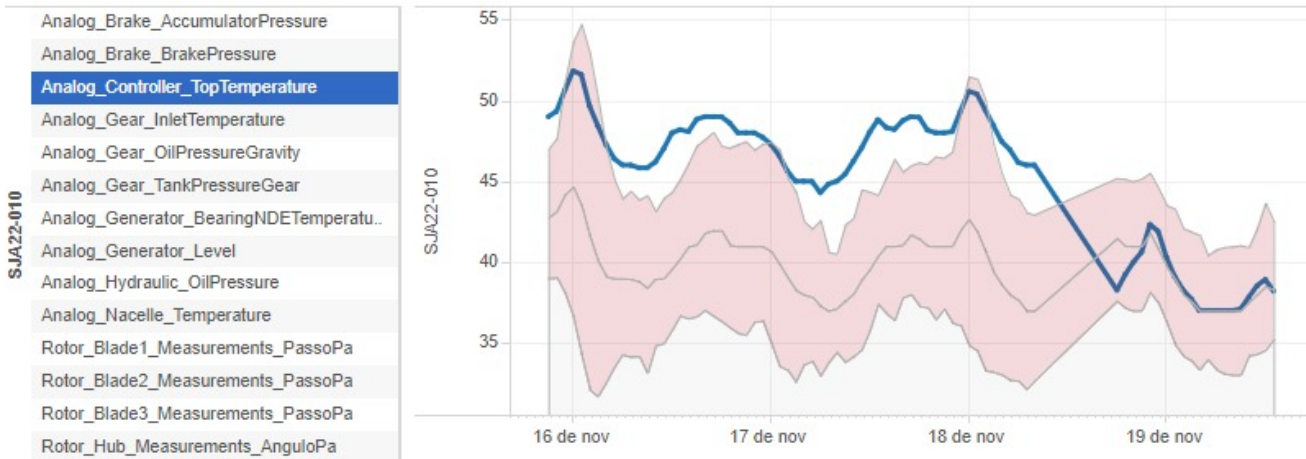


Figura 9: Temperatura elevada no top controller

Foi possível atuar em aproveitamento a uma parada do aerogerador e identificar que os filtros do painel de controle da nacele estavam precisando ser trocados, conforme ilustrado na Figura 10. Com a rápida detecção e atuação, foi possível substituir o filtro antes que a temperatura elevada no painel fosse capaz de danificar os equipamentos eletrônicos, podendo levar a danos mais severos ou a uma parada não programada.



Figura 10: Filtro de painel necessitando ser trocado



## 4 CONCLUSÃO

Foi proposta uma metodologia para identificação de anomalias e tendências de anomalia nas variáveis analógicas dos aerogeradores de um complexo eólico. Aplicando-se de maneira sistemática o estudo estatístico, é possível identificar variáveis que fogem do comportamento mais frequente do parque eólico, permitindo a atuação preditiva para a solução de potenciais problemas que poderiam levar ao sub desempenho dos aerogeradores ou paradas inesperadas causadas por falhas.

As atuações preditivas são realizadas em aproveitamento a paradas programadas, usualmente realizadas nas janelas de menor velocidade de vento, buscando uma melhor eficiência no planejamento de recursos para solução dos problemas, visando a solução dos problemas com a menor perda energética possível.

Foram criadas visualizações para auxiliar na tomada de decisão relativas às intervenções. Tais visualizações buscam evidenciar os problemas mais críticos, sendo enviadas às equipes diariamente para serem utilizadas no planejamento de atividades do parque eólico. Com isso, é possível atuar nas turbinas cujas variáveis apresentam maior divergência, e acompanhar a evolução de variáveis que estão fora da normalidade, mas não impactando diretamente na performance e segurança do aerogerador, portanto estão aguardando uma parada programada para serem solucionadas.

Por fim, foram apresentados alguns casos práticos ilustrando os ganhos reais obtidos com a implementação dessa abordagem. Os casos apresentados são: a detecção de vazamento do líquido de arrefecimento do gerador/conversor, que permite completar o nível de líquido e sanar o vazamento de maneira definitiva, ao invés de atuar quando houver a parada da turbina, completar o nível e esperar a turbina parar novamente; a detecção de temperatura elevada no transformador do aerogerador, combinado com a leitura do acionamento da ventilação forçada, que permite minimizar as perdas de energia pela falha do acionamento da ventilação forçada; o sensor de temperatura ambiente descalibrado, que leva a um indevido *de-rating* de potência; e a temperatura dos painéis de controle, que permite a atuação para substituição de filtros antes que os componentes internos dos painéis sejam danificados.



A identificação estatística de anomalias nas variáveis dos aerogeradores mostrou-se uma ferramenta muito eficaz nas rotinas de operação e manutenção de parques eólicos, permitindo que potenciais problemas sejam rapidamente detectados e solucionados, para a obtenção de uma condição de operação mais segura, com melhor desempenho.

## 5 REFERÊNCIAS

- [1] Wiley J. (2011). Wind Energy Handbook - second edition.
- [2] Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L., Wind Energy Explained: Theory, Design and Application.
- [3] Hossain, M. L., Abu-Siada, Muyeen, S.M. (2018). Methods for Advanced Wind Turbine Condition Monitoring and Early Diagnosis: A Literature Review
- [4] Fang, R., Shang, R., Jiang, S., Peng, C., Ye, Z. (2018). A trend cloud model-based approach for the identification of wind turbine gearbox anomalies
- [5] Jiang, G., Xie, P., He, H., (2017). Wind Turbine Fault Detection Using Denoising Autoencoder with Temporal Information.
- [6] Kong, Z., Tang, B., Deng, L., Liu, W., Han, Y., (2020). Condition monitoring of wind turbines based on spatio-temporal fusion of SCADA data by convolutional neural networks and gated recurrent units
- [7] Wang, L., Zhang, Z., Long, H., Xu, J., Liu, R., (2016) Wind Turbine Gearbox Failure Identification with Deep Neural Networks
- [8] Zhang, D., Quian, Z., Probability warning for wind turbine gearbox incipient faults based on SCADA data
- [9] Seo S. (2002). A Review and Comparison of Methods for Detecting Outliers in Univariate Data Sets.





## BIOGRAFIAS

**Henrique Bezerra Diógenes** - Natural de Fortaleza-CE e nascido em 1º de outubro de 1991, formou-se em Engenharia Mecânica-Aeronáutica pelo ITA (2016). Possui mestrado em Engenharia Aeronáutica e Mecânica pelo ITA (2017), na área de Sistemas Aeroespaciais e Mecatrônica. Há cinco anos no setor, acumula experiência em O&M, como engenheiro de desempenho e confiabilidade de aerogeradores e projeto de parques fotovoltaicos na Casa dos Ventos.

**Raphael Fernandes Sales Costa** – Natural de Fortaleza-CE e nascido em 24 de setembro de 1990, formou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará (UFC), com Duplo Diploma em Engenharia Generalista pela École Centrale Marseille (2013). Está cursando mestrado em Engenharia Elétrica na UFC, com previsão de conclusão em 2021, na área de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência. Há nove anos no setor, acumula experiência em implantação, elaboração de projetos e O&M de parques eólicos e solares. Atua como engenheiro de desempenho e confiabilidade na Casa dos Ventos.



## **MANUTENÇÃO DE REDES DE MÉDIA TENSÃO SUBTERRÂNEAS COM BASE EM CONDIÇÕES DO SISTEMA DE CABOS: MÉTODOS DE DIAGNÓSTICOS.**

**Eng° Alexandre Pinheiro da Silva<sup>1</sup>**  
**Eng° Luiz Gonzaga de Medeiros Filho<sup>2</sup>**

SIMM Soluções, Departamento de Comissionamento, Divisão de Testes e Diagnósticos em  
Cabos Isolados

Av. Prudente de Moraes 4140 – Lagoa Nova – Natal/RN

[alexandre.pinheiro@simmsolucoes.com.br](mailto:alexandre.pinheiro@simmsolucoes.com.br)

[luiz.medeiros@simmsolucoes.com.br](mailto:luiz.medeiros@simmsolucoes.com.br)

### **RESUMO**

Redes de média tensão subterrâneas são ativos importantes em sistemas de distribuição e geração de energia. Os cabos de média tensão são desenvolvidos e projetados para uma vida útil de 20 a 30 anos de serviço contínuo. No entanto, com uma exigência cada vez maior por disponibilidade da rede, avaliações periódicas de cabos, emendas e terminações são necessárias para serem realizadas manutenções preditivas baseadas na real “saúde” do sistema.

Com a finalidade de se fazer um levantamento da operacionalidade de redes subterrâneas, são utilizados métodos de diagnósticos em cabos isolados com o intuito de prover informações relevantes do estado de degradação de seu isolante e desta forma aplicar programas eficientes de manutenções baseado nos resultados de ensaios elétricos. O teste de tensão aplicada em baixa frequência VLF (*Very Low Frequency*) juntamente com as ferramentas de medição de fator de dissipação (ou tangente de delta) e descargas parciais, são aliados dos engenheiros de testes, facilitando uma tomada de decisão mais embasada em quando e onde intervir.



O método de diagnóstico de descarga parcial *offline* trata-se de uma ferramenta muito poderosa para manutenção com base em condição (CBM, do inglês) em redes de cabos de média tensão. Num futuro próximo, também serão considerados medições parcial on-line de descarga parciais em circuitos energizados. O diagnóstico on-line de descarga parcial darão a possibilidade ao rede proprietário do empreendimento operar sua rede de cabo próximo aos limites de operação, no sentido de reparo em tempo ótimo: nem muito cedo nem muito tarde. A gestão de ativos de cabo se tornará ainda mais eficaz. As vantagens de se utilizar essas tecnologias em conjunto são ilustradas nesse trabalho.

**Palavras-chave:** *Redes de média tensão, manutenção preditiva, diagnóstico em cabos, fator de dissipação, tangente de delta, descargas parciais, Very Low Frequency, Manutenção com base em condições.*



## ABSTRACT

Medium voltage underground networks are important assets in distribution and power generation systems. Medium voltage cables are designed and manufactured to have a life expectancy of 20-30 years of continuous service. However, with an increasing demand for network availability, periodic evaluations of cables, joints and terminations are required to perform predictive maintenance based on the actual “health” of the system.

In order to perform a survey about the reliability of underground systems, diagnostics methods are used in medium voltage cables to provide relevant informations on the degradation status of its insulations and to apply efficient maintenance programs based on the results of electrical tests. The Very Low Frequency (VLF) applied voltage test together with the dissipation factor (or tangent delta) and partial discharge measurements are the test engineers’ allied, facilitating more informed decision in when and where to intervene.

The partial discharge diagnostic method has shown to be a very powerful tool for CBM on medium voltage cable networks. In the near future, also on-line partial discharge diagnostic measurements on MV cable circuits will be realised. On-line partial discharge diagnostic measurements will enable the network owner to operate his cable network near to the upper limits, in the meaning of repair not too early and not too late. Management of cable assets will become even more effective.

The advantages of using these technologies together are illustrated in this paper.

**Keywords:** *Medium voltage underground cables, predictive maintenance, cable diagnostics, dissipation factor, tangente delta, partial discharge, Very Low Frequency (VLF), Conditioned Based Maintenance (CBM).*



## I. INTRODUÇÃO

O mercado de energia renovável está à beira de um crescimento substancial, já que a maioria dos governos estabelecem cotas ambiciosas para incentivos fiscais na produção de energia renovável. O setor de energia eólica, em particular, deverá enfrentar um crescimento recorde até 2030. Claramente, tempos aureos estão à frente para os fornecedores de energia verde em termos de demanda. No entanto, para entregar os níveis de energia solicitados, a maioria dos empreendimentos precisarão encontrar melhores maneiras de gerenciar seus ativos.

Manutenção Baseada em Condições (CBM) é uma parte importante da gestão de ativos nesse mercado liberalizado da geração descentralizada de energia elétrica. Para sistemas coletores da energia gerada, em parques eólicos, que se utiliza de circuitos de cabo de média tensão em operação, é possível realizar avaliação condicional da rede subterrânea por meio de ferramentas de diagnósticos. Resultados desta avaliação são dados de entrada para análise técnica e econômica, resultando numa política de manutenção preditiva total da rede.

Será possível reparar antes da falha, após a determinação da condição local do cabo em operação. A possibilidade de identificação e intervenção para reparo antes da falha acontecer, reduz custos operacionais, aumenta a disponibilidade e confiabilidade do sistema. Para novos circuitos de cabo MT, certas ferramentas de diagnósticos podem ser aplicados durante a fase de comissionamento, para verificar condição atual dos cabos após a instalação e para habilitar aplicação da *CBM* no futuro.



## II. Manutenção com base em condições (CBM) como parte de gerenciamento de ativos

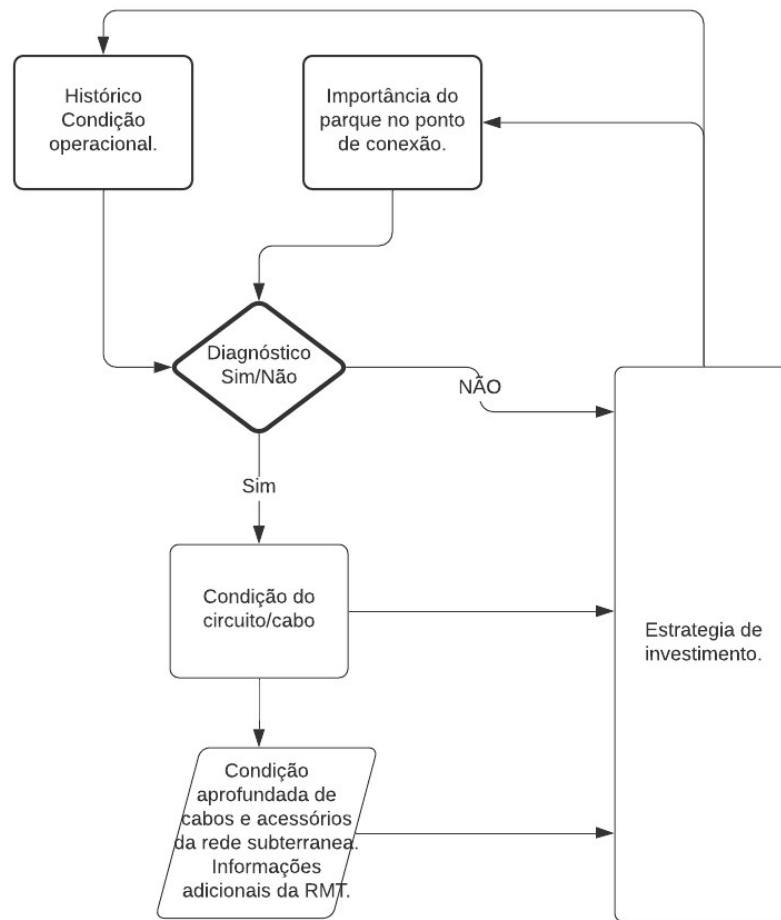
CBM em cabos de potência tem como foco principal circuitos de cabos antigos. No entanto, tais diagnósticos de medições podem ser aplicados em novos circuitos de modo a permitir a introdução posterior destes novos ativos para o programa CBM.

### a) Sistemas de cabos novos

- **Cabos Novos tipo papel impregnado (PILC).** Após instalação de circuitos novos de cabos em papel impregnado, o teste tensão aplicada DC (*hipot*): 4U<sub>0</sub> durante 15 minutos. No entanto, cabos novos PILC são raramente instalados nos últimos anos.
- **Cabos Novos tipos XLPE/EPR.** Após instalação de circuitos novos com cabos XLPE são testados como segue, em acordo com guia IEEE 400-2.
  - Teste de suportabilidade tensão aplicada VLF @ 0,1Hz (2,2U<sub>0</sub> ; 60 min)
  - Teste de revestimento tensão negativa (- DC) até 10kV: 4kV por milímetro de cobertura durante 1 minuto.
  - Medição do fator dissipação (Tangente Delta) a 0,1Hz
  - Medição de Descargas Parciais para detecção de erro de execução em acessórios, ou pontos frágeis ao longo do cabo.

### b) Circuitos em operação – “Service aged cables”

A manutenção com base condicional em sistema de cabos, inicia-se com análise do histórico dos circuitos, em especial histórico de falhas durante operação da usina geradora. Informações adicionais fornecidas pela equipe de O&M do parque, como relatos das condições de lançamento durante a implantação da rede subterrânea, importância do circuito na rede, são cruciais na tomada de decisão para implementação de testes de diagnóstico da rede subterrânea. Em caso de testes de diagnósticos, o resultado será recomendações a respeito das condições operacionais do sistema de cabos. Adicionalmente aos resultados dos ensaios, leva-se em consideração também as condições de instalação, importância do circuito em termos de carga de geração e requisitos de disponibilidade da usina. Estes resultados auxiliam na tomada de decisões em reparos antes da falha ocorrer, assim como possíveis investimentos em ações que mitigarão possíveis falhas e indisponibilidades dos circuitos. O fluxograma a seguir, demonstra a metodologia da CBM em redes subterrâneas de MT:



A seleção de circuitos prioritarios para intervenção dependem de alguns fatores listados abaixo:

- Histórico de falhas do circuito;
- Tipo de cabo, emendas, terminações e tempo de operação;
- Taxa de falha dos circuitos (cabos + acessórios) relevantes;
- Condições de acomodação: tipo de solo, aspectos térmicos (ampacidade) dos leitos de cabos;
- Importancia do segmento de cabo: alimentador, cabos entre aerogeradores;
- Natureza do contrato de comercialização de energia: mercado livre ou mercado regulado;
- Custo de fornecimento de energia, em caso de indisponibilidade da planta.



### c) Ferramentas de Diagnósticos em sistemas de cabos

A seguir será apresentado ferramentas de testes em redes subterraneas de média tensão, que se complementam formando uma metodologia de diagnostico com elevada eficiencia:

- Teste de Tensão aplicada VLF (Very low frequency): Até alguns anos atrás, costumava-se utilizar o teste de tensão aplicada *Hipot* em corrente contínua como ensaio de comissionamento em cabos novos. Esse ensaio consiste em aplicar uma tensão muito elevada entre o condutor e sua blindagem por um determinado período. Se houver uma ruptura dielétrica durante o ensaio, o cabo é classificado como reprovado. Devido aos efeitos de descargas parciais e redução da vida útil do isolante, esse teste não é mais recomendado. Testes em corrente alternada, preferencialmente com forma de onda senoidal, são preferíveis. O teste de tensão aplicada VLF se estabeleceu nos últimos anos e vem sendo utilizado em escala mundial pela maioria das empresas do setor elétrico, devido as suas vantagens em relação as demais tecnologias disponíveis. Como se sabe, durante um teste, o cabo é submetido a uma tensão elétrica elevada com o intuito de detectar possíveis defeitos e pontos fracos. O teste de tensão aplicada VLF realizado de acordo com as normas internacionais (Ex. IEEE 400.2: 2013 IEEE Guide for Field Testing of Shielded Power Cable Systems Using Very Low Frequency) é descrito como um teste destrutivo, onde pontos fracos no cabo tendem a serem rompidos [1].
- Medição do Fator de Dissipação (Tangente de Delta): O teste de tensão aplicada VLF aliado a medição de tangente de delta é um dos métodos mais utilizados para diagnósticos de cabos em campo. A medição de tangente de delta ou fator de dissipação é uma medição do grau de potência dissipada no meio dielétrico. Dessa forma, este ensaio constitui-se em uma avaliação geral da integridade do isolante. O valor médio de tan delta (VLF-MTD), desvio padrão tan delta (VLF-SDTD) e delta tan delta (VLF-DTD) são utilizados para o monitoramento de envelhecimento e deterioração de sistemas de cabos [3]. Uma das vantagens da medição tan delta é a influência do ingresso de umidade em emendas. Normalmente, é possível através da análise dos valores de desvio padrão VLF-SDTD e o acompanhamento de cada valor instantâneo de tan delta chegar a conclusão que há ingresso de





umidade em emendas. Na maioria dos casos, a medição de tangente de delta é o único ensaio capaz de detectar essa anomalia na rede, pois nesse estágio ainda não há emissão de descargas parciais.

Emendas com ingresso de umidade podem possuir os seguintes comportamentos:

- Alta variação de valores tan delta ao longo de cada nível de tensão: com um alto grau de penetração de umidade em emendas, valores discrepantes são indicadores dessa ocorrência;
- Tendência de diminuição dos valores de tan delta em cada nível de tensão: pequenas quantidades de umidade em emendas ou terminações evaporando durante a aplicação de tensão;
- Elevado aumento dos valores de tan delta ao longo de cada nível de tensão – arborescência elétrica ocorrendo em emendas.
- Medição de Descargas Parciais: Um montante considerável das redes de cabos estão próximos dos limites estatísticos de sua vida útil, como também a frequência de falhas vem aumentando nos últimos anos. Estratégias eficientes de manutenções são agora necessárias, principalmente para detecção cuidadosa de pontos fracos na isolação de redes antigas. Muitas redes com idade avançada ainda estão em boas condições de operação e podem ser classificadas como seguras após correção dos pontos avariados [2].

A medição e localização de descargas parciais (DP) é um ensaio realizado, principalmente a nível de manutenções de redes subterrâneas, com o intuito de avaliar o estado de cabos, terminações e principalmente emendas. A medição DP auxilia na localização de pontos fracos no isolante.

Atraves da tecnologia TDR (*Time Domain Reflectometry*) existente nos equipamentos PD os engenheiros de testes conseguem analisar os gráficos gerados e determinar a localização precisado ponto emissor de descargas.

#### IV. Estudo de casos

Nesta seção será abordado dois casos de sucesso, de intervenções em redes subterrâneas programadas com base em condições reais do sistema de cabos, evidenciados por meio das ferramentas de diagnósticos anteriormente apresentadas.

##### a) ESTUDO DE CASO Nº 01

###### • AVALIAÇÃO TD

Dados do cabo: 651 metros de comprimento, isolamento XLPE, classe de tensão 20/35 kV, seção de 400 mm<sup>2</sup>, uma emenda a 481 da subestação.

Interpretação dos resultados de tangente de delta:

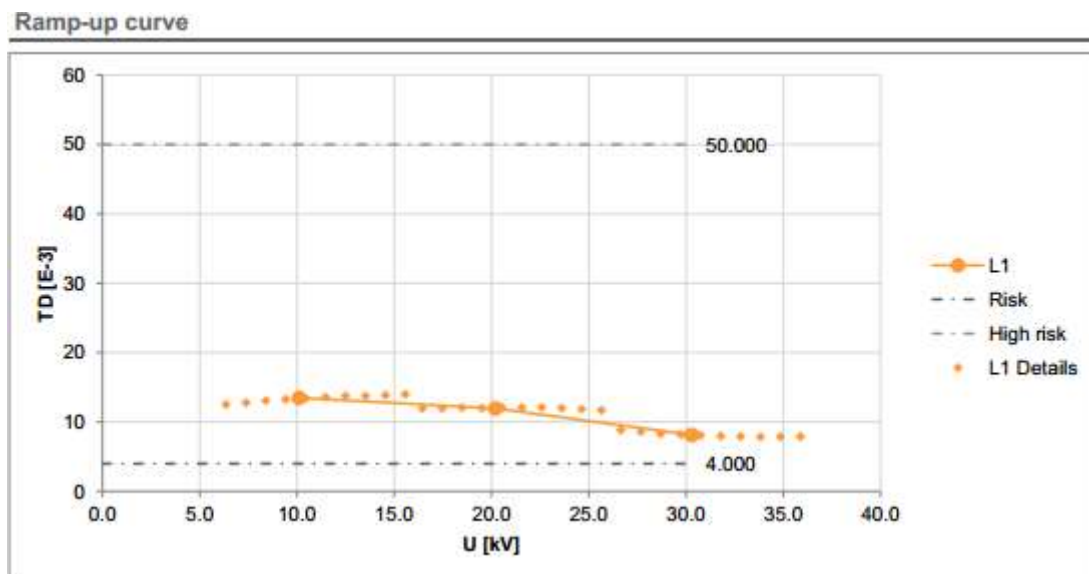


Figura 1 – Gráfico TD, medições realizadas em 0,5\*U<sub>0</sub>, 1,0\*U<sub>0</sub>, 1,5\*U<sub>0</sub>

Tabela 2 – Observado comportamento de diminuição dos valores TD ao longo do estágio de  $1,5 \cdot U_0$

|    | L1 | Time     | U [kV] | I [mA] | TD [E-3] |
|----|----|----------|--------|--------|----------|
| 1  |    | 13:27:10 | 30.75  | 2.36   | 8.87     |
| 2  |    | 13:27:20 | 30.74  | 2.35   | 8.61     |
| 3  |    | 13:27:30 | 30.73  | 2.35   | 8.30     |
| 4  |    | 13:27:40 | 30.73  | 2.35   | 8.21     |
| 5  |    | 13:27:50 | 30.73  | 2.35   | 8.10     |
| 6  |    | 13:28:00 | 30.73  | 2.35   | 8.00     |
| 7  |    | 13:28:10 | 30.73  | 2.35   | 7.92     |
| 8  |    | 13:28:20 | 30.73  | 2.35   | 7.85     |
| 9  |    | 13:28:30 | 30.73  | 2.35   | 7.88     |
| 10 |    | 13:28:40 | 30.73  | 2.35   | 7.91     |

Tabela 3 – Desvio padrão elevado nos três degraus de tensão

#### Ramp-up measurement results

| Voltage | 0.5 * U0<br>10.1 kV |              |               | 1.0 * U0<br>20.2 kV |              |               | 1.5 * U0<br>30.3 kV |              |               |              |              |               |              |              |               |
|---------|---------------------|--------------|---------------|---------------------|--------------|---------------|---------------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
|         | MTD<br>[E-3]        | ΔTD<br>[E-3] | SDTD<br>[E-3] | MTD<br>[E-3]        | ΔTD<br>[E-3] | SDTD<br>[E-3] | MTD<br>[E-3]        | ΔTD<br>[E-3] | SDTD<br>[E-3] | MTD<br>[E-3] | ΔTD<br>[E-3] | SDTD<br>[E-3] | MTD<br>[E-3] | ΔTD<br>[E-3] | SDTD<br>[E-3] |
| L1      | 13.469              |              | 0.510         | 11.942              |              | 0.201         | 8.142               | -5.327       | 0.333         |              |              |               |              |              |               |
| L2      |                     |              |               |                     |              |               |                     |              |               |              |              |               |              |              |               |
| L3      |                     |              |               |                     |              |               |                     |              |               |              |              |               |              |              |               |

Conforme ilustrado na Figura 1, o cabo em questão apresentou indícios de ingresso de umidade em emenda. Além de um desvio padrão alto nos três degraus de tensão (Tabela 3), observa-se uma tendência de diminuição do valor TD ao longo dos níveis e também para uma tensão constante, como pode ser visto na Tabela 2. De acordo com o critério de avaliação para cabos em operação da IEEE 400.2: 2013, esse cabo está classificado como “recomendado estudo adicional”.

- AVALIAÇÃO DP

### Interpretação dos resultados da medição DP:

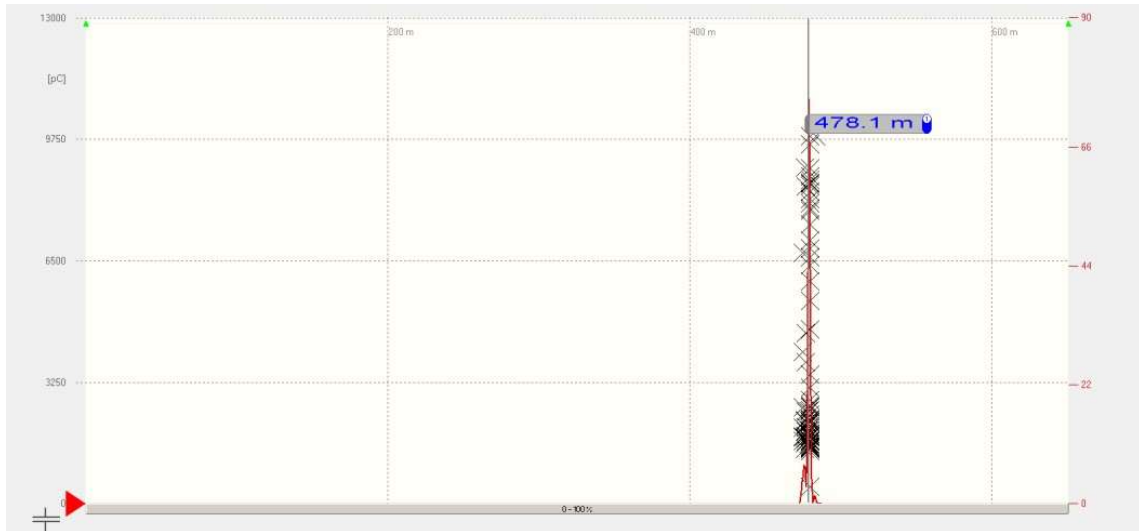


Figura 3 – Descargas parciais a  $1,5 \cdot U_0$  a uma distância de 478 metros da subestação



Figura 4 – Gráfico TDR com a localização da descarga

O cabo do estudo N° 01 apresentou resultados suspeitos de haver irregularidades durante medição de tangente delta. Atraves das medições de descargas parciais, foi evidenciado o motivo dos gráficos TD tenderem para um comportamento de existência de árvore elétrica e ressecamento em emenda. O gráfico TDR mostrou existência de descargas parciais a uma distância de aproximadamente 478 metros da subestação. Com base nos ensaios, o proprietário do empreendimento acatou a sugestão de programar intervenção para substituição da emenda e realização de um novo teste de tensão aplicada VLF, medição TD e PD.

Foi realizado reparo na referida emenda, e observou-se que esta já apresentava estado avançado de degradação, na eminência de falha, conforme pode ser observado na figura abaixo:



Após reparo, um novo teste foi realizado e os resultados das medições TD + DP apresentaram comportamentos satisfatórios.

**b) ESTUDO DE CASO Nº 02**

Dados do cabo: 8764 metros de comprimento, isolação XLPE, classe de tensão 20/35 kV, seção de 400mm<sup>2</sup>, quantidade de emendas desconhecida.

**Interpretação dos resultados de tangente de delta:**

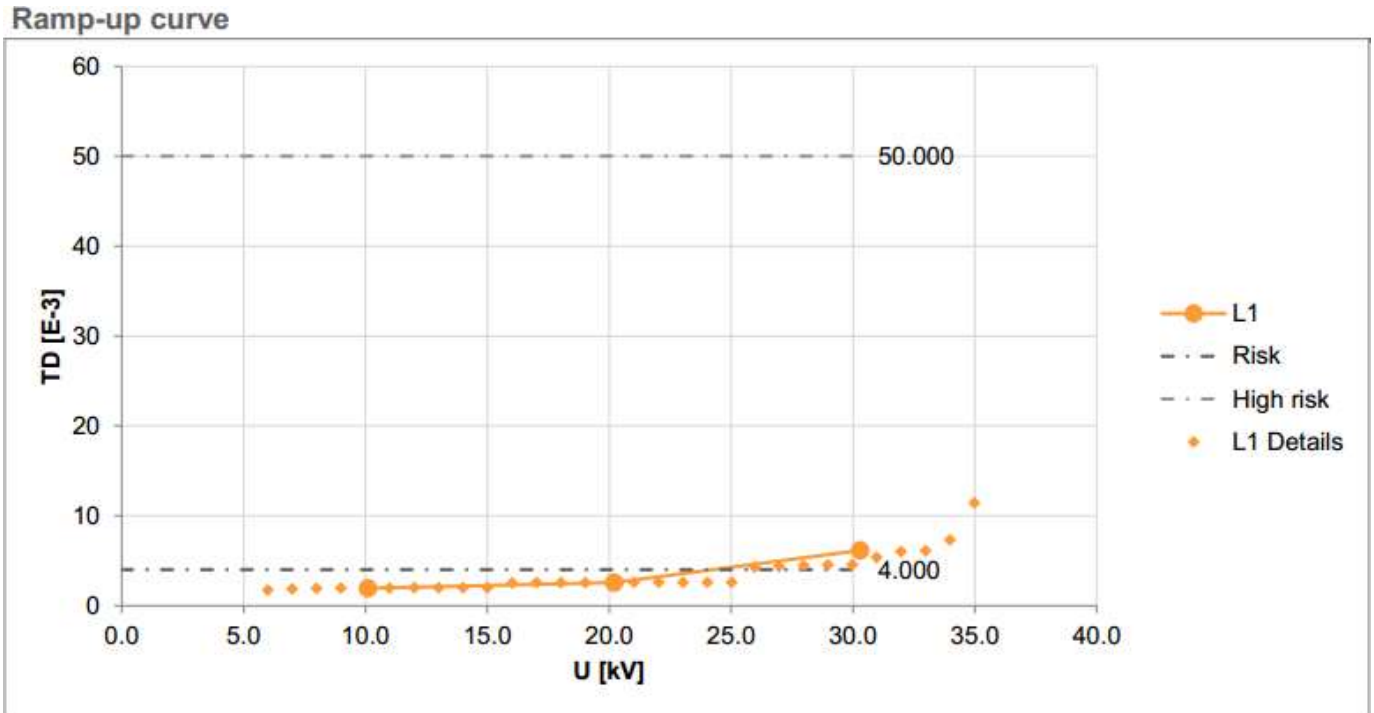


Figura 5 – Gráfico TD, fase L1, medições realizadas em 0,5\*U<sub>0</sub>, 1,0\*U<sub>0</sub>, 1,5\*U<sub>0</sub>

Tabela 4 – Observado comportamento de aumento dos valores TD ao longo do estágio de  $1,5*U_0$

|    | L1 | Time     | U [kV] | I [mA] | TD [E-3] |
|----|----|----------|--------|--------|----------|
| 1  |    | 07:39:55 | 30.01  | 21.31  | 4.25     |
| 2  |    | 07:40:04 | 30.01  | 21.31  | 4.37     |
| 3  |    | 07:40:15 | 30.01  | 21.31  | 4.48     |
| 4  |    | 07:40:24 | 30.01  | 21.31  | 4.52     |
| 5  |    | 07:40:35 | 30.01  | 21.31  | 4.58     |
| 6  |    | 07:40:45 | 29.99  | 21.29  | 5.35     |
| 7  |    | 07:40:54 | 29.97  | 21.28  | 5.99     |
| 8  |    | 07:41:04 | 29.97  | 21.27  | 6.12     |
| 9  |    | 07:41:14 | 29.94  | 21.25  | 7.30     |
| 10 |    | 07:41:25 | 29.83  | 21.17  | 11.44    |

O estudo de caso N°02 foi realizado em um cabo alimentador de um circuito em um parque eólico. Mais uma vez, a medição de tangente de delta aliada ao ensaio de descargas parciais se complementaram. Como pode ser observado pelo gráfico TD na Figura 5, houve um aumento drástico nos valores de tangente de delta a  $1,5*U_0$ . Esse aumento TD é um forte indicativo de arborescência elétrica em emenda. Na Tabela 4, vemos que o aumento do tangente de delta foi bastante elevado.

Na Figura 6, temos o gráfico das medições de descargas parciais realizado nas três fases (L1, L2, L3). Nos três testes, foi possível identificar a presença de descargas parciais em um grupo de emendas localizadas a aproximadamente 6332 metros da subestação. Pode-se observar que em algumas fases, há presença de descargas parciais inclusive na tensão nominal do cabo, o que é altamente perigoso. Foi sugerido ao proprietário do parque uma intervenção imediata para substituição das emendas avariadas.

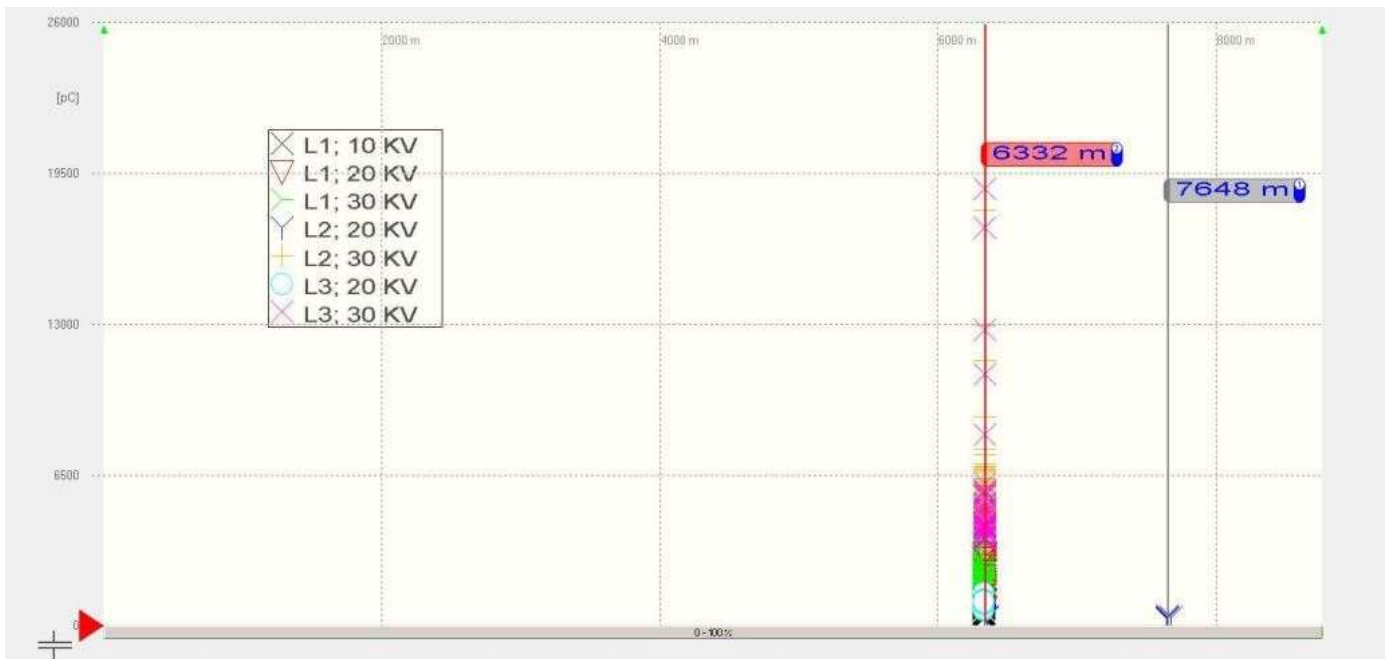


Figura 6 – Descargas parciais nas três fases em emendas a 6332 metros da subestação

## V. CONCLUSÃO

Os dois estudos de caso mencionados nesse trabalho nos mostram que é possível compreender, de forma detalhada, a situação de um sistema de média tensão subterrânea e implementar programas adequados de manutenções preditivas. Mesmo em redes complexas, como é o caso de sistemas antigos e de grandes extensões, é possível, com o uso de ferramentas de diagnósticos avançados (Teste de tensão aplicada VLF, medição de tangente de delta e descargas parciais) e profissionais experientes, auxiliar os gerentes de manutenções na tomada de decisão.

A medição de tangente de delta é o único método capaz de identificar existência de arborescências aquosas no isolante e emendas. Nos dois casos estudados, o teste foi importante na interpretação da situação da rede. A medição de descargas parciais, em ambos exemplos, veio para complementar de forma perfeita o diagnóstico. Com ela os pontos fracos foram identificados, e possibilitou ao responsável da instalação programar uma intervenção para realizar a manutenção de sua rede.





## VI. REFERÊNCIAS

- [1] IEEE Standard 400.2 TM – 2013, IEEE Guide for Field Testing of Shielded Power Cable Systems Using Very Low Frequency (VLF), IEEE Power Energy Society, May 2013
- [2] M. Bawart, C. Ferrer, J. K. Gamez, A. Villalonga, J. L. Ferreres (2015). Improving Cable System Reliability with Monitored Withstand Diagnostics – featuring high efficiency at reduced test time, 9<sup>th</sup> International Conference on Insulated Power Cables.
- [3] T. Neier, A. Gerstner, M. Jenny (2012). Identification of joints affected by water ingress in complex hybrid MV cable networks, BAUR Pruf – und Messtechnik GmbH.
- [4] A. Gerstner, A. Borlinghaus, C. Goy (2011). Integral cable condition assessment, 21<sup>st</sup> International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt.
- [5] T. Neier, M. Jenny (2014). Combined Application of Diagnostics Tools for MV Underground Cables, Electricity Distribution Conference – South East Asia, Malaysia.
- [6] J. L. Ferreres (2008). ENSAYO DE LAS CUBIERTAS DE LOS CABLES NUEVOS DE AISLAMIENTO SECO DE M. T. DESPUÉS DEL TENDIDO, Martin Baur, S.A. / Barcelona.

# Rápido Restabelecimento de Parque Eólico com Utilização de Sensores de Falta para Identificação do Trecho Sob Defeito

Afonso César Tavares, *CPFL Renováveis*  
Andrei Coelho e Mauro Magalhães, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

**Resumo**—A energia eólica ganha mais espaço a cada dia. A demanda por fontes renováveis cresce e com ela, os novos desenvolvimentos relacionados às particularidades desse tipo de geração. Parques eólicos costumam abranger, conforme projeto e aplicação, uma grande área operacional voltada a Rede de Média Tensão aérea e subterrânea que interligam os vários aerogeradores em seus respectivos *bays* na subestação elevadora principal. Devido às grandes áreas, é possível ter grande dificuldade para percorrer toda a extensão territorial na busca por faltas no sistema. Por tal motivo, soluções inteligentes estão sendo desenvolvidas de forma a otimizar o processo de operação em momentos de contingências e a busca por minimizar tempos de restabelecimentos. Este artigo visa apresentar melhorias nos sistemas de identificação de faltas em plantas eólicas, baseada em sistema inovadores de sensores de falta com comunicação *wireless* [1][2].

**Palavras-chave**—parques eólicos, indicadores de falta, sistema de comunicação wireless.

## I. INTRODUÇÃO

Parques eólicos de grande porte possuem diversos circuitos coletores ramificados, que interconectam os aerogeradores ao SIN – Sistema Interligado Nacional. Quando ocorre um curto circuito na rede de média tensão deste parque, em um dos ramais coletores, é esperada a abertura do disjuntor do respectivo coletor, que desliga todas as máquinas conectadas naquele coletor, sem seletividade com as chaves. Quanto mais máquinas são desligadas, menor a geração do parque e consequentemente menor a receita financeira do empreendimento. Após a abertura do disjuntor do coletor, equipes de manutenção procuram pelo ponto de defeito objetivando isolar a área ao menor trecho possível, e retomar a geração com celeridade. Existe uma grande correlação entre o tempo gasto para encontrar o defeito e a perda de receita do parque. Por tal motivo, existe grande demanda por soluções que visam diminuir os tempos para encontrar os defeitos em parques eólicos.

A Fig. 1 apresenta um diagrama unifilar simplificado de um parque eólico.

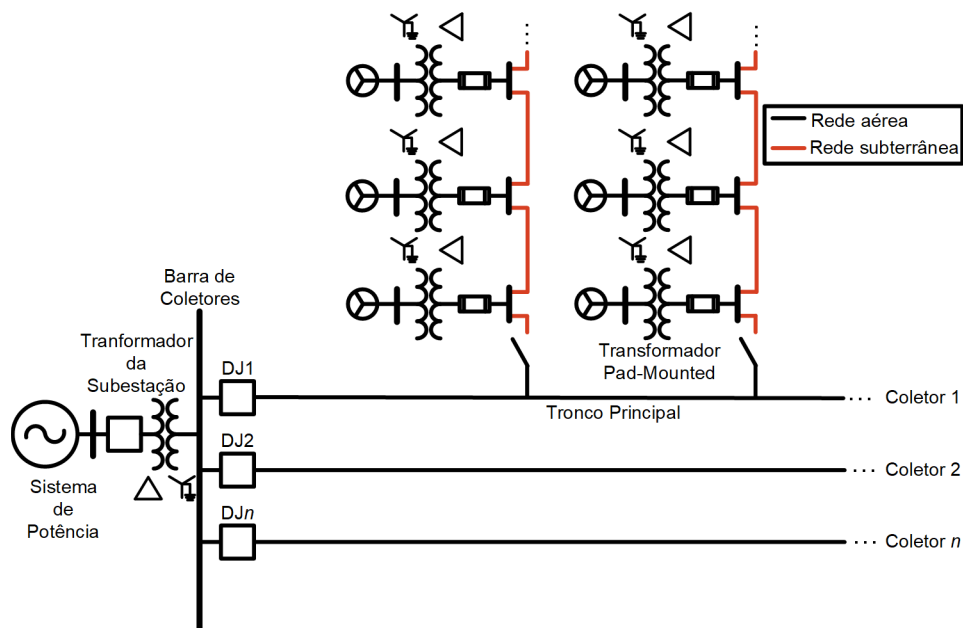


Fig. 1. Diagrama unifilar do parque eólico.

A Fig. 1 destaca um dos vários ramais coletores de um parque eólico. Neste coletor, é encontrado um disjuntor DJ1 na subestação, onde o coletor se conecta à barra da subestação. Esse disjuntor é acionado por um relé que é o responsável por eliminar todos os defeitos a jusantes deste coletor. Ao haver uma falta, o disjuntor é aberto, interrompendo a corrente de curto circuito e também desconectando toda a geração deste coletor.

A partir deste momento, a equipe de manutenção busca encontrar o defeito e isolá-lo, através de chaves seccionadoras. Quando o defeito é isolado, o disjuntor DJ1 pode voltar a fechar e os demais aerogeradores estão aptos a gerar energia e consequentemente receita.

## II. SISTEMA DE IDENTIFICAÇÃO DE FALTAS

De forma a minimizar o tempo gasto para procurar os defeitos, foi instalado um sistema de identificação de faltas nas bifurcações do coletor em um parque eólico em Morro dos Ventos. Este sistema conta com sensores de falta instalados nas bifurcações [3] [4], que são sensibilizados para faltas a jusante do ponto de instalação. Tais sensores, são equipamentos robustos instalados no próprio condutor da rede de média tensão que executam a função ANSI 50 – sobrecorrente.

Se algum dos sensores presenciarem um curto circuito a jusante do ponto de instalação, este envia uma mensagem *wireless* de alta velocidade em protocolo proprietário até um dispositivo concentrador, instalado próximo ao relé da subestação. O dispositivo concentrador disponibiliza os sinais ao relé de proteção, de forma a informá-lo qual das bifurcações

presenciou o curto-circuito. O próprio relé de proteção pode executar lógicas previamente configuradas e também informar ao centro de operação, em diversos protocolos, qual é o ramal sob defeito.

Um grande diferencial dos equipamentos utilizados nesta solução é a alta velocidade de transferência de dados. Os sensores são alimentados pela própria corrente do condutor e não possuem baterias. Em condições onde os cabos de média tensão estão conduzindo corrente suficiente para alimentar o sensor (aproximadamente 15 A), o tempo de transferência de mensagens do sensor até o relé é da ordem de 1 ciclo (16,6 ms para um sistema de 60 Hz).

A Fig. 2 representa o diagrama unifilar, assim como os pontos de instalação dos equipamentos mencionados. Os sensores são representados por pequenos círculos azuis nas bifurcações e o receptor está posicionado próximo ao relé do coletor.

## III. INSTALAÇÃO EM PARQUE EÓLICO BRASILEIRO

O Parque de Morro dos Ventos, de 145,2 MW é o primeiro a contar com a tecnologia. Neste parque, instalou-se 9 sensores em três bifurcações de um mesmo ramal coletor, na rede de média tensão em 34,5 kV. Cada uma das bifurcações possui potência nominal de 12,7 MW; 4,5 MW e 12,8 MW, totalizando correntes nominais de 212 A, 75 A e 214 A respectivamente. Como as instalações são compostas de 3 sensores (um por fase), é comum a nomenclatura ‘trio’ onde um trio é a composição das indicações das fases A, B e C de um mesmo ramal.

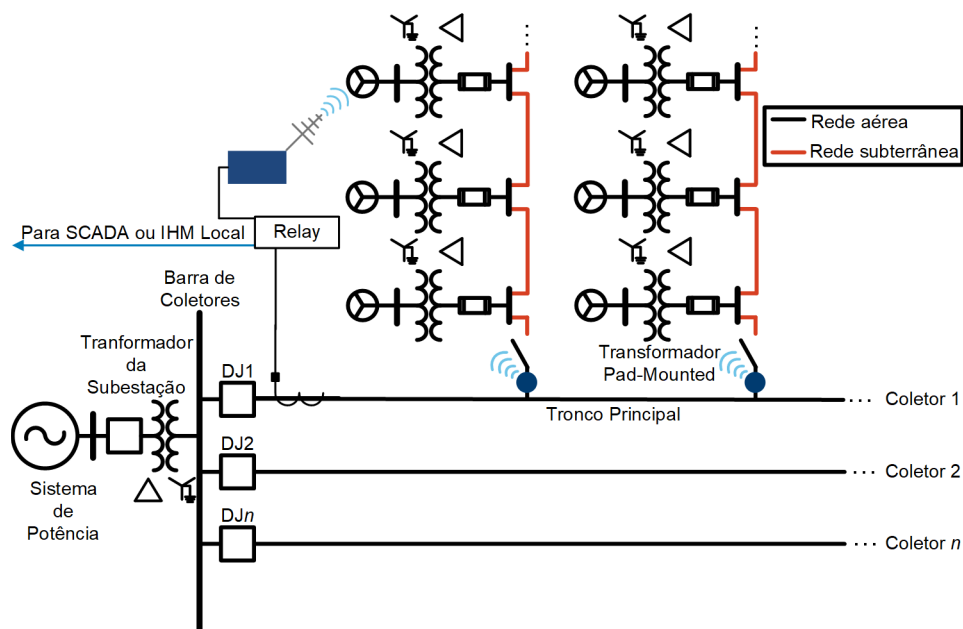


Fig. 2. Unifilar do sistema juntamente com equipamentos envolvidos.

De forma a garantir que os sensores efetivamente comuniquem com o concentrador, é necessário fazer um estudo de enlace. Este estudo visa determinar a altura da antena do concentrador de forma que a visada entre a antena do receptor e as antenas dos sensores seja suficiente para vencer as imperfeições da topografia do local da instalação. Para realizar este estudo, é necessário fornecer as coordenadas geográficas dos sensores assim como as coordenadas geográficas da antena do concentrador. Após análises da característica geográfica da região é possível determinar a altura mínima da antena. A Fig. 3 representa uma imagem aérea da instalação.



Fig. 3. Imagem aérea da instalação dos equipamentos.

Na Fig. 3, canto superior esquerdo está representada a subestação e conseqüentemente os pontos de instalação dos relés, do concentrador e de sua antena. No canto inferior direito é possível encontrar os pontos de instalação dos três trios. Para esta aplicação, o trio mais distante está a 1,82 km da subestação, em linha reta. Para estes dados, calculou-se a altura da antena e obteve-se o valor de 4,2 metros.

A Fig. 4 apresenta a instalação dos sensores nos cabos de média tensão (à acima) e a antena do concentrador na subestação (à abaixo).

#### IV. AJUSTES

##### A. Ajustes do Sensores

Os dispositivos sensores possuem 8 níveis de ajuste para a função de sobrecorrente, o que permite obter seletividade nas atuações. Percebe-se que existem diversos geradores no sistema, um deles representado pela interconexão ao sistema (um gerador com muita inércia) e diversos aerogeradores internos ao parque, que são conectados ao sistema AC através de inversores de frequência. Os aerogeradores não contribuem para os curtos circuitos da mesma forma que o sistema elétrico convencional, e esta verdade permite escolher um *pick-up* onde os sensores não respondam para correntes em alimentadores vizinhos.

Normalmente, as contribuições dos aerogeradores estão limitadas entre 1 e 1.5 vezes a corrente nominal destes equipamentos. Nesta aplicação, considerou-se um fator de 2 vezes a corrente nominal do ramal como corrente máxima de curto circuito, para ajustar os *pick-ups* dos elementos sensores.



Fig. 4. Instalados dos sensores na rede de média tensão (à acima) e antena do receptor (à abaixo).

Considerando-se as correntes nominais dos ramos descritas anteriormente, estima-se que as correntes máximas de contribuição para curto circuito seriam 424 A, 150 A e 428 A respectivamente. É necessário também considerar as margens de tolerâncias dos sensores, que variam de acordo com o *pick-up*:

Tolerâncias de 50%, se  $\text{Sensor}_{\text{pickup}} \leq 50$

Tolerâncias de 30%, se  $50 < \text{Sensor}_{\text{pickup}} < 400$

Tolerâncias de 20%, se  $\text{Sensor}_{\text{pickup}} \geq 400$

Considerando-se as margens de erro, optou-se por escolher os ajustes de *pick-up* iguais a 600 A, 400 A e 600 A para cada um dos ramos monitorados. Estes valores são, sensíveis o suficiente para detectar as faltas no sistema e também seguros para não prover indicações incorretas.

Outra supervisão necessária é implementada para prover segurança em situações de *inrush* do sistema. Quando um dos disjuntores é fechado, são energizados diversos transformadores a jusante, que drenam uma elevada corrente de magnetização. Estas correntes podem sensibilizar os sensores e esta sensibilização não é desejada. Correntes de *inrush* são ricas em harmônicos [5] e é possível usar de elementos específicos do relé para fazer o correto bloqueio deste tipo de indicação. Para a instalação em Morro dos Ventos em específico, este bloqueio por *inrush* não foi aplicado porque o relé que executa as lógicas não possui medição de correntes.

### B. Ajustes do Relé de Proteção

O relé de proteção recebe os dados do concentrador, que recebe as informações provenientes dos sensores. A comunicação rápida entre os equipamentos é feita através de protocolo de alta velocidade, que envia 8 bits em ambas as direções, ou seja, em meio *full-duplex*. As 8 informações transmitidas no protocolo são identificadas por TMB1 – 8 e as correspondentes recepções por RMB1 – 8.

É importante perceber que o relé recebe os dados de 12 sensores, porém o protocolo disponibiliza 8 mensagens por vez. É possível fazer com que todas as informações sejam entregues ao relé de proteção, de maneira alternada.

O relé, além de receber 8 mensagens do concentrador, pode também enviar 8 mensagens ao concentrador. Através da alternância de um bit específico no relé de proteção, é possível mudar a composição das mensagens que o concentrador envia ao relé, de acordo com as Tabela I e Tabela II

É feita no relé de proteção uma lógica que alterne o estado do TMB4. Quando TMB4 = 0, as 8 mensagens recebidas pelo relé são relativas aos 6 primeiros sensores, ou seja, aos dois primeiros trios. Dentre as informações, as mensagens 1 e 2 representam se algum trio foi sensibilizado por uma falta e as mensagens de 3 a 8 representam, de forma individualizada por fase, qual dos sensores sensibilizou.

Quando o relé executar a lógica de alternância, a variável TMB=1 faz com que as 8 mensagens sejam agora relativas aos dois últimos trios. As mensagens 1 e 2 serão novamente relacionadas a presença de faltas e os bits 3 a 8 apresentam as informações individualizadas por fase dos últimos sensores 6 sensores.

Portanto, o relé recebe as informações dos 12 sensores através de uma simples lógica que alterna periodicamente o estado da variável digital TMB4.

TABELA I  
INFORMAÇÕES RECEBIDAS QUANDO O TMB4 = 0

| Comandos no relé                 |              |         |         |         |         |                   |              |
|----------------------------------|--------------|---------|---------|---------|---------|-------------------|--------------|
| TMB1                             | TMB2         | TMB3    | TMB4    | TMB5    | TMB6    | TMB7              | TMB8         |
| 0                                | 0            | 1       | 0       | 0       | 0       | Reset Link Status | Target Reset |
| Dados enviados pelo concentrador |              |         |         |         |         |                   |              |
| RMB1                             | RMB2         | RMB3    | RMB4    | RMB5    | RMB6    | RMB7              | RMB8         |
| Trio 1 Falta                     | Trio 2 Falta | Falta 1 | Falta 2 | Falta 3 | Falta 4 | Falta 5           | Falta 6      |

TABELA II  
INFORMAÇÕES RECEBIDAS QUANDO O TMB4 = 1

| Comandos no relé                 |              |         |         |         |          |                   |              |
|----------------------------------|--------------|---------|---------|---------|----------|-------------------|--------------|
| TMB1                             | TMB2         | TMB3    | TMB4    | TMB5    | TMB6     | TMB7              | TMB8         |
| 0                                | 0            | 1       | 1       | 0       | 0        | Reset Link Status | Target Reset |
| Dados enviados pelo concentrador |              |         |         |         |          |                   |              |
| RMB1                             | RMB2         | RMB3    | RMB4    | RMB5    | RMB6     | RMB7              | RMB8         |
| Trio 3 Falta                     | Trio 4 Falta | Falta 7 | Falta 8 | Falta 9 | Falta 10 | Falta 11          | Falta 12     |

## VI. INDICAÇÕES

Com base nas informações recebidas do concentrador, e consequentemente dos sensores, o relé pode fazer a indicação do circuito sob falta assim como das fases envolvidas no evento. O relé de proteção contém uma lógica que apresenta variáveis que o usuário pode facilmente consultar. A Tabela III apresenta as variáveis utilizadas para representar o trio sob falta:

TABELA III  
TRIO SOB FALTA

| LT | Falta no Trio |
|----|---------------|
| 1  | 1             |
| 2  | 2             |
| 3  | 3             |
| 4  | 4             |

Portanto, o operador do parque pode, ao perceber a abertura do disjuntor, consultar qual das variáveis (LT01, LT02, LT03 e LT04) estão atuadas. Estas variáveis são as responsáveis por informar qual o trio, e consequentemente, qual a bifurcação presenciou um defeito. Adicionalmente, o sistema apresenta as variáveis descritas na Tabela IV como indicativo da fase sob falta.

TABELA IV  
FALTA SOB FALTA

| LT | Falta na Fase |
|----|---------------|
| 5  | A             |
| 6  | B             |
| 7  | C             |

Um outro conjunto de indicações é fornecido, de forma que cada um dos sensores possua uma indicação de forma individual. A Tabela V representa a convenção utilizada:

TABELA V  
FALTA SOB FALTA

| LT | Indicador |
|----|-----------|
| 8  | 1         |
| 9  | 2         |
| 10 | 3         |
| 11 | 4         |
| 12 | 5         |
| 13 | 6         |
| 14 | 7         |
| 15 | 8         |
| 16 | 9         |
| 17 | 10        |
| 18 | 11        |
| 19 | 12        |

Além de uma conferência local por parte do operador do parque, essas variáveis estão disponíveis no sistema SCADA, onde existe portando uma consulta remota do ponto de defeito, de forma automática. Com base nesta indicação, o operador pode optar por abrir a correspondente chave seccionadora e re-energizar o disjuntor e os aerogeradores não afetados pelo curto circuito.

## VII. PRÓXIMAS ETAPAS DO PROJETO

O sistema foi instalado em 2019 e está fazendo o monitoramento das futuras faltas. Espera-se obter consideráveis ganhos operativos e financeiros com esta solução. O ganho financeiro esperado com essa melhoria poderá fomentar um aperfeiçoamento adicional futuramente no sistema: a instalação de chaves seccionadores motorizadas.

Atualmente, as chaves são manobradas unicamente de forma manual, o que exige com que operadores se desloquem em direção às chaves para manobra-las. Quando as chaves atuais forem substituídas por chaves motorizadas, toda a manobra poderá ser efetivada remotamente via SCADA. É possível também avaliar a abertura automatizada a partir do próprio relé de proteção que executa as lógicas de identificação de falta.

## VIII. CONCLUSÕES

A demanda por energias renováveis fomenta a instalação de cada vez mais parques eólicos. Estes parques contam com vasta área geográfica, o que dificulta a localização de faltas internas ao parque. Durante o processo de localização dos defeitos, geradores são mantidos desligados o que impacta negativamente nas receitas do empreendimento.

Foi utilizado, no parque de Morro dos Ventos, uma solução inovadora baseada em dispositivos sensores instalados na rede de média tensão que, ao detectar uma falta, informa ao concentrador e ao relé em qual ramal o evento ocorreu, favorecendo a rápida isolamento e potencial incremento de receitas. Os ganhos monetários desta etapa do processo poderão fomentar a implementação de chaves motorizadas futuramente, o que tornará o sistema ainda mais efetivo na isolamento de faltas na rede.

## IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. V. Achanta, B. MacLeod, E. Sagen, and H. Loehner, "Apply Radios to Improve the Operation of Electrical Protection", originally presented at 37th Annual Western Protective Relay Conference, October 2010
- [2] K. Hao, S. V. Achanta, J. Fowler and D. Keckalo, "Apply a Wireless Line Sensor System to Enhance Distribution Protection Schemes", originally presented at 43rd Annual Western Protective Relay Conference, October 2016.
- [3] *SEL-FT50 e SEL-FR12 - Fault Transmitter and Receiver System Instruction Manual*. Disponível em <https://selinc.com>
- [4] *SEL-FT50 e SEL-FR12 System Installation Sheet*. Disponível em <https://selinc.com>
- [5] *SEL-751 Feeder Protection Relay Instruction Manual*. Disponível em <https://selinc.com>

## X. BIOGRÁFICOS

**Afonso César Tavares** nasceu em 1967 em Jacutinga /MG. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), com 27 anos de formado. Concluiu os seguintes cursos de Pós-Graduação: Especialização em Proteção/JICA, e em Sistema Elétrico de Potência pela UNIFEI, pela Fundação Getúlio Vargas FGV fez treinamento em programa de Desenvolvimento Gerencial. Também, fez Especialização de Pequenas Centrais Hidrelétricas pela UNIFEI. Atuou como Engenheiro na Energisa como coordenador de Gestão de Ativo e Estudos da Proteção da Distribuidora Energisa Minas Gerais. Atualmente, é Engenheiro da CPFL Renováveis, como Especialista II de Manutenção Elétrica e Proteção em Linhas e Subestação dos Ativos de Geração dos Parques Eólicos e PCH's. Possui grande experiência em Gestão de Ativo, Estudos de Proteção no setor de Energia.

**Andrei Coelho** é formado em engenharia elétrica com ênfase em sistemas elétricos de potência na Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI em 2014 e especialista em automação de sistemas elétricos pelo Instituto Nacional de Telecomunicações - INATEL em 2019. Trabalha na engenharia de aplicação e suporte técnico da SEL desde 2014, especialmente com aplicações em transmissão e distribuição de energia, além de diversos ramos industriais, nas áreas de proteção, controle e automação. Contribui com o desenvolvimento de artigos e apresentações técnicas em seminários do setor, além de ser instrutor de cursos da Universidade SEL.

**Mauro Magalhães** é formado em Engenharia de Produção com Ênfase em Gestão em 2008 pela Faculdade de Ciência e Tecnologia - Areal. Exerceu atividades profissionais na COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (de ago/83 a fev/09), como Analista de Manutenção Sistema Elétrico. Desde 2009 exerce o cargo de Especialista em Aplicação de Proteção, na SEL – Schweitzer Engineering Laboratories, Comercial Ltda.

# Internal Arc & Arc-flash in HV/MV Switchgear – White Paper



*Partners in Power Engineering*



**Confidential to Client**

*Copyright © 2020 Threepwood Consulting Limited*

*All rights reserved*

***Disclaimer***

*Threepwood Consulting has taken due diligence and care in preparing this White Paper. The information and opinions contained within are founded on our professional experience and engineering judgement. Any party to the White Paper must rely upon their own skill and judgement when making use of it. Threepwood Consulting does not make any representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this White Paper. Threepwood Consulting will not assume any liability to any party for any loss or damage arising out of the provision of this White Paper.*

## Contents

|   |    |    |   |    |
|---|----|----|---|----|
| Executive Summary                           | 2  | 6  | Design Mitigation & Possible Consequences | 18 |
| 1 Introduction                              | 3  | 7  | Conclusions                               | 20 |
| 2 MV Switchgear Applications & Requirements | 5  | 8  | Recommendations                           | 20 |
| 3 Internal Arc and Arc Flash Explained      | 9  | 9  | Document History                          | 20 |
| 4 Design Standards                          | 12 | 10 | Appendix 1 – Ian Naylor Bio               | 21 |
| 5 Internal Arc Design Standards             | 16 |    |   |    |

## Figures

|  |   |  |    |
|--|---|--|----|
| Figure 1, Roxtec cable sealing system used in an ABB internal arc test     | 3 | Figure 6, Hierarchy of arc-flash mitigation based on UK health and safety legislation & NIOSH requirements | 10 |
| Figure 2, Internal arc results for bulk oil switchgear for an 11 kV system | 5 | Figure 7, ABB SafeRing/SafePlus 36 kV switchgear under internal arc testing                                | 13 |
| Figure 3, Types of MV switchgear   | 6 | Figure 8, IAC Designation  | 16 |
| Figure 4, Withdrawable Type Switchgear Advantages/Disadvantages            | 7 |  |    |
| Figure 5, Fixed Pattern Switchgear Advantages/Disadvantages                | 8 |  |    |

## Executive Summary

### Overview

Roxtec International AB (Roxtec) requested Threepwood Consulting Ltd. (Threepwood) to produce a report about internal arc type testing, arc-flash and how the various issues of switchgear explosions are managed. Roxtec produce a cable sealing product which helps switchgear pass internal arc type tests. Internal arc type tests are one of the most safety critical type tests for switchgear that impact the end user.

Internal arc and arc-flash are explained to help understand the subject and clarify a number of misnomers including that internal arc type tests are mandatory, when they are in fact an optional test within the IEC MV Switchgear Standard 62271-200, *“High-voltage switchgear and controlgear – Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV”*. Within North America, internal arc testing is prescribed in IEEE C37.20.7, *“Guide for Testing Metal-Enclosed Switchgear Rated Up to 38 kV for Internal Arcing Faults”*. Canada use CSA C22.2 No. 0.22-11 *“Evaluation methods for arc resistance rating of enclosed electrical equipment”* to evaluate internal arc rated switchgear.

### Paper Summary

Internal arc type testing is very important to reduce the risk of exploding switchgear. There are a number of key considerations which are based around the management of risk. This White Paper is based on the principles laid out in the North America, National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH) safety approach and the UK Management of Health and Safety at Work Regulations, where risk is reduced through a hierarchy of control measures. It is important that each risk is assessed and prioritised.

### Key Recommendations

Duty Holders (in the UK) and Safety Responsible Engineers (in North America) managing electrical networks, should be actively promoting replacement of oil switchgear as this type of circuit-breaker is not internal arc rated and can fail catastrophically. A key mitigation should focus on internal arc rated switchgear for asset replacement.

With existing switchgear, Duty Holders/Safety Responsible Engineers should review the hierarchy of risk and prioritise which actions need to be taken. Arc elimination and detection products should be considered, before considering personal protective equipment (PPE) requirements when operating switchgear.

When considering PPE, it is important to ensure that clothing and workwear worn by workers who operate on or near electrical plant or equipment is not flammable and would not contribute to the severity of any skin burns should an arc-flash incident occur. This is distinct from wearing arc-flash PPE, which when worn over clothing that is flammable could still pose a risk to the operator.

Switchgear manufacturers might wish to consider using modular/mechanical cable sealing methods in their cable sealing of connection compartments to reduce the risk from an internal arc. Cable sealing systems prevent causes of internal arc, e.g. water ingress, dust, vermin and reduce the spread of exhaust gas/flame, and consequently fire spread when an internal arc occurs.

# 1 Introduction

## 1.1 Background

Roxtec is a Company that produces sealing solutions for cables and pipes. They are aware of the potential dangers of internal arc and the possible ramifications from an arc-flash in Medium Voltage (MV) switchgear and want to promote the understanding of internal arc within switchgear. ABB recently used one of their cable sealing designs to help pass an internal arc type test, for ABB SafeRing/SafePlus 36 kV rated switchgear (see Figure 1 below). Roxtec subsequently commissioned this educational White Paper to explain the issues of internal arcing in switchgear. Arc-flash and arc-flash studies are also clarified.

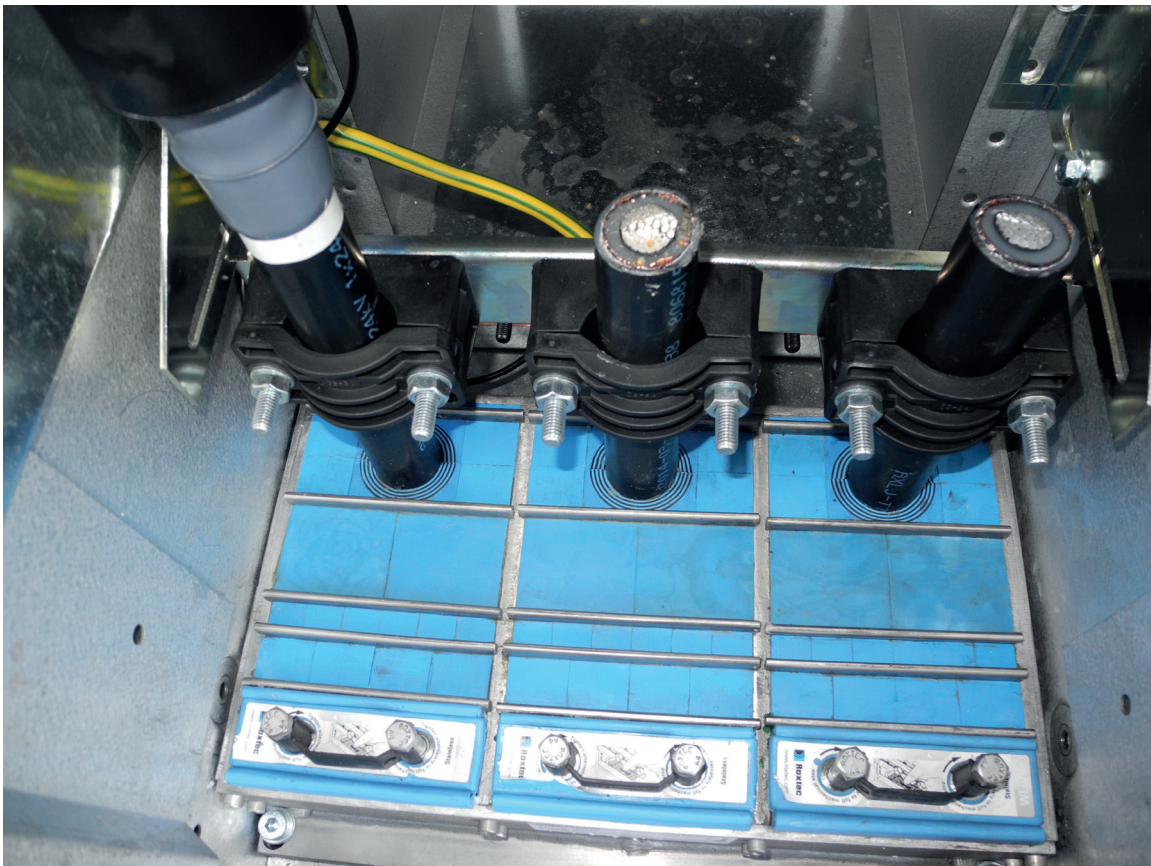


Figure 1, Roxtec cable sealing system used in an ABB internal arc test

This White Paper also highlights a safety concern when HV/MV switchgear fails catastrophically, particularly oil-filled switchgear assembly. Within IEC Standards, HV switchgear are used on systems above 1 kV up to 52 kV. In North America MV is any voltage between 600 V and 69 kV. An enclosed assembly of switchgear is generally made up of a number of components, e.g. circuit-breaker, earth switch, disconnecter, CT etc. The assembly is enclosed on all sides, top and bottom in such a manner as to provide a specified degree of protection. The switchgear assembly International standard, IEC 62271-200, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV", contains an optional internal arc type test. Simply specifying switchgear to IEC 62271-200, does not mean switchgear is internal arc rated. IEC Standards are used in

Europe and other parts of the world, but generally not in countries that use IEEE North American Standards. IEEE have different standards to IEC, and IEEE have a dedicated standard for internal arc testing, as outlined in IEEE C37.20.7, *“Guide for Testing Metal-Enclosed Switchgear Rated Up to 38 kV for Internal Arcing Faults”*.

## 1.2 Scope & Purpose

The White Paper is written around HV/MV switchgear that may be used by electrical generators, utilities, industrial, rail and asset owners. Internal arc and arc-flash failures are explained within this White Paper.

It is intended that the internal arc type test is explained in simple terms so that that engineers, including those purchasing switchgear, have a clear understanding of issues associated with this type test. The White Paper does not take into account public safety issues that arise from the disruptive failure of switchgear.

The purpose of this White Paper is to:

- Highlight typical switchgear used;
- Describe internal arc testing;
- Highlight the effects and consequences of an internal arc and arc-flash faults;
- Detail worldwide standards and specifications that describe the internal arc test and arc-flash;
- Provide guidance when procuring, installing and maintaining switchgear with respect to internal arc/arc-flash capabilities.

## 2 MV Switchgear Applications & Requirements

Today, new MV switchgear used in substations include either withdrawable type or fixed pattern type. Historically, distribution and industrial networks used withdrawable type switchgear. The older technology used oil as the insulation and interruption medium which needed frequent maintenance. Withdrawing the oil tank allowed access to replace the oil when intrusive maintenance was carried out.

A major safety concern with oil switchgear is that when there is a failure within the interruption tank, this can result in a catastrophic uncontrolled failure, often resulting in loss of life. There have been a number of oil switchgear failures that have caused fatalities.

Newer withdrawable designs have now been introduced where the oil is replaced by either SF<sub>6</sub>, vacuum or a combination of the two. A recent development, due to environmental concerns, is that SF<sub>6</sub> switchgear is now being phased out due to imminent changes in the European F-gas Regulation and confirmed in recent discussions with manufacturers. An important development with switchgear was the introduction by manufacturers of internal arc testing in the 1980s (see Clause 3 for details about internal arc testing).

The important thing to note is that oil switchgear cannot be internal arc rated, as failures generally cannot contain the associated fireball and explosion. SF<sub>6</sub> and vacuum interrupters don't require as many maintenance activities compared with oil switchgear. Consequently, manufacturers moved towards offering fixed type non-oil switchgear, which became popular with Duty Holders in the 1990s.

NOTE: In the UK, the Health and Safety Executive (HSE) is Britain's national regulator for workplace health and safety. HSE define the Duty Holder(s) as the person(s) appointed by a business with responsibility for maintenance of the overall standard and quality of the electrical installation.

There are still advantages of using withdrawable type switchgear and the pros and cons of using both types are shown in Figures 4 and 5.



Figure 2, Internal arc results for bulk oil switchgear for an 11 kV system

Figure 2 shows the consequence of an internal arc in oil and non-internal arc rated switchgear, clearly a safety concern. The doors visible at the left- and right-hand side of the Figure give a good representation of the scale of the fireball, should oil switchgear fail.

With a high calorific value, switchgear fires burn intensely and are notoriously difficult to control. The result from such an explosion could be significant downtime and cost. It is of prime importance for businesses to assess and mitigate switchgear failure risk.

As previously stated, not all new switchgear is internal arc rated. Within IEC Standards, internal arc rated switchgear manufactured prior to 2003 may only have been tested for internal arc in the main MV switching compartment, which was the optional requirements within IEC 60298 (the standard that was superseded by IEC 62271-200).

When IEC 62271-200 was implemented in 2003, if switchgear was internal arc tested, the main MV compartments were tested, i.e. the switching, busbar and connection compartments. It is also a common misnomer that the internal arc type test is mandatory. The internal arc type test is an optional test within IEC 62271-200.

Within North America, internal arc testing is prescribed in IEEE C37.20.7.

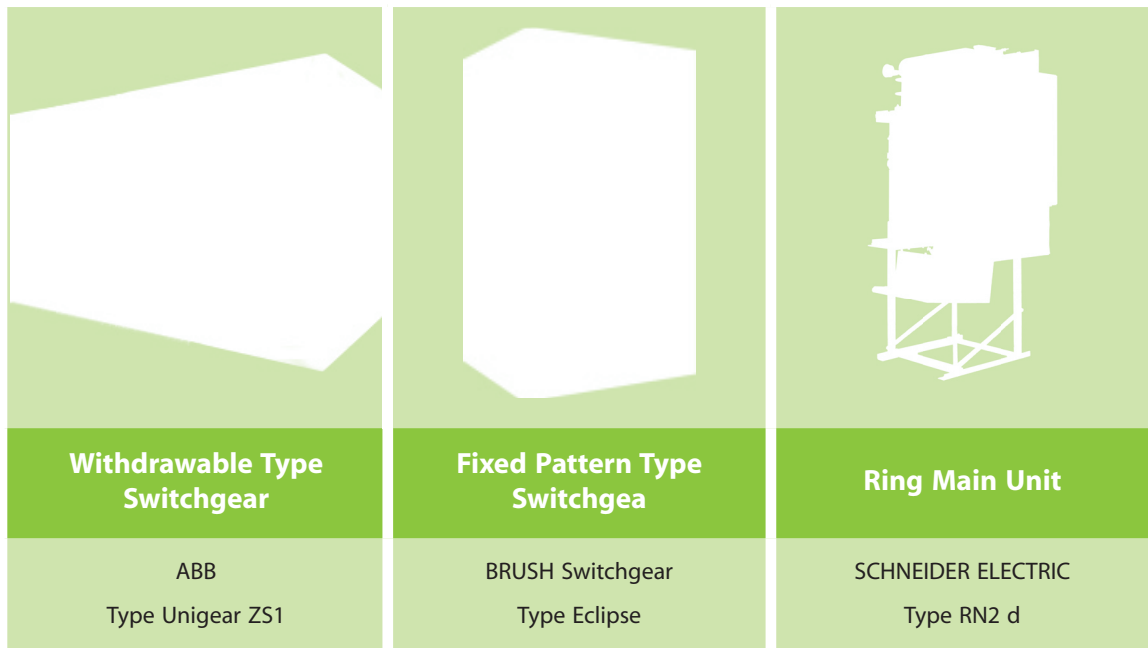


Figure 3, Types of MV switchgear

NOTE: Pictures in Figure 3 are courtesy of ABB, BRUSH Switchgear & Schneider Electric.

**MV Withdrawable Type Switchgear – ABB Unigear ZS1**


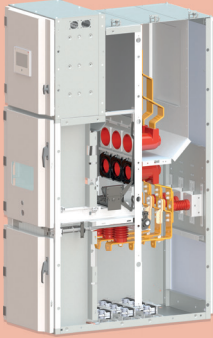
|   |  |
|---|--|
|    |    |
| <p><b>Advantages</b></p>  | <p><b>Disadvantages</b></p>  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Usually have good cable access.</li> <li>■ Good access for cable test equipment and maintenance of the circuit-breaker.</li> <li>■ Can replace a faulty circuit-breaker quickly and can be worked on easily.</li> <li>■ Should use this type of breaker with excessive operations, e.g. for generator or arc furnace control. This will lead to more frequent maintenance requirements.</li> <li>■ Retrofit options available.</li> <li>■ Easy to see where the earthing is applied.</li> <li>■ Breakers can be interchangeable if they have the same rating.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Have more potential failure points.</li> <li>■ Not as many options offered by manufacturers for this type of equipment.</li> <li>■ Internal arcs may occur when withdrawing or inserting the circuit-breaker without full internal arc protection.</li> <li>■ Can be less reliable due to more components.</li> <li>■ Trucks can be top heavy and require maintenance.</li> </ul> |

Figure 4, Withdrawable Type Switchgear Advantages/Disadvantages

NOTE 1: Pictures in Figure 4 are courtesy of ABB.

NOTE 2: Comments above apply to general withdrawable designs and not just the ZS1 variant.



## MV Fixed Pattern Type Switchgear – BRUSH Eclipse Type


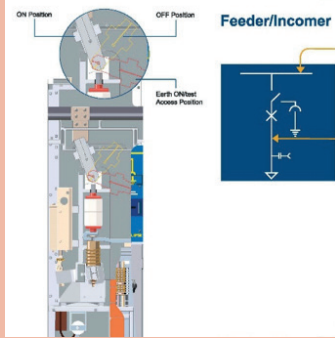
|   |   |
|---|---|
|    |   |
| <b>Advantages</b>   | <b>Disadvantages</b>  |
| <ul style="list-style-type: none"><li>■ Maintenance Free Switching Compartments (mechanism exception).</li><li>■ Smaller size and less moving points (particularly with a magnetic actuator compared with moving springs and associated linkages).</li><li>■ Usually, less expensive than withdrawable types.</li><li>■ These breakers are usually operated behind a closed door, so can be fully internal arc tested and hence safer to operate compared with a non-internal arc rated withdrawable types.</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>■ The busbar earthing arrangement is not very flexible. Special busbar earthing devices may be required on the busbar run.</li><li>■ Failure mode could lead to having an outage on half the switchboard.</li><li>■ Many of the fixed pattern designs have limited access to cable terminations.</li><li>■ Cannot physically see the earth switch applied in the earth position, this is reliant on indicating labels).</li></ul> |

Figure 5, Fixed Pattern Switchgear Advantages/Disadvantages

NOTE 1: Pictures in Figure 5 are courtesy of BRUSH Switchgear showing Eclipse Type Switchgear used on 11 kV Systems.

NOTE 2: Comments above are about general fixed pattern designs and not just the Eclipse variant

The switchgear shown above are enclosed in a complete assembly that is made up of several MV compartments.

## 3 Internal Arc and Arc Flash Explained

### 3.1 Switchgear Failure

Due to various failure modes, MV switchgear can explode and lead to an associated pressure rise. If metal-enclosed switchgear is not designed to contain the arc, this can lead to switchgear literally exploding catastrophically and subsequent inferno. Consequently, this can result in fatalities, serious injury, damage to substations and buildings, along with damage to other plant and equipment. The subsequent outage can be lengthy and very expensive.

The catastrophic failure described above is known as an internal arc fault, which is generally very low probability in modern switchgear, providing that the switchgear has been designed, manufactured, tested, installed, operated and maintained adequately. Some switchgear is type tested during its design stage to pass an internal arc type test. Switchgear that has been designed to contain the arc should fail safely, thus avoiding risk to operators and preventing lengthy rebuilding time following catastrophic failure, should they occur.

NOTE: A type test is a conformity test made on one or more items representative of the production line. In the case of internal arc, the tests are destructive, but need to pass certain criteria.

An arc-flash (also called a flashover) is the light and heat produced as part of an arc-fault, a type of electrical explosive path. Calculations are carried out to determine the incident energy levels, expressed as cal/cm<sup>2</sup>. In other words, the standard provides mathematical models for designers and facility operators to determine the arc-flash hazard distance and the incident energy to which workers could be exposed during work on or near electrical equipment, when a fault occurs. This value enables asset owners to work out the appropriate PPE that needs to be worn for protection, following the IEEE 1584 American Standard, Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations.

The severity of exposure to an arc-flash is determined by the calculated incident energy that a worker could be exposed to and the number of workers exposed. The magnitude of the incident energy is determined by a number of factors including:

- Operating voltage;
- Fault current;
- Equipment class;
- Working distance;
- Type of neutral earthing;
- Arc duration.

In summary energy levels need to be reduced where possible, which minimises the risk to workers operating on and around the switchgear.

### 3.2 Legal Implications for Duty Holders & Safety Responsible Engineers

It is important that Duty Holders and Safety Responsible Engineers should focus on elimination of hazards, using suitable engineering controls and implementing safe systems of work (see Figure 6 below) before considering the type of PPE that operators should be wearing. In the UK, the HSE advocate taking other safety measures that

can be put in place to prevent any type of plant and equipment catastrophic failure in the first place (elimination). The Electricity at Work Regulations 1989 (as amended) emphasise the need for Duty Holders to make suitable inspections of plant and equipment, to adequately maintain plant and equipment and to safely operate plant and equipment. In Schedule 1 of the Regulations, prevention includes adapting to technical progress, where internal arc classification (IAC) fits nicely into this key risk avoidance.

In North America, the National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH) advocate the risk mitigation levels shown in Figure 6. The hazards from arc-flash and electrical explosion are not new in the UK and have been managed using a hierarchy of control measures consistent with the Management of Health and Safety at Work Regulations 1999 (as amended), which are similar to those shown in Figure 6. Arc-flash calculations are not a direct legal requirement in the UK, unlike in North America, where Asset Owners must carry out arc-flash studies and provide appropriate signage.

The focus on using PPE to reduce the exposure to arc-flash stems from American Standards. In the UK, there is currently no specific regulation that mandates the wearing of flame resistant (FR) or arc resistant clothing for operating electrical plant/equipment, given that PPE is at the bottom of the hierarchy of risk mitigation measures.

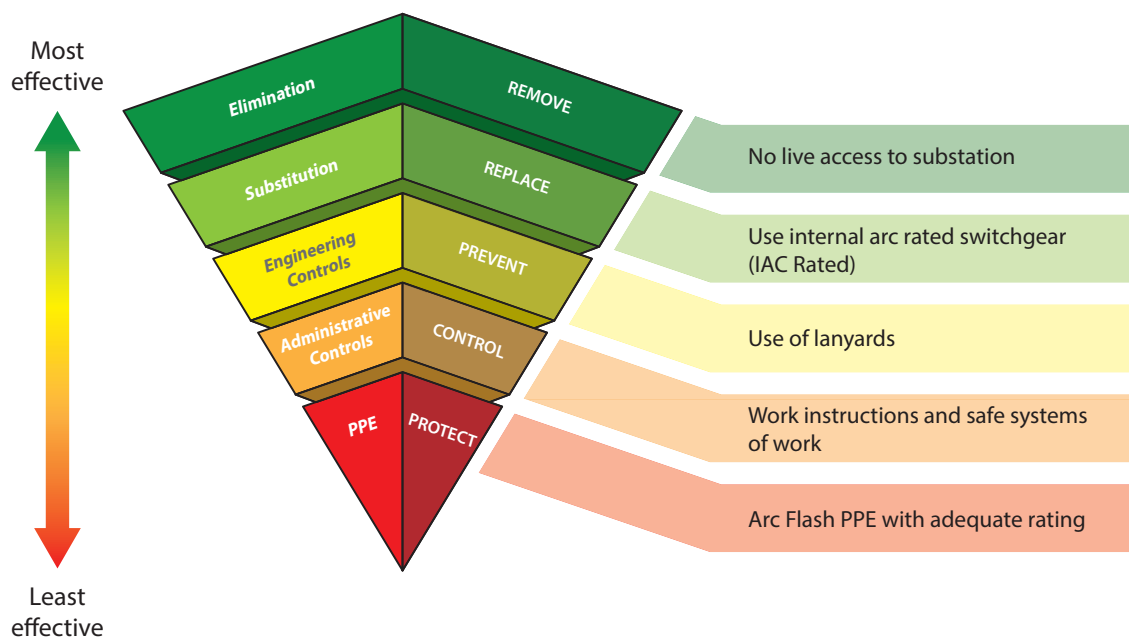


Figure 6, Hierarchy of arc-flash mitigation based on UK health and safety legislation & NIOSH requirements

However, employers have general duties to ensure the health, safety and welfare of employees, and there are a number of legal requirements that companies have to comply with.

Representatives of the HSE over the years have actively promoted Asset Owners and Duty Holders focusing on elimination, engineering controls and safe systems of work, ahead of spending time and resource on working out appropriate levels of PPE and arc-flash distances. Arc-flash calculations are the last level of protection that should be considered, when all other levels of mitigation have been thought through (see Figure 6). Arc-flash calculations can help in determining any risk (risk assessment) as opposed to defining the level of PPE. Duty Holders and Safety Responsible Engineers need to

ensure they primarily focus on the applying the first four levels of Figure 6 ahead of PPE considerations.

The UK Energy Networks Association (ENA) Model Distribution Safety Rules follow the same philosophy. They state the following hierarchy for the operation of switchgear.

All switchgear operations Shall, so far as reasonably practicable, be planned and completed in accordance with the following hierarchy:

- (i) Remotely via remote control facilities;
- (ii) Remotely on site via control panels in a different room to the switchgear being operated;
- (iii) Remotely via a control panel in the same room as the switchgear being operated;
- (iv) Remotely via an Approved umbilical device or similar; or
- (v) via the operating facilities on the switchgear.

The current European Standard EN 50110-1, *“Operation of electrical installations – Part 1: General requirements”*, does not address the above hierarchal order of controls: The only limited entry is made in Clause 5.2.1 which ends with the text *“Operating activities may be carried out locally or by remote control.”*

The text is in fact the wrong way round as every opportunity should be taken to eliminate risk, therefore remote operation should be considered first.

When considering PPE, it is important to ensure that clothing and workwear worn by workers who operate on or near electrical plant or equipment is not flammable and would not contribute to the severity of any skin burns should an arc-flash incident occur. This is distinct from wearing arc-flash PPE, which when worn over clothing that is flammable can still pose a risk to the operator. However, layering of arc-resistant clothing can provide increased protection for the operator against exposure to the thermal effects of an arc flash.

It is important that Duty Holders and Safety Responsible Engineers, ensure they prioritise their focus and attention on the upper levels of Figure 6, which are most effective in mitigating risks.

## 4 Design Standards

### 4.1 Internal Arc Detail

The internal arc type test in IEC 62271-200 is an optional type test for ground mounted switchgear. Internal arc testing is not mandated, unless specified in an appropriate standard. Internal arc testing is intended to verify the effectiveness of the switchgear design in protecting persons in case of an internal electrical explosion, to safely contain any internal pressure rise and vent the flame and exhaust gas into designated areas. Upon successful testing, switchgear is assigned an internal arc classification (IAC).

In simple terms, an arc-flash inside the switchgear is deliberately initiated. To pass the test, the MV switchgear compartment under test, needs to fail in a safe and controlled manner, prevent injury to persons nearby and not cause damage to adjacent assemblies.

A weakness of the internal arc type test is that it does not replicate the associated pressure rise within a substation, which is also a significant hazard. Internal arc testing is carried out to see how the switchgear fails within the assembly, and the subsequent pressure release in a substation or building is not part of the test. If the internal arc exhaust flame and gases are released into the substation or building, a subsequent pressure rise may cause structural damage. It is important to appreciate that, if the substation does not have sufficient volume, the classification may be invalid.

MV compartments are designed to withstand very fast pressure rise, resulting from faults within the switchgear. In order to pass the test, each MV compartment needs to have a mechanical strength that can contain an overpressure and, where necessary, means to vent any exhaust in a controlled manner into certain areas.

To carry out the internal arc test, an arc is initiated in each MV compartment with 0.5 mm<sup>2</sup> fuse wire wrapped across each phase. The rated fault current is applied for a set duration, usually 1 second. Typical fault currents are 25 kA for 11 kV, and 31.5 kA for 33 kV systems.

In the test, arc voltage, current and pressure are measured, as well as high-speed infrared and optical imaging are used, to demonstrate if the test passes successfully. When there is an electrical fault within electrical equipment, an arc fault is fed from up to three live phases. The current from the live phases will return either on the live phases or via a neutral or earth/ground system.

To pass the test in each of the designated MV compartments, the following criteria need to be met:

- **Criterion No. 1** Doors remain correctly secured and covers do not open.
- **Criterion No. 2** No fragments or other parts of the assembly, of an individual mass of 60 g or more, are ejected.
- **Criterion No. 3** Arcing does not cause holes by burning through any of the classified sides up to a height of 2 m.
- **Criterion No. 4** Chequered black cotton indicators (shown in Figure 7) do not ignite during the test and within 1 s after the current duration, where:
  - the horizontal plane represents the top of a person's head.
  - the vertical plane represents a person standing at that position by the switchgear.
- **Criterion No. 5** The enclosure remains connected to its earthing point.



Figure 7, ABB SafeRing/SafePlus 36 kV switchgear under internal arc testing

NOTE: Chequered indicators surrounding the switchgear shall not ignite during the internal arc test.

It is important for the Duty Holder to request internal arc rated switchgear at MV and LV. LV switchgear can be internal arc tested in accordance with IEC/TR 61641 *“Enclosed low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Guide for testing under conditions of arcing due to internal fault.”*

For switchgear that is not internal arc rated the following risk mitigation can be considered.

- Operating the switchgear remotely minimises the risk to operators under normal operating conditions. This can be in the form of SCADA control or plug in umbilical lead. These allow the operator to be a safe distance from the switchgear in the unlikely event of an explosion.

It is recommended that when HV or LV indoor switchgear is to be replaced, replacement switchgear is specified with an adequate internal arc classification.

Some manufacturers offer retro-fit optical arc-flash sensing devices available on the market, which could be considered depending on the anticipated remaining life of the switchgear. Sensors available in the market today detect light from an arc-flash inside switchgear very quickly, typically less < 100 ms, and trip the incoming supplies to the switchgear. Some concern has been expressed whether the sensors fail safe.

## 4.2 IEEE Internal Arc Requirements

North American Arc resistant testing standards are defined by ANSI/IEEE C37.20.7. This standard defines two levels of accessibility to switchgear assemblies.

Type 1 provides protection only when in front of the switchgear.

Type 2 provides protections on all sides. In addition, a suffix is added to define arc performance for control compartments and between vertical sections of the switchgear.

Suffix B designates equipment where normal operation of the equipment involves opening the door or cover on compartments specifically identified as low-voltage control or instrumentation compartments.

Suffix C designates equipment where isolation from the effects of an internal arcing fault is desired between all adjacent compartments within a switchgear assembly.

Suffix D designates specifically where some external surfaces of the equipment are inaccessible and no need exists to use a Type 2 design.

## 4.3 Arc-flash Detail

Demand for arc-flash studies is rapidly growing, as a result of the awareness of North American IEEE Standard 1584, *“Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations”*. It is common for Companies in the UK with American owners to carry out arc-flash studies to comply with North American legal requirements in the National Electrical Code. There is also a strong driver from North American insurance companies that insure electrical assets.

In the UK, the HSE has reinforced the importance of risk assessment and control measures to eliminate or reduce the risk of exposure to electric arc, where arc-flash PPE should be considered as a last line of defence – not the first.

Suitable and sufficient risk assessments of arc-flash hazards should assess whether existing mitigations, engineering controls and safe systems of work are effectively in place and minimise the risk of exposure to arc-flash to an acceptable level. Such assessments should be a precursor to carrying out detailed arc-flash studies.

Duty Holders and Safety Responsible Engineers are responsible for ensuring that electrical plant and equipment are fit for purpose and maintained adequately. Before arc-flash studies can be considered, it is essential that Duty Holders and Safety Responsible Engineers have undertaken recent fault level and protection studies, as the results from these studies are necessary to carry out incident energy calculations. It is good practice to undertake regular reviews of these studies (approximately every 5 years or when there are material changes to the fault level and protection systems) to ensure the plant is still within rating and that the protection will operate correctly in the minimum time to minimise the risk of plant failure and to reduce incident energy levels.

NOTE: Every 5 years assumes no major network changes on the network.

As previously stated, it is not a specific legal requirement to carry out arc-flash calculations in the UK, unlike in North America. The HSE advocate that Duty Holders prioritise effort into ensuring arc-flash risks are properly assessed and mitigated in accordance with the Management of Health and Safety at Work Regulations. This occurs through a hierarchy of control measures (shown in Figure 6), where the use of PPE is lower down the hierarchy than implementing engineering controls and safe systems

of work. Notwithstanding, it is essential that all operational activities are covered via appropriate risk assessments.

Generally, incident energy levels are greater at HV than LV, for equivalent working distances, because the fault level is greater. This is not always the case, as occasionally the incident energy levels at incoming LV switchgear busbars could be larger than at the HV busbars due to differences in switchgear construction and fault clearance times. Generally, the risk from LV equipment with an operating voltage of 230 V or less, particularly where it is supplied by small transformers (125 kVA or less), is considered to be small and does not need to be included in arc-flash hazard assessment. This would include 230 V AC battery charging equipment.

In general, equipment that has been properly designed, constructed, tested, installed, commissioned and maintained does not present a risk of electric shock or burn injury when properly used. In particular, modern switchgear that has an internal arc classification (IAC) is designed to release the energy caused by an internal arc away from an operator standing in front of the switchgear.

Unsafe conditions of electrical plant and equipment, e.g. lack of maintenance, or unsafe operational activities, may lead to arc-flash hazards. A summary of the main hazards that are known to result in arc-flash accidents / incidents are summarised below.

Indoor rated plant and equipment located in poor environments where dust/moisture can accumulate on the surface of insulation or where relative humidity is high are more susceptible to partial discharge (PD) activity and eventual arc-flash than equivalent plant and equipment that is in a warm, dry and dust/moisture free environment.

- Overstressing plant beyond nameplate ratings.
- Poor or lacking maintenance practices. Maintenance induced failures via contamination or high-test voltages can be problematic.
- Inadequately trained and experienced operational/maintenance personnel including contractors.
- Plant and equipment which has not been modified in accordance with the manufacturer's instructions.
- Racking in/out withdrawable switchgear (that is not internal arc rated), where there is a risk of arc-flash caused by mechanical damage to insulation caused by incorrect positioning and/or electrical breakdown.
- Working in live compartments.

It is appropriate that important mitigation steps are adopted to prevent arc-flash for each of the above steps. PD is the consequence of failure modes that are found in switchgear. PD is a dielectric issue and needs investigation for the root cause.



## 5 Internal Arc Design Standards

Internal arc type testing demonstrates that switchgear, in the event of disruptive failure, should prevent injury, as it is designed to fail safely. This should reduce risk to persons in electrical substations in the event of a catastrophic failure. However, the IAC rating, declares the maximum fault and duration that can be tolerated. It also shows the physical location of where persons can safely be positioned within the substation.

For MV switchgear operating above a system voltage of 1 kV and up to 33 kV, internal arc tests are prescribed as an optional type test in IEC 62271-200. A successful internal arc type test, demonstrates that the switchgear can fail in a controlled manner within a designated area of the substation. This test is optional within IEC 62271-200, therefore it needs to be specified, if required by the user.

In the UK, Duty Holders are recommended to request internal arc tests with a 1 s duration. The internal arc rating demonstrates that the build-up of pressure within the switchgear is contained and released in a controlled fashion. IEC 62271-200 and IEEE C37.20.7 do not prescribe the internal arc duration. In the UK, Distribution Network Operators (DNOs) generally specify 1 s due to the historic design of protection schemes. For the IAC of 1 s to be effective the main protection installed needs to clear a fault in this time.

The IAC verifies that switchgear MV compartments can contain a maximum design rated arc fault current for the specified duration, and that the hot gases generated during a fault, are directed safely away from operators.

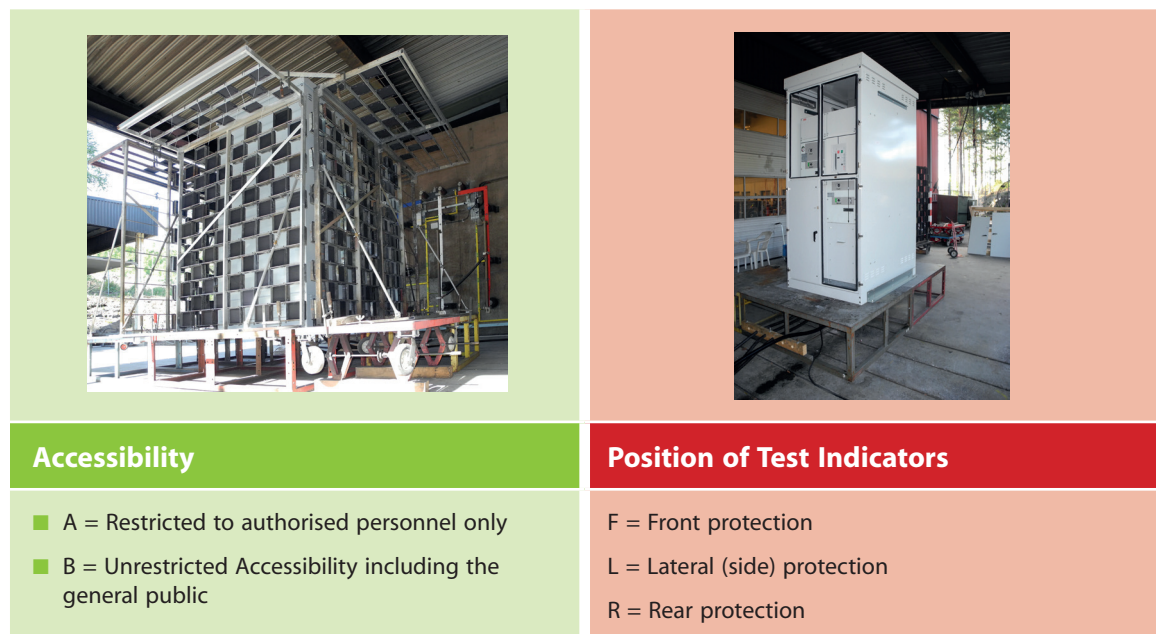


Figure 8, IAC Designation

The photographs in Figure 8 (courtesy of ABB) show 36 kV SafeRing and SafePlus switchgear prior to internal arc testing at SATS (Scandinavian Association for Testing of Electric Power Equipment) Certification, Trondheim, Norway. The level of accessibility and protected position of the boxed cotton test indicators determine the designations for accessibility and position of the IAC. The test indicators were placed to represent the categories of accessibility and position in Figure 8. The IAC designations, verified by arc testing, are shown on the switchgear nameplate, along with the root mean square (r.m.s) arc fault current and duration.

NOTE: IEC 62271-200 & IEEE C37.20.7 internal arc classifications enables benchmarking testing of switchgear, but it does not guarantee a specific performance in a substation building.

For AF (Internal arc classified equipment – see Figure 8) the internal arc classification does not provide evidence that a resulting pressure wave will dissipate safely within a substation building, where a subsequent pressure rise may cause structural damage.

The internal arc type test is carried out in simulated conditions, and not in an enclosed substation volume. The test consists of two perpendicular walls and a ceiling – the resultant flame/pressure wave is not replicated in a confined environment, as would be the case following an internal arc failure inside a substation building. Consequently, although the IAC classification may be compliant, it could still cause damage to the substation building containing the switchgear, resulting in structural/mechanical damage. This can be compared to any type of explosion in a confined space. The results of such, could be potentially life-threatening structural damage, e.g. the roof collapsing.

On any internal arc classified switchgear, it is important that the Duty Holder and Safety Responsible Engineer understands where the hot gasses are vented. The vented gases could be ejected either within the substation building, or externally, depending upon the type of switchgear specified. Where external venting takes place from the substation building, it is very important to consider where the venting gases are ejected, to prevent any hazard to people and equipment in the exhaust zone.

It should be noted that the risk of fatalities and serious injuries are vastly reduced when adequately specified internal arc rated switchgear is installed. This assumes that people are positioned in the prescribed areas when a catastrophic failure occurs.

During catastrophic switchgear failure, the pressure wave is released from the switchgear via a combination of a pressure relief device and sometimes combined with a specially designed venting compartment(s). Video evidence is usually taken during the type test (but is not mandatory). Duty Holders and Safety Responsible Engineers, may request this from the manufacturer, as it could help determine the direction of exhaust gas and how it is released from the switchgear. Some manufacturers are reluctant to release this information.

Some manufacturers record the pressure build up, both within and immediately outside the switchgear, and this information could also be available and helpful to work out maximum pressure rise. This is an optional requirement, but it is good engineering practice to know what pressures were evident during the test. This data can be used in any subsequent pressure rise modelling, as prescribed in IEC 61936-1, "*Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules*".

It is very difficult for standards and specifications to cover all substation designs as the possible test permutations would be numerous. It is important that the Duty Holder and Safety Responsible Engineer evaluates each installation against the standard or specification. Where there are any concerns, these should be raised with the manufacturer. Within IEC 62271-200, rating acronyms are used to describe a successful switchgear internal arc testing arrangement, as summarised in Figure 8.

When designing switchgear, containing an internal arc is difficult to achieve due to the large energy levels and pressure wave which poses very high dynamic mechanical and electrical stress in the MV compartment under test. Strengthening the compartment with additional mechanical support and thicker diameter metals helps. The pressure wave tries to find the weakest points in compartments, and this could be where cables are connected. The Roxtec cable sealing system has been tested by ABB, for its suitability to contain the pressure rise, see Clause 6 below.

## 6 Design Mitigation & Possible Consequences



ABB has achieved internal arc classification in the MV connection compartment of their 36 kV rated SafeRing and SafePlus switchgear. As part of their design, Roxtec cable seals were used. The successful test was carried out at 25 kA for 1 s and was classified AFLR, which is recorded in the SATS Certification Report of Performance RoP 15-B24.

AFLR, is where the flame and exhaust venting are taken away from the switchgear, so consequently it should be safe for persons to be stood on any side of the switchgear, should a failure take place.

When using a modular/mechanical cable sealing system, it should fulfil the following criteria:

- Proven capabilities to withstand blast loads, impulse and peak pressure.
- Proven fire performance.
- Appropriate IP and NEMA rating for:
  - Water;
  - Dust;
  - Corrosion.
- Proven capabilities to withstand vermin.

The modular / mechanical cable sealing systems design should include fire resistance performance as below:

- Reaction to fire: Material in the rubber blocks should be halogen free and does not contribute to the fire. It should have a limited amount of smoke developed and not form droplets that can spread fire or hurt people or damage assets.
- Resistance to fire: An installed system should resist a fire, thereby contributing to the prevention of fire spread.

The Roxtec cable sealing system fulfils the requirement for reaction to fire Class B-s1, d0 in accordance with EN 13501-1. Resistance to fire testing for the cable sealing is in accordance with EN 1366-3:2009 and classified in accordance with EN 13501-2.

To achieve the above classifications, the rubber cable sealing system goes through a series of type tests with a prescribed flame applied and the results observed.

Class “B” means that the material “self-extinguishes” after a short time, which means that the material itself, does not contribute to or fuel a fire (or as said in the classification “very moderate fire contribution”). A lower-class material, would mean that the rubber would continue to burn and thereby, also fuel the fire. For internal arc switchgear consequences, the rubber is expected not contribute to a fire within 1 second of initiation of the arc. Longer exposure may result in the rubber contributing to any fire.

The ‘s’ rating is “smoke development” and ‘s1’ is “very limited amount of smoke developed” (this is the best class if tested). This rating is important in applications where people are located, and especially in escape routes or emergency exits.

The 'd' rating is "droplets". If a material forms droplets when heated, the hot droplets may spread a fire. The Roxtec cable sealing system achieved the best possible classification in accordance with EN 13501-1, which is "d0".

Using an approved and tested modular/mechanical cable sealing system provides other benefits in switchgear design as mentioned below:

- As the rubber material is an excellent insulator, there are no metal edges or sharp points/edges. This will help the switchgear achieve a higher dielectric withstand, so helping achieve higher lightning impulse levels.
- The system provides excellent sealing properties so there will be less dust contamination, which again can maintain the MV dielectric properties of components used in the switchgear design.

"Future included": The possibility to expand or alter the number of cables without changing the design of the cable entry. Frame with spare blocks is tested for arc fault. Adding cables using the Roxtec design does not affect the performance of the cable entry seal or the switchgear housing.

## 7 Conclusions

The main conclusions of this White Paper are:

- C1 It is important the new MV/HV switchgear is internally arc tested to provide maximum protection to operators and those who work in proximity to this equipment.
- C2 MV/HV connection compartments need to be sealed to contain internal arcs.
- C3 An approved and tested modular / mechanical cable sealing systems helps prevent causes of arc like water, dust, vermin whilst mitigating dangers like blast loads, fire spreading in case of an arc-flash and can help switchgear pass internal arc type tests.
- C4 IEEE 1584 arc-flash calculations, to determine appropriate PPE, should be considered as a last line of defence.
- C5 Should oil switchgear fail, there is a high probability of fatalities for workers close by.

## 8 Recommendations

- R1 With regard to Internal Arc and Arc Flash, Duty Holders and Safety Responsible Engineers should ensure they prioritise the following mitigation to prevent switchgear failures:
  - 1 Elimination
  - 2 Substitution
  - 3 Engineering Controls
  - 4 Administrative Controls
  - 5 PPE
- R2 Switchgear manufacturers should consider using tested modular/mechanical cable sealing systems (or equivalent) to help pass internal arc tests within connection compartments.
- R3 A replacement plan for any oil switchgear should be considered by Duty Holders and Responsible Safety Engineers for long-term safety of workers.

## 9 Document History

| Version | Date     | Amendment                                       | Issued by                             | Authorised by                         |
|---------|----------|---|---------------------------------------|---------------------------------------|
| 0.1     | 15/07/20 | First issue                                     | Ian Naylor<br>Principal<br>Consultant | Gary Eastwood<br>Managing<br>Director |
| 1       | 19/08/20 | Revised in accordance with comments from Roxtec | Ian Naylor<br>Principal<br>Consultant | Gary Eastwood<br>Managing<br>Director |

## 10 Appendix 1 – Ian Naylor Bio



Ian Naylor is a Principal Consultant working for Threepwood Consulting since 2015. Ian started life as a coal mining colliery electrician, involving maintenance of plant and equipment. Having obtained a Power Electrical Engineering Degree at Huddersfield University, Ian worked at Merlin Gerin in Leeds, carrying out internal arc type testing at Kema, in Holland.

Ian moved to Yorkshire Electricity and was responsible for the switchgear and plant specifications. In 2000 he became Standards Manager at the Electricity Association (EA)/Energy Networks Association (ENA) in London. He was responsible for the introduction of the ENA TS 41-36 Switchgear Specification.

Ian then spent 10 years working for Consultancy at EA Technology where he carried out various projects, involving MV/HV switchgear around the world, including the Middle East, the Far East, Australia and New Zealand.

Ian sits on the IEC Maintenance Team (MT)14 representing Great Britain. This committee is responsible for updating IEC 62271-200, which includes the internal arc type testing.

Ian now delivers various projects at Threepwood on various electrical assets to help mitigate the risks shown in Figure 6 of this White Paper.



[info@threeepwoodconsulting.com](mailto:info@threeepwoodconsulting.com)  
[www.threeepwoodconsulting.com](http://www.threeepwoodconsulting.com)

76 King Street Manchester M2 4NH United Kingdom



**20 e 21  
Outubro  
2021**



*CATEGORIA 5*

**BENEFÍCIOS AMBIENTAIS, SOCIAIS  
E ECONÔMICOS DA FONTE EÓLICA**



# **Análise do potencial impacto da energia eólica offshore no Brasil, em termos de criação de emprego temporário e permanente.**

Erika Nogueira, Marina Azevedo e Amaro Olimpio Pereira Jr

---

## **Resumo**

O objetivo deste artigo é quantificar os principais efeitos econômicos potenciais da energia eólica offshore sobre a economia do Brasil. A metodologia é baseada na análise da cadeia de valor ao longo do ciclo de vida das atividades temporais e permanentes. Além disso, a quantificação econômica é com base na abordagem de matriz insumo-produto. Os resultados destacam uma geração de empregos relevante, mesmo em um cenário com capacidade instalada limitada em comparação com os principais mercados europeus. Além disso, a maior parte desse emprego está concentrada nas atividades temporais diretas. Os principais resultados enfatizam que este setor é intensivo em capital. Assim, é fundamental estabelecer políticas estáveis de longo prazo, a fim de fomentar o setor cadeia de valor.

## **Abstract**

The purpose of this paper is to quantify the main potential economic effects of offshore wind energy on the Brazilian economy. The methodology is based on the analysis of the value chain throughout the life cycle of temporal and permanent activities. Furthermore, the economic quantification is based on the input-output matrix approach. The results highlight relevant job creation, even in a scenario with limited installed capacity compared to the main European markets. Moreover, most of this employment is concentrated in temporal direct activities. The main results emphasize that this sector is capital intensive. Thus, it is essential to establish stable long-term policies to foster the value chain sector.

## 1. Introdução

Em 2020 a capacidade instalada *offshore* no mundo somou mais de 35 GW, distribuídos em 18 países, representando 4,8% da capacidade acumulada eólica total global já instalada (GWEC, 2021a; IRENA, 2021). O Brasil ainda não possui capacidade eólica *offshore* instalada, mas essa fonte de energia pode ser uma forma sustentável de complementar a matriz energética do país (Ortiz, G. P; Kampel, 2011; F. Pimenta et al., 2008; F. M. Pimenta & Assireu, 2015; Silva et al., 2016).

O mercado eólico *offshore* global cresceu em média quase 30% ao ano entre 2010 e 2020, beneficiando-se de rápidos avanços tecnológicos. A capacidade acumulada multiplicou mais que 11 vezes em 10 anos (2010 até 2020), com taxas anuais de incremento que apresentam uma tendência crescente. No entanto, o setor eólico *offshore* até o momento, é um assunto amplamente europeu, as dez maiores capacidades instaladas de fazendas eólicas *offshore* estão todas localizados na Europa e 98% da capacidade europeia está concentrada em apenas cinco países (Reino Unido, Alemanha, Dinamarca, Bélgica e Holanda) (WIND EUROPE, 2019).

Apesar de a Europa ainda liderar o mercado, a tendência atual é a expansão da energia eólica *offshore* em outros continentes devido a recente redução de preços que atraiu a atenção de diversos países, sobretudo na Ásia, com destaque para a China, e América do Norte representada pelos EUA. Em 2020, a China instalou e conectou metade de toda nova capacidade eólica *offshore* global em um ano recorde (3GW)(GWEC, 2021a). Nos Estados Unidos, a primeira usina eólica *offshore* implantada se tornou operacional em 2016 e mais projetos estão em andamento atualmente. A Índia, como exemplo de um mercado *offshore* emergente, realizou uma primeira manifestação de interesse em 2018, além de ter liberado durante janeiro de 2019 rascunhos de regras de leilão eólico *offshore* (GWEC, 2019).

Atualmente o Brasil não possui empreendimentos de geração de energia eólica *offshore*, entretanto esta fonte energética pode ser uma forma sustentável de complementar a matriz energética do país (Ortiz, G. P; Kampel, 2011; F. Pimenta et al., 2008; F. M. Pimenta & Assireu, 2015; Silva et al., 2016). Energia eólica marítima é um tema ainda pouco desenvolvido no Brasil e existe uma grande lacuna no desenvolvimento de pesquisas sobre o assunto no país dado a sua baixa competitividade frente a outras fontes renováveis no país. Porém, com o desenvolvimento de estudos técnico-econômicos e

socioambientais, e com avanços legais e regulatórios, essa situação pode mudar (EPE, 2021).

O Brasil tem dimensões continentais, um litoral extenso, mas não explora todo esse potencial. Atualmente, o país tem 42 GW de eólicas *offshore* em processo de licenciamento ambiental distribuídos por 20 projetos em sete estados (Bahia, Ceará, Espírito Santo, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul).

Além de fornecer eletricidade carbono zero na operação, a energia eólica tem a capacidade de trazer benefícios socioeconômicos para as comunidades locais. Projetos eólicos *offshore* de grande escala geram uma grande variedade de empregos sustentáveis que exigem uma variedade de competências, em toda a cadeia de valor do setor (GWEC, 2021b). Em 2019, a energia eólica gerou 1,2 milhão de empregos, com predominância de projetos *onshore*, mas o segmento *offshore* está ganhando força e pode se basear em conhecimentos e infraestrutura no setor *offshore* de petróleo e gás (IRENA, 2020).

O objetivo do trabalho é analisar o potencial impacto econômico da energia eólica *offshore* no Brasil, em termos de criação de emprego (direto e indireto) e contribuição no PIB. Para isso, foi adotada uma metodologia baseada na análise da cadeia de valor ao longo do ciclo de vida das atividades temporais e permanentes. A quantificação socioeconômica foi feita a partir de matrizes insumo-produto.

## **2. Emprego no setor eólico *offshore***

O crescimento da demanda de energia e a transição para tecnologias de baixo carbono exigem grandes investimentos em capital e mão-de-obra. A escala do investimento e os beneficiários desses fluxos financeiros dependem de uma ampla gama de fatores, como escolha de tecnologia, localização, taxa de implantação e capacidade das cadeias de suprimentos locais.

Os investimentos em geração de energia apresentam uma oportunidade de crescimento econômico e afetam diretamente os níveis de emprego. No entanto, onde esses investimentos são feitos, e a estrutura e capacidade da economia na qual são canalizados, podem ter implicações importantes na medida em que os investimentos apoiam a atividade econômica e o emprego em um determinado país.

A indústria eólica oferece uma ampla diversidade de ocupações, que vão desde cargos iniciantes a nível avançado. A Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial (ABDI) mapeou 52 profissões vinculadas ao setor eólico, que podem ser agrupadas de acordo com as fases da cadeia produtiva: construção e montagem, desenvolvimento de projetos, ensino e pesquisa, manufatura, e operação e manutenção do parque (ABDI, 2018). A Figura 1 apresenta as profissões mapeadas.

No Brasil, segundo a ABDI o número de empregos diretos gerados em 2016 somou mais de 150 mil (ABDI, 2018). Ainda, de acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (Abeeólica), o setor tem bastante espaço para crescer, principalmente devido ao alto potencial de recurso disponível (ABEEÓLICA, 2021).

Quando se trata da vertente *offshore* da tecnologia, a tendência é que seja necessária a contratação de ainda mais mão-de-obra do que projetos *onshore*. Além da construção, montagem e implantação de novos equipamentos, como plataformas, a indústria pode aproveitar os conhecimentos técnicos existentes de outros setores, como o da indústria de petróleo e gás. O *know-how* de empresas que constroem fundações para plataformas de produção, uso convertido da infraestrutura existente, transporte marítimo, levantamento de dados e outros serviços (IRENA, 2019a).



Figura 1. Empregos da indústria eólica.

Fonte: Elaboração própria com base em ABDI (2018).

Como em qualquer transição, haverá aqueles que ganharão mais e os potencialmente desfavorecidos. No entanto, há oportunidade de emprego de mão de obra qualificada pela indústria de óleo e gás no setor de renováveis à medida que a indústria de eólica *offshore* se desenvolve, pois existem sinergias ao longo de suas cadeias de valor. São semelhantes o design de fundação e fabricação, construção e instalação *offshore*, operação das embarcações e O&M submarino entre a eólica *offshore* e indústria de petróleo e indústria de gás.

O impacto econômico da transição para renováveis pode ser reduzido com o apoio de requalificação e força de trabalho de programas de desenvolvimento, não apenas para superar a perda líquida de empregos no setor de petróleo e gás, mas também trazer valor sustentável para sociedade (GWEC, 2021a). Essa análise da magnitude provável e da distribuição de impactos futuros na geração de emprego pode ajudar os formuladores de políticas a preparar as habilidades e capacidades necessárias para apoiar a transição, garantir que aqueles que perdem como resultado da mudança sejam adequadamente compensados e facilitar a transição energética mais justa e equitativa, que traz benefícios para todos.

### **3. Metodologia analítica**

Para estimar o potencial impacto econômico da fonte eólica *offshore* no Brasil, adotou-se uma metodologia que integra insumo-produto com análise da cadeia de valor da *offshore*, conforme cálculo realizado por Varela-Vázquez & Sánchez-Carreira (2017) para a Espanha.

A análise é baseada em dados de custo de investimento desagregados em seus componentes (Tabela 3) para a capacidade de geração de eletricidade nova e existente. É calculado a parcela de cada investimento gasto internamente no Brasil e a parcela desse investimento doméstico direcionado ao mercado de trabalho com base em dados de entrada e hipóteses específicas.

A metodologia de insumo-produto reflete as interdependências dos setores em toda a economia, com base nas estatísticas nacionais. Foram utilizados dados da matriz insumo-produto de 2017 da economia nacional com 68 setores (Guilhoto & Sesso Filho, 2010). Os setores avaliados na matriz correspondem aos setores empregados para medir o PIB

do setor eólico *offshore* na Espanha (Varela-Vázquez & Sánchez-Carreira, 2017). Foram utilizados dados da matriz de usos de bens e serviços da economia nacional, no formato *setor x setor*, para calcular o indicador de geração de empregos dos setores que compõe a geração eólica *offshore*.

Para análise do impacto econômico considera-se a geração de empregos totais, diretos e indiretos, e PIB, pela indústria eólica *offshore*. A geração de empregos diretos refere-se aos setores específicos diretamente impactados pelo investimento nos empreendimentos de eólica *offshore*. Já a geração de empregos indiretos está associada a cadeia produtiva que é acionada para fornecer insumos aos setores diretamente vinculados à eólica *offshore*.

A geração de empregos indiretos é calculada através de multiplicadores econômicos derivados das tabelas insumo-produto para a economia do Brasil. Isto é, quando outros setores da economia aumentam sua produção para fornecer serviços e bens de consumo para o setor eólico *offshore* geram empregos. Os multiplicadores refletem o efeito cascata dos investimentos que se estendem para as cadeias de suprimentos dos bens e serviços finais e, por sua vez, para toda a economia.

Adicionalmente, neste trabalho a geração de empregos foi desagregada em empregos de caráter temporário e permanente.

A quantificação do vetor de demanda final ( $\Delta y$ ) é calculada dos dados anuais da capacidade instalada nos cenários simulados e o custo médio do investimento por megawatt do PDE 2030 e PNE 2050 (MME/EPE, 2020). O mesmo ocorre com os custos de operação (IRENA, 2019b). Posteriormente, é aplicado o percentual de nacionalização (M. S. Simas, 2012; Varela-Vázquez & Sánchez-Carreira, 2017). Um investimento ao longo do ciclo de vida de um Parque eólico *offshore*  $\Delta y$  desencadeia um aumento de produção  $\Delta X$ .

São calculados dois vetores de demanda finais, uma de atividades relacionadas à instalação de das usinas eólicas *offshore* temporários e outro para permanentes. Após o processo da matriz insumo-produto de Leontief, é possível quantificar multiplicadores e os fatores de impacto econômicos do setor em termos de PIB e emprego.

As seções 3.1 e 3.2 detalham a metodologia base de insumo-produto utilizada e a análise dos dados para construção dos cenários de expansão da eólica *offshore* no Brasil.

### 3.1. Metodologia de estimativa econômica

A metodologia para cálculo da geração de empregos e PIB no Brasil é baseada no modelo insumo-produto de Leontief (Miller, R. E., & Blair, 2009). A metodologia de insumo-produto representa a economia de um país, ou de uma região, para retratar suas relações intersetoriais. A metodologia supõe tecnologias lineares de produção, tem como variáveis endógenas quantidades e preços associados aos fluxos de bens, e como variáveis exógenas, valores de crescimento da economia e mudanças tecnológicas (GUILHOTO, 2010). A Tabela 1 mostra as relações entre os setores da economia representadas em uma tabela de insumo-produto.

Tabela 1. Modelo de uma tabela de insumo-produto, considerando uma economia com 2 setores

|                  | Setor 1  | Setor 2  | Consumo Famílias | Governo | Investimento | Exportações | Total |
|------------------|----------|----------|------------------|---------|--------------|-------------|-------|
| Setor 1          | $Z_{11}$ | $Z_{12}$ | $C_1$            | $G_1$   | $I_1$        | $E_1$       | $X_1$ |
| Setor 2          | $Z_{21}$ | $Z_{22}$ | $C_2$            | $G_2$   | $I_2$        | $E_2$       | $X_2$ |
| Importação       | $M_1$    | $M_2$    | $M_c$            | $M_g$   | $M_i$        |             | $M$   |
| Impostos         | $T_1$    | $T_2$    | $T_c$            | $T_g$   | $T_i$        | $T_e$       | $T$   |
| Valor Adicionado | $W_1$    | $W_2$    |                  |         |              |             | $W$   |
| Total            | $X_1$    | $X_2$    | $C$              | $G$     | $I$          | $E$         |       |

Fonte: Elaboração própria a partir de (Guilhoto, 2011).

Onde,

$Z_{ij}$  é o **fluxo monetário** entre os setores  $i$  e  $j$ ;  $C_i$  é o **consumo das famílias** dos produtos do setor  $i$ ;  $G_i$  é o **gasto do governo** junto ao setor  $i$ ;  $I_i$  é a demanda por bens de **investimento** produzidos no setor  $i$ ;  $E_i$  é o total **exportado** pelo setor  $i$ ;  $X_i$  é o total de **produção** do setor  $i$ ;  $T_i$  é o total de **impostos indiretos líquidos** do setor  $i$ ;  $M_i$  é a **importação** realizada pelo setor  $i$ ;  $W_i$  é o **valor adicionado** gerado pelo setor  $i$ .

A Equação 1 deriva do sistema aberto de Leontief e apresenta os fluxos intermediários por unidade do produto final, escrita em forma matricial:

$$X = (I - A)^{-1}Y \quad \text{Equação 1}$$

Onde,

$A$  é a matriz de coeficientes técnicos;  $I$  é a matriz identidade;  $X$  é o vetor de produção; e  $Y$  é o vetor da demanda final.

Por sua vez, a Equação 2 apresenta o vetor de empregos que calcula a geração de emprego:

$$\varepsilon = \hat{\varepsilon}(I - A)^{-1}Y \quad \text{Equação 2}$$

Onde,

$\varepsilon$  é o coeficiente de empregos e trata-se de um vetor com n linhas que representa o emprego criado por um estímulo na demanda final. O coeficiente de empregos equivale ao número de empregos de determinado setor sobre a produção total deste setor (Coeficiente de empregos = Empregos/X);  $(I - A)^{-1}$  é a matriz inversa de Leontieff; e Y representa o choque aplicado na demanda final do setor.

A geração de empregos é calculada para atividades de caráter temporal e permanente. As atividades temporais são relacionadas ao planejamento e gerenciamento iniciais, serviços de consultoria, design e fabricação de componentes ou a instalação das turbinas e dependem de novas capacidades instaladas. Os empregos permanentes dependem dos valores da capacidade instalada cumulativa, referem-se a empregos em operação e manutenção da usina, e têm caráter não-temporário, ou seja, estarão presentes durante a vida útil do projeto.

Para analisar o impacto econômico da energia eólica *offshore* em termos de atividades temporais considerou-se os gastos com investimento na tecnologia, enquanto para as atividades permanentes considerou-se os gastos com a operação e manutenção do complexo eólico. As Equações 3 e 4 apresentam o cálculo para estimar a geração de empregos temporais e permanentes, respectivamente:

$$\Delta Y = \% \text{ do custo de Investimento} * \% \text{ Nacionalização do custo de Investimento} * \text{Capacidade Instalada ano} * \text{Custo de Investimento} \quad \text{Equação 3}$$

$$\Delta Y = \% \text{ do custo O\&M} * \% \text{ Nacionalização do custo O\&M} * \text{Custo de O\&M fixo (milhões R\$/MW/ano)} * \text{Capacidade Instalada acumulada (MW)}. \quad \text{Equação 4}$$

O cálculo do PIB é baseado no princípio geral de economias de escala constantes, e corresponde a soma do consumo final das famílias, investimento, despesas governamentais e das exportações líquidas (Guilhoto, 2011).

### 3.2. Dados

Os dados de entrada necessários incluem capacidade anual e projeções de geração de eletricidade, bem como estimativas de custos de investimento por componente, gasto operacional fixo e variável e nacionalização dos componentes específicos para o Brasil e estão detalhados por fonte na Tabela 2.



Tabela 2. Tabela resumo das fontes de dados

| Informação  | Referência   |
|---|--|
| Capacidade instalada anual futura em cada cenário | (EPE, 2019; IBAMA, 2021; MME/EPE, 2020)                      |
| CAPEX   | (EPE, 2021; MME/EPE, 2020)                                   |
| OPEX Fixo   | (MME/EPE, 2020) com uma taxa de redução 5% ao ano            |
| OPEX Variável                                     | (IRENA, 2019b)   |
| Nacionalização                                    | (M. S. Simas, 2012; Varela-Vázquez & Sánchez-Carreira, 2017) |

É considerado uma curva de aprendizado, ou seja, há uma redução de custos de despesa de capital e despesas operacionais variáveis e fixas durante o passar dos anos. O custo médio do investimento por megawatt e operação e manutenção fixo são retirados do PDE 2029 e PNE 2050 (MME/EPE, 2020) e os custos de operação variáveis da IRENA (2019) com redução de 5% ao ano (IRENA, 2019b). Posteriormente, é aplicado o percentual de nacionalização (M. S. Simas, 2012). A análise da geração de emprego (temporal e permanente) e dos impactos econômicos mais amplos é realizada para todos os anos do horizonte de modelagem.

A Associação Brasileira da Energia Eólica (ABEEólica) prevê que os primeiros MWh de projetos eólicos *offshore* podem ser produzidos no Brasil em 2027 se as barreiras da competitividade, regulação e a existência de um mercado para essa fonte energia forem superadas no país (Godoi, 2020). O PDE 2030, considerada a tecnologia eólica *offshore* como candidata à expansão a partir de 2027, mas devido aos seus elevados custos de investimento, ela não se mostrou competitiva frente às demais opções disponíveis para expansão (EPE, 2021) Portanto nos cenários, foi considerado o início da penetração da eólica *offshore* no Brasil em 2030.

O modelo de insumo produto considera três cenários com diferentes penetrações da eólica *offshore* no Brasil em 2050. Para todos os cenários foram considerados uma penetração anual constante a partir de 2030 com as respectivas capacidades instaladas em 2050:

- Cenário 42 GW: 42 GW de capacidade instalada acumulada em 2050. Baseado no atual número de parques eólicos *offshore* em processo de licenciamento Ambiental no IBAMA (IBAMA, 2021).

- Cenário 16 GW: 16 GW de capacidade instalada acumulada em 2050. Baseado em um cenário do PNE 2050 (MME/EPE, 2020), que com redução do CAPEX de 20% em relação aos valores de IEA (2019) entrariam 16 GW em 2050.
- Cenário 7 GW: 7 GW de capacidade instalada acumulada em 2050. Baseado em um cenário da Calculadora 2050, o nível 2 da tecnologia *offshore* considera até 2050 que a geração *offshore* será equivalente 25% da geração eólica *onshore* (EPE, 2019).

A Figura 2 apresenta as projeções de expansão da eólica offshore no Brasil para os 3 cenários considerados.

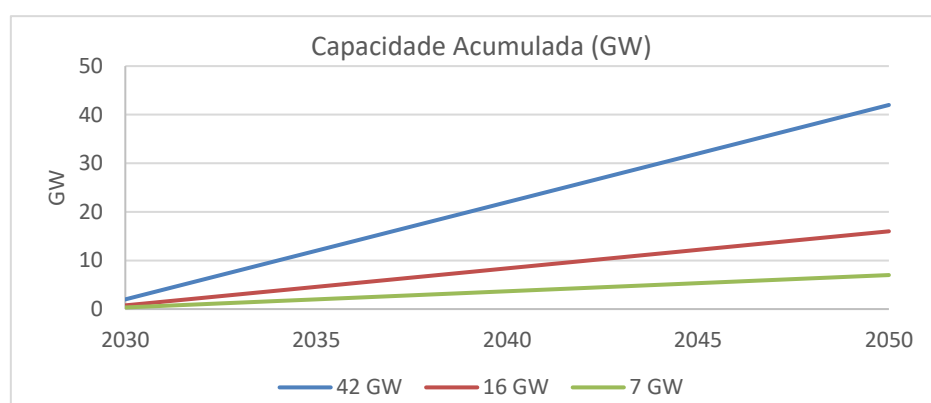


Figura 2. Evolução da capacidade instalada acumulada em cada cenário no período 2030 até 2050. Fonte: Elaboração própria com base em dados da EPE e IBAMA.

A Tabela 3 mostra as principais informações relativas aos oito setores relacionados com atividades temporais da matriz insumo-produto. Destaque para a porcentagem dos serviços prestados por fornecedores brasileiros (nacionalização) em cada cenário, para isolar o efeito das importações na economia. Esta informação foi baseada em números da literatura e nas porcentagens praticadas no setor eólico *onshore* do Brasil e da Espanha (M. S. Simas, 2012; Varela-Vázquez & Sánchez-Carreira, 2017), para cada componente de custo, foi incluída uma estimativa da parcela do investimento realizado no país. O percentual de nacionalização aumenta com a capacidade instalada.

Os custos de instalação foram retirados do PDE 2029 e a evolução destes custos durante o período analisado do PNE 2050 (MME/EPE, 2020), já as porcentagens do custo dos principais componentes das turbinas eólicas *offshore* e serviços foram baseados em documentos internacionais (BVG Associates, 2019; IRENA, 2019b).

O choque na demanda pela eólica *offshore* que gera emprego temporário foi calculado através da porcentagem custo de investimento de cada componente e a sua porcentagem de nacionalização.

Tabela 3. Setores da Matriz insumo-produto com efeitos temporais na economia.

| Setores da Matriz Insumo Produto | Setores com efeitos <u>Temporais</u> na economia                             | Principais componentes das turbinas eólicas e serviços    | Porcentagem do Custo de Investimento | Porcentagem dos serviços prestados por fornecedores Brasileiros (Nacionalização) |     |     |
|----------------------------------|--|---|--------------------------------------|--|-----|-----|
|                                  |  |   |                                      | A  | B   | C   |
| 1                                | Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos              | Nacelle, bedplate e shaft, hub casting, torre and mooring | 30.75%                               | 100%   | 50% | 20% |
| 3                                | Fabricação de máquinas e equipamentos elétricos                              | Gearbox, gerador e custos do grid                         | 23.26%                               | 100%   | 40% | 20% |
| 4                                | Fabricação de máquinas e equipamentos mecânicos                              | Main bearing, power take-off e sistema pitch              | 4.36%                                | 100%   | 50% | 25% |
| 7                                | Fabricação de outros equipamentos de transporte, exceto veículos automotores | Pás e subestruturas                                       | 17.84%                               | 100%   | 70% | 30% |
| 9                                | Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos                | Instalação de turbina eólica                              | 18.83%                               | 50%  | 30% | 15% |
| 24                               | Desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação                  | Sistemas de controle                                      | 1.09%                                | 100%   | 50% | 25% |
| 25                               | Intermediação financeira, seguros e previdência complementar                 | Seguro da fase de construção                              | 0.90%                                | 75%  | 60% | 30% |
| 28                               | Serviços de arquitetura, engenharia, testes/análises técnicas e P & D        | Desenvolvimento   | 2.97%                                | 100%   | 75% | 38% |

Fonte: Elaboração Própria baseado em (BVG Associates, 2019; IRENA, 2018; M.

Simas & Pacca, 2014; Varela-Vázquez & Sánchez-Carreira, 2017)

A geração de emprego permanente depende dos valores da capacidade instalada acumulada. O choque na demanda pela eólica *offshore* que gera emprego permanente foi calculado através da porcentagem do custo de O&M (variável e fixo dependendo do setor) e a porcentagem de nacionalização.

A Tabela 4 mostra informações dos setores ligados a operação e manutenção (O&M) da eólica *offshore* e da geração de eletricidade. A produção de eletricidade eólica *offshore* são de parques instalados no Brasil durante 2030 e 2050, portanto, a porcentagem em cada cenário é de 100%. A geração de eletricidade eólica *offshore* foi calculado considerando um fator de capacidade médio de 44%, que é a média dos fatores de capacidade de todas as regiões do país (EPE, 2020) e com uma produção de anual 3.854 MWh por cada MW instalado.

Tabela 4. Setores da Matriz insumo produto com efeitos permanentes na economia.

| Setores da Matriz Insumo Produto | Setores com efeitos <u>Permanentes</u> na economia            | Principais ações                            | Porcentagem do Custo de O&M | Porcentagem dos serviços prestados por fornecedores Brasileiros (Nacionalização) |      |      |
|----------------------------------|---|---|-----------------------------|--|------|------|
|                                  |   |   |                             | A  | B    | C    |
| 25                               | Intermediação financeira, seguros e previdência complementar  | Seguro anual da fase de operação (O&M Fixo) | 100%                        | 75%  | 60%  | 30%  |
| 9                                | Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos | Custos anuais de O&M (O&M Variável)         | 67%                         | 100%   | 50%  | 25%  |
| 10                               | Energia elétrica, gás natural e outras utilidades             | Geração da eletricidade (O&M Variável)      | 33%                         | 100%   | 100% | 100% |

Fonte: Elaboração Própria baseado em (IRENA, 2019b; M. S. Simas, 2012; Varela-Vázquez & Sánchez-Carreira, 2017)

### 3.3. Limitações

Como em todo exercício de modelagem, há limitações na análise que devem ser consideradas ao interpretar os resultados. As matrizes insumo-produto fornecem uma representação estática da estrutura da economia e são baseadas em pontos de dados históricos. A metodologia não inclui nenhum mecanismo ou premissa para atualizar

dinamicamente a estrutura econômica ao longo do tempo. As inter-relações do setor são uma aproximação da estrutura futura da economia durante o período de modelagem.

Outra simplificação da metodologia é incluir estimativas de custo que são expressas em unidades de capacidade (MW) ou, para custos variáveis, em unidades de geração de eletricidade (GWh). O modelo dimensiona essas estimativas de maneira linear, com base na capacidade total adicionada ou eletricidade gerada pela eólica *offshore* sem levar em consideração a economia de escala em potencial.

#### **4. Impacto econômico da energia eólica *offshore* na economia Brasileira**

Cada cenário inclui informações sobre geração e capacidade de eletricidade eólica *offshore*, bem como custos de investimento e O&M. Portanto, como resultado são gerados os dados de emprego e PIB, os impactos na economia de diferentes projeções futuras.

A metodologia permite calcular a geração de empregos nos três cenários e os índices de empregos-ano/MW para energia eólica *offshore*. Os empregos gerados em cada ano correspondem a uma fotografia da situação anual, não sendo referentes a novos postos de trabalhos gerados, mas a todos os postos de trabalho ocupados pela eólica *offshore* no determinado ano. Assim, os empregos nas atividades de fabricação e construção são empregos ocupados em um período limitado de tempo de um ano (temporários), e os empregos de operação e manutenção são empregos permanentes, mas contabilizados a cada ano, de forma cumulativa.

A eólica *offshore* impulsiona a criação de empregos devido ao efeito multiplicador dentro da cadeia de valor. A Figura 3 mostra a evolução do total emprego gerado pela energia eólica *offshore* nos três cenários durante o período de 2030 e 2050. No cenário de 42 GW, os números mostram uma criação de emprego relevante, com mais de 150 mil novas posições nos 3 primeiros anos, e mais de 200 mil novos cargos nos anos seguintes. Nos cenários de 16 GW e 7GW, o total da criação de emprego é menos relevante, inferior a 50 mil novos empregos por ano, mas ainda assim positivo. A redução na criação de empregos é mais importante em comparação com a diminuição da capacidade instalada cumulativa, devido ao efeito multiplicador.

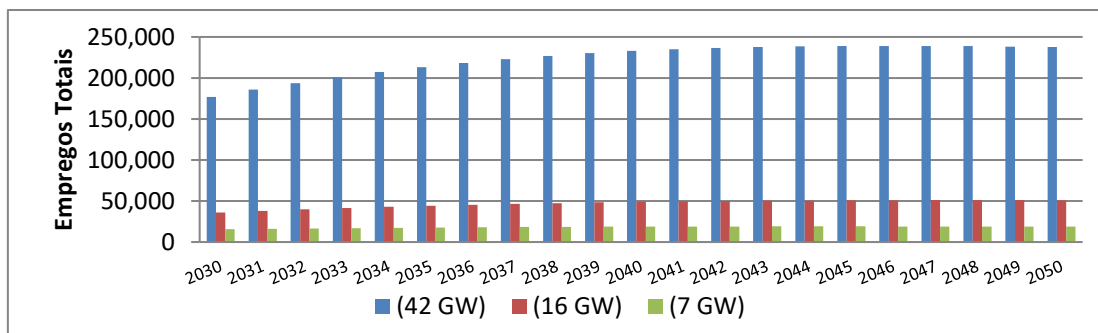


Figura 3. Evolução dos empregos totais (temporais e permanentes) em cada cenário durante o período 203 até 2050.

A Figura 4 mostra a evolução dos empregos temporais e permanentes em cada cenário durante o período de 2030 e 2050. Os empregos permanentes dependem da capacidade instalada cumulativa, por isso o número de empregos gerados por ano é crescente e geram postos de trabalhos permanentes, que estarão presentes durante toda a vida útil do projeto. Os empregos temporários dependem da nova capacidade instalada, que foi considerada constante na hipótese dos cenários. A geração anual de empregos temporários é maior que os permanentes, pois o custo de instalação dos parques é maior que o custo de operação e manutenção. No final do período, a diferença entre o número gerado de empregos temporais e permanentes são menores nos cenários devido ao baixo nível de novas capacidades instaladas. Por exemplo, no cenário de 42 GW, no ano de 2030 há a geração de 16 empregos temporários a mais que permanentes e em 2050 essa diferença é apenas 2 vezes maior.

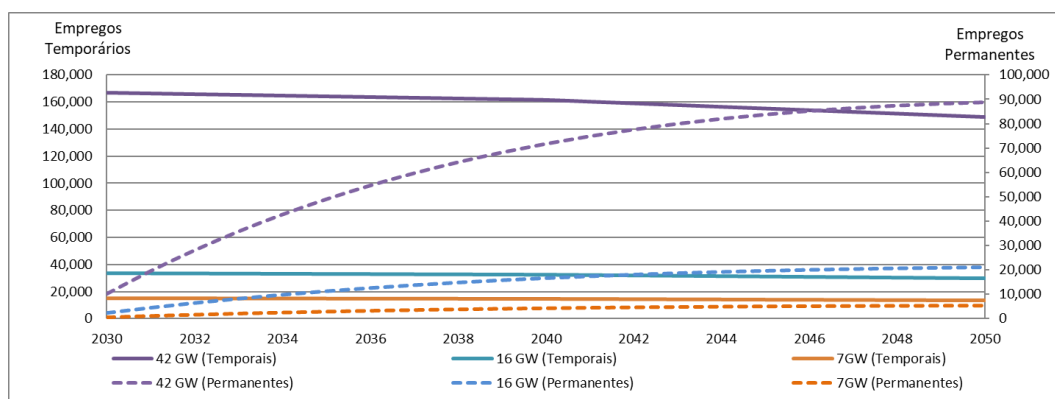


Figura 4. Evolução dos empregos temporais e permanentes em cada cenário durante o período 2030 e 2050.

Ao longo de todo o período de análise, os setores que mais são beneficiados pela geração de empregos temporais são a fabricação de produtos de metal- devido a produção das turbinas- o setor de comércio por atacado e a varejo – vinculado ao setor de serviços para

o fornecimento de insumos- e manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos- por causa da instalação e desenvolvimento inicial dos parques eólicos *offshore*.

A maior geração de empregos permanentes ocorre nos setores de manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos- pois essas atividades estão ligadas a operação e manutenção do parque eólico *offshore*-, comércio por atacado e a varejo- vinculado ao setor de serviços para o fornecimento de insumos para a operação e manutenção do parque- e intermediação financeira, seguros e previdência complementar.

Apesar do número de empregos diretos ser quase 3 vezes maior que os indiretos (Figura 5), esses números ainda são significativos, com a geração entre 3,7 mil e 42,7 mil empregos indiretos por ano dependendo do cenário. O aumento da produção de eólica offshore estimula a produção de todos os insumos requeridos para a produção dessa fonte de energia. Por exemplo, um aumento de demanda final do setor eólico *offshore* implicará no aumento de empregos diretos não só no próprio setor, mas também nos setores de bens intermediários, como peças e siderurgia, que fornecem insumos para o setor eólico *offshore* e conseqüentemente aumentam sua produção e realimentam o processo de geração de emprego, computando-se então tais empregos como indiretos para o setor eólico *offshore*. Os setores que mais se beneficiaram com a criação de emprego indireto são o de comércio por atacado e a varejo e o setor de transportes. Já os empregos diretos são gerados no setor de fabricação de produtos de metal.

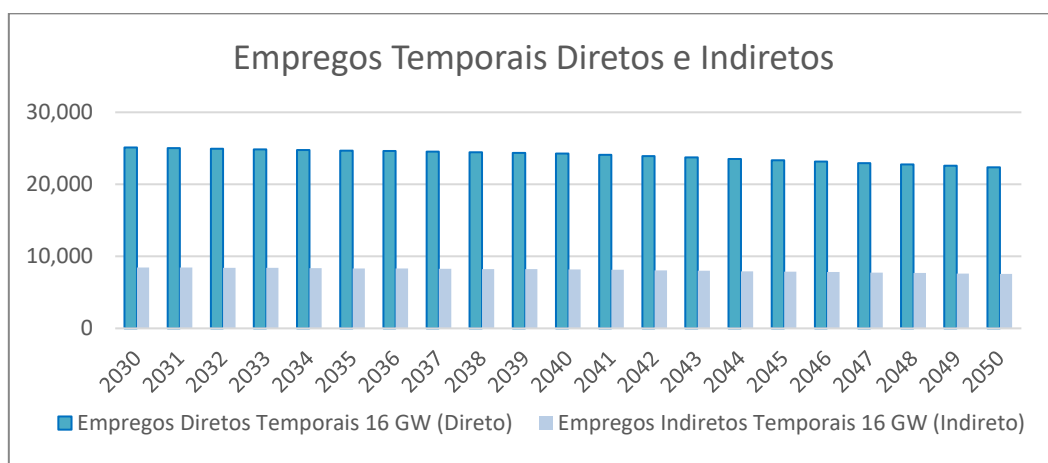


Figura 5. Empregos temporais eólicos offshore separados em diretos e indiretos no cenário de 16 GW.

A Figura 6 compara a contribuição do setor da eólica *offshore* no PIB Brasileiro (PIB eólica *offshore*/ PIB Brasil) e a criação de empregos em termos de emprego nacional total

(emprego eólica *offshore*/ emprego Brasil). Como resultado dessa comparação, pode-se afirmar que o setor eólico *offshore* Brasileiro é intensivo em capital, porque a contribuição para o PIB é sempre maior em todos os cenários do que a contribuição para o emprego. A contribuição setorial para o PIB é em média 1,4 vezes a contribuição para o emprego. Nos cenários 16 e 7 GW, os valores são menores devido à baixa taxa de crescimento da nova capacidade instalada pelo efeito multiplicador limitado.

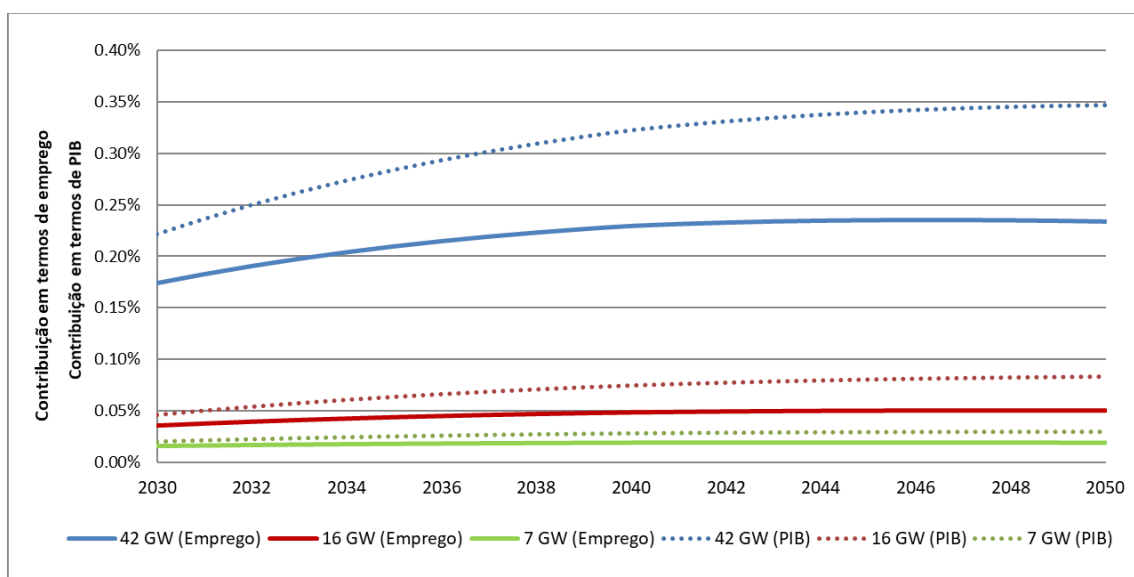


Figura 6. Contribuição do setor da eólica *offshore* em cada cenário para PIB Brasileiro (linha tracejada) e a criação de empregos em termos de emprego nacional total (linha contínua)

Para efeitos de comparação foi simulado um parque eólico *onshore* e *offshore* de 1GW de capacidade instalada (Tabela 5). Considerou-se as porcentagens de nacionalização do cenário de 42 GW. A eólica *offshore* gera quase 2 vezes mais emprego que a *onshore*, sendo o número de empregos permanentes 5 vezes maior. Isso é explicado pelo fato da eólica *offshore* ser mais intensiva em capital que a *onshore*. O custo de instalação da eólica no mar em 2018 era em média o dobro da eólica *onshore* e o custo de operação e manutenção fixo, o triplo. Além disso, a geração de empregos permanentes é influenciada pela geração de eletricidade, que é maior nos parques *offshore* com fator de capacidade significativamente superior aos parques *onshore*.

Tabela 5. Valores para comparação de um parque *onshore* e *offshore* de 1.000 MW em 1 ano. Foram considerados os custos instalação e operação de 2018 e a matriz insumo produto a preços de 2017.

|                           | <i>Offshore</i> | <i>Onshore</i> |
|---------------------------|-----------------|----------------|
| Capacidade Instalada (MW) | 1000            | 1000           |



|                                      |           |           |
|--------------------------------------|-----------|-----------|
| Energia Gerada Parque Tipo GWh (ano) | 3,854,000 | 2,103,477 |
| Empregos total                       | 118,041   | 65,417    |
| Empregos Temporais                   | 111,050   | 63,979    |
| Empregos Permanentes                 | 6,991     | 1,438     |
| % Emprego setorial                   | 0.12%     | 0.06%     |
| Emprego /MW                          | 11        | 4         |
| Emprego/GWh                          | 2.97      | 1.90      |
| PIB Eólico <i>offshore</i>           | 9,086     | 4,365     |
| % PIB setorial                       | 0.15%     | 0.07%     |

Os índices de empregos gerados através produção de eletricidade pelas fontes podem variar significativamente entre os estudos devido a aspectos locais, temporais e metodológicos. A Figura 7 mostra essa grande variação dos valores dos índices de empregos gerados por MW instalado encontrados na literatura, mas o valor do presente estudo está dentro dessa faixa de variação.

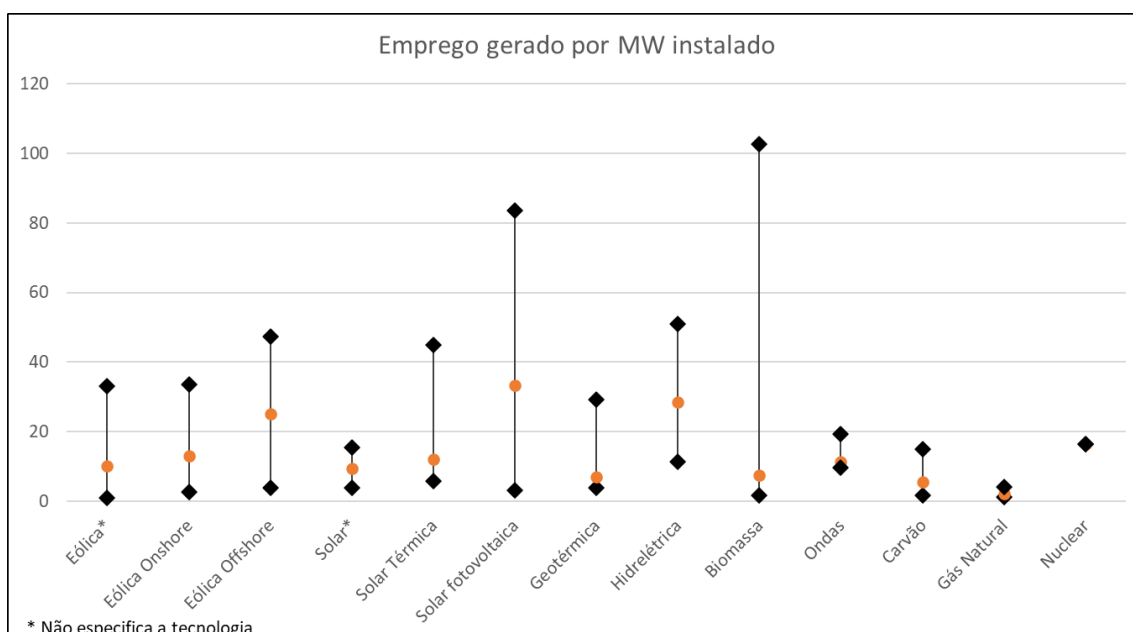


Figura 7. Índices de geração de emprego por MW instalado de diferentes tecnologias de geração de energia encontrados na literatura. O ponto laranja é a mediana entre os valores encontrados Fonte: Adaptado de M. Simas & Pacca, 2014, baseado em (Blanco, M. I.; Rodrigues, 2009; Dalton, G. J.; Lewis, 2011; Ewea, 2008; Moreno, B.; López, 2008; Rutovitz, J.; Atherton, 2009; Tourkolias, C.; Mirasgedis, 2011; UNEP/ILO/IOE/ITUC, 2008; Wei, M.; Patadia, S.; Kammen, 2010).

A grande variação nos índices de geração de empregos é devido a diferença local e temporal, que inclui o índice de nacionalização da tecnologia, a potência instalada no ano e o nível de desenvolvimento da tecnologia no país. Além disso há diferença metodológica, como a ferramenta utilizada para a quantificação, escopo, definição para

inclusão de empregos diretos, indiretos e induzidos, premissas e fontes de dados. Isto é, cada caso deve ser analisado separadamente, e não é possível utilizar índices produzidos em outros contextos para estimar a geração de emprego por uma tecnologia de energia renovável em outro período ou local (M. Simas & Pacca, 2014).

## 5. Conclusões

A análise da geração de emprego (temporal e permanente) e dos impactos econômicos mais amplos é realizada para todos os anos do horizonte de modelagem. A energia eólica *offshore* oferece uma resposta às rupturas no mercado de trabalho decorrentes da transição energética, como o deslocamento de empregos para trabalhadores de petróleo e gás offshore e de engenharia naval. A implantação de usinas de geração de energia eólica offshore pode ser um vetor de criação de empregos a nível nacional, regional e local.

Os resultados derivados do modelo insumo-produto destacam os efeitos relevantes na criação de emprego nacional e no PIB. Em 2030, início da implantação dos parques, o emprego eólico offshore pode alcançar 15,6 mil empregos diretos e indiretos no cenário com menor capacidade instalada, que é menor do que nos principais mercados europeus. Além disso, a maior parte do emprego é desencadeada por atividades temporais, o que significa que é dependente das novas capacidades instaladas. Então, a instabilidade do mercado ou institucional pode atrapalhar esses benefícios econômicos. Uma grande parte da criação de empregos temporais é no setor industrial (fabricação de produtos de metal), portanto, o emprego criado é caracterizado por alta produtividade do trabalho. No entanto, o setor é de capital intensivo devido à contribuição para o PIB do Brasil ser 1,4 vezes da contribuição para o emprego nacional.

A indústria eólica precisa ser preparada para o significativo crescimento no mercado de eólico *offshore* nas próximas três décadas. O estudo fornece informações potencialmente críticas sobre os requisitos de capacidade no mercado de trabalho e dada a dinâmica setorial, é essencial estabelecer políticas públicas para promover o setor eólico *offshore* e sua cadeia de valor no longo prazo.

## Referências

- ABDI. (2018). *Mapa de carreiras – Energia eólica*. <http://sitesinteligencia.abdi.com.br/sites/carreiras-eolica/>
- ABEEÓLICA. (2021). *Eólica: Energia para um futuro inovador*. <http://abeeolica.org.br/>
- BLANCO, M. I.; RODRIGUES, G. (2009). Direct employment in the wind energy sector: AnEU study. *Energy Policy*, 37, 2847–2857.
- BVG Associates. (2019). *Guide to an offshore wind farm Updated and extended*. <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>
- DALTON, G. J.; LEWIS, T. (2011). Metrics for measuring job creation by renewable energy technologies, using Ireland as a case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), 2123–2133.
- EPE. (2019). *Calculadora Brasil 2050*. <http://calculadora2050brasil.epe.gov.br/calculadora.html>
- EPE. (2020). *Roadmap Eólica Offshore Brasil* (p. 141).
- EPE. (2021). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. In *Empresa de Pesquisa Energética* (Vol. 1). <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>
- EWEA. (2008). *Wind at Work - Wind energy and job creation in the EU*. [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/Wind\\_at\\_work\\_FINAL.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/Wind_at_work_FINAL.pdf)
- Godoi, M. (2020). *Eólica offshore poderá chegar em 2027*. Canal Energia. <https://canalenergia.com.br/noticias/53152315/eolica-offshore-podera-chegar-em-2027>
- Guilhoto, J. J. M. (2011). Input-output analysis: theory and foundations. Munich Personal. In *Economic Policy* (Issue 2116). <https://doi.org/32566>
- Guilhoto, J. J. M., & Sesse Filho, U. A. (2010). Estimacão da Matriz Insumo-Produto Utilizando Dados Preliminares das Contas Nacionais: Aplicacão e Análise de Indicadores Econômicos para o Brasil em 2005. *Economia & Tecnologia*, 23(6). <https://doi.org/1809-080X>
- GWEC. (2021a). Global Wind Report | Gwec. *Global Wind Energy Council*, 75. <http://www.gwec.net/global-figures/wind-energy-global-status/>
- GWEC. (2021b). *Wind power & green recovery: Wind can power 3.3 million new jobs over next five years* (Issue April).
- IBAMA. (2021). *Consulta licenças ambientais. Eólica offshore*. [https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta\\_empresendimentos.php](https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php)
- IRENA. (2018). *Nurturing offshore wind markets: Good practices for international standardisation*.
- IRENA. (2019a). *Renewable Energy and Jobs Annual Review 2019*. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jun/IRENA\\_RE\\_Jobs\\_2019-report.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jun/IRENA_RE_Jobs_2019-report.pdf)
- IRENA. (2019b). *Renewable Power Generation Costs in 2018*. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA\\_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf)
- IRENA. (2020). *Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2020*. In *International Renewable Energy Agency* (Issue May). <https://doi.org/http://www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=36&CatID=141&SubcatID=585>
- IRENA. (2021). *RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2021*. <https://www.irena.org/>

- /media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA\_RE\_Capacity\_Statistics\_2021.pdf
- Miller, R. E., & Blair, P. D. (2009). *Input-output analysis: foundations and extensions*. Cambridge university press. (Second Edi). CAMBRIDGE UNIVERSITY PRESS. [http://static.gest.unipd.it/~birolo/didattica11/Materiale\\_2012/\\_Materiale\\_2015/Miller\\_Blait-input-output\\_analysis.pdf](http://static.gest.unipd.it/~birolo/didattica11/Materiale_2012/_Materiale_2015/Miller_Blait-input-output_analysis.pdf)
- MME/EPE. (2020). *Plano Nacional de Energia 2050*. [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio Final do PNE 2050.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf)
- MORENO, B.; LÓPEZ, A. J. (2008). The effect of renewable energy on employment. The case of Asturias (Spain). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, 732–751.
- Ortiz, G. P; Kampel, M. (2011). Potencial de energia eólica Offshore na margem do Brasil. In *Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais*.
- Pimenta, F., Kempton, W., & Garvine, R. (2008). Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. *Renewable Energy*, 33(11), 2375–2387. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.01.012>
- Pimenta, F. M., & Assireu, A. T. (2015). Simulating reservoir storage for a wind-hydro hybrid system. *Renewable Energy*, 76, 757–767. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.047>
- RUTOVITZ, J.; ATHERTON, A. (2009). *Energy Sector Jobs to 2030: A Global Analysis*. <http://www.greenpeace.org/brasil/PageFiles/3751/energy-sector-jobs-to-2030.pdf>
- Silva, A. R., Pimenta, F. M., Assireu, A. T., & Spyrides, M. H. C. (2016). Complementarity of Brazils hydro and offshore wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 413–427. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.045>
- Simas, M., & Pacca, S. (2014). Assessing employment in renewable energy technologies: A case study for wind power in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 83–90. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.046>
- Simas, M. S. (2012). *Energia Eólica E Desenvolvimento Sustentável No Brasil: Estimativa Da Geração De Empregos Por Meio De Uma Matriz Insumo-Produto Ampliada*. da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física.
- TOURKOLIAS, C.; MIRASGEDIS, S. (2011). Quantification and monetization of employment benefits associated with renewable energy technologies in Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 2876–2886.
- UNEP/ILO/IOE/ITUC. (2008). *Green Jobs: Towards Decent Work in a Sustainable, Low-Carbon World*. [http://www.unep.org/labour\\_environment/PDFs/Greenjobs/UNEP-Green-Jobs-Report.pdf](http://www.unep.org/labour_environment/PDFs/Greenjobs/UNEP-Green-Jobs-Report.pdf)
- Varela-Vázquez, P., & Sánchez-Carreira, M. del C. (2017). Estimation of the potential effects of offshore wind on the Spanish economy. *Renewable Energy*, 111, 815–824. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.002>
- WEI, M.; PATADIA, S.; KAMMEN, D. M. (2010). Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in theUS? *Energy Policy*, 38(2), 919–931.

# I-RECs: Panorama Atual e Perspectivas do Mercado de Certificados de Energia Renovável

Rafael Hess Almaleh<sup>1</sup> e Igor Ferreira<sup>1</sup>  
Fohat Corporation  
Porto Alegre e Curitiba, Brasil

Mathias A. Ludwig<sup>2</sup>  
AES Brasil  
São Paulo, Brasil

**Resumo** — Neste artigo é apresentado o conceito de certificado de energia renovável do padrão I-REC, trazendo uma introdução com as motivações para a sua existência e uma explicação inicial sobre a sua estrutura de funcionamento. Este tema faz parte dos estudos do projeto da ANEEL P&D, Código 0064-1059/2019, registrado como "Plataforma para Operação de Balcão Organizado de Comercialização de Energia", e, publicamente, Projeto AES Brasil de Energy Intelligence, realizado em conjunto pelas empresas Fohat Corporation e AES Brasil. Além dos conceitos iniciais, posteriormente é descrito um panorama local do mercado brasileiro de I-RECs e um panorama global do mercado de certificados de energia, apontando-se as possíveis vantagens na adoção da certificação I-REC em detrimento de outras. Finalmente, encerra-se trazendo uma visão dos desafios a serem enfrentados em nível mundial em termos de tecnologia e de contabilização; e, em nível nacional, em termos de infraestrutura de mercado.

**Palavras-chave** – Certificado de Energia Renovável. Mercado. Energia. Sustentabilidade. I-REC.

## I. INTRODUÇÃO

Em 2015, a Organização das Nações Unidas (ONU) decidiu adotar 17 pontos para o desenvolvimento sustentável. Todos os países-membros acordaram em trabalhar nessas metas para que, até 2030, elas sejam atingidas em sua totalidade [1].

Dentre esses pontos, o número 7 trata especificamente da questão energética – com a meta de que todos tenham energia acessível, confiável, sustentável e moderna [2]. Essa meta possui 5 alvos e 6 indicadores. O alvo 7.2, conforme especificado pela ONU, cita que os países devem “até 2030, aumentar substancialmente a parcela de energia renovável na matriz energética global”, medido pelo indicador “parcela renovável da energia final consumida”.

Esse compromisso foi reafirmado no chamado “Acordo de Paris”, ratificado em 2016, quando as nações signatárias se comprometeram em assegurar que a temperatura média global tenha um aumento menor que 2°C em relação a níveis pré-industriais, além de estabelecer a obrigatoriedade do registro das emissões por parte dos países, além de abrir portas para o comércio de carbono entre nações [3].

---

Informações sobre o Projeto de P&D: ‘0064-1059, Plataforma para Operação de Balcão Organizado de Comercialização de Energia’; Segmento C; Código Subtema OPOX; Outros; ‘AES Brasil’, ‘Fohat Corporation’ ‘R\$ 3.420.560,00’.

<sup>1</sup>‘Fohat Corporation’: Rafael Hess Almaleh – Product Manager (rafael.hess@fohat.co). Igor Ferreira – Chief Executive Officer (igor.ferreira@fohat.co).

<sup>2</sup>‘AES Brasil’: Mathias A. Ludwig – Senior R&D and Innovation Analyst (mathias.ludwig@aes.com).

Na mesma ótica da sustentabilidade, há a preocupação com a emissão dos gases de efeito estufa. Desde 1998, o Protocolo GHG existe para entender, quantificar e gerenciar as emissões desses gases, sendo compatível com os métodos de quantificação do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC) [4], órgão da ONU destinado a gerenciar o tema “mudanças climáticas” [5].

Dentro do protocolo GHG, há as chamadas emissões do “Escopo 2”, que são as emissões associadas a energia adquirida por uma organização, sendo esta comprada ou então trazida para dentro de seus limites organizacionais [6].

Tanto pela questão dos objetivos sustentáveis da ONU, quanto pela contabilização do protocolo GHG e pelo Acordo de Paris, percebe-se que há uma preocupação com a questão de geração de energia e suas emissões.

No entanto, a energia não é um ativo tangível e facilmente de ser rastreado. Quando um elétron é gerado em uma dada usina, ele flui através dos fios e entra no sistema elétrico, que funciona como um grande reservatório de energia, onde todos os elétrons se misturam. Não há como discriminar ou selecionar um grupo de elétrons no consumo dessa energia que flui pelo sistema elétrico nacional. Como a energia consumida pelo comprador não necessariamente foi gerada apenas pela fonte contratada, é impossível identificar a origem da energia consumida – ainda mais com as fontes intermitentes ganhando mais espaço.

Para conseguir resolver essa questão, foi criado o I-REC (International Renewable Energy Certificate), que se trata de um certificado de energia renovável internacional. Cada MWh gerado por uma fonte renovável certificada dá direito à geração de um certificado que corresponde a 1 MWh de energia limpa. Desse modo, um gerador possui dois ativos: a energia elétrica gerada e o respectivo certificado correspondente a mesma. Contudo, para que um consumidor de energia possa contabilizar a energia limpa em seu relatório de sustentabilidade, por exemplo, ele deve possuir a quantidade necessária de certificados de origem para cobrir o seu consumo. É justamente isso que materializa o processo de compensação, isto é, não importa a origem da energia consumida por esse consumidor, conquanto que ele o compense com a aquisição de certificados de origem. A compra de certificados pode ser, também, realizada de maneira voluntária, sem necessariamente ter relação com metas de sustentabilidade ou obrigações legais, por exemplo.

O I-REC Standard Foundation, organização baseada na Holanda, é o responsável global pela Emissão e Aposentadoria (consumo) dos I-RECs. Dentre os países do mundo que participam do padrão I-REC, pode-se citar a China, o Brasil, a Índia e o México. Os Estados Unidos e a União Europeia, por sua vez, possuem cada qual a sua própria certificação, REC e GO, respectivamente.

Na Figura 1, pode-se visualizar 4 diferentes tipos de

Certificados de Atributos de Energia (EAC, sigla em inglês), entres os quais se encontra o I-REC.

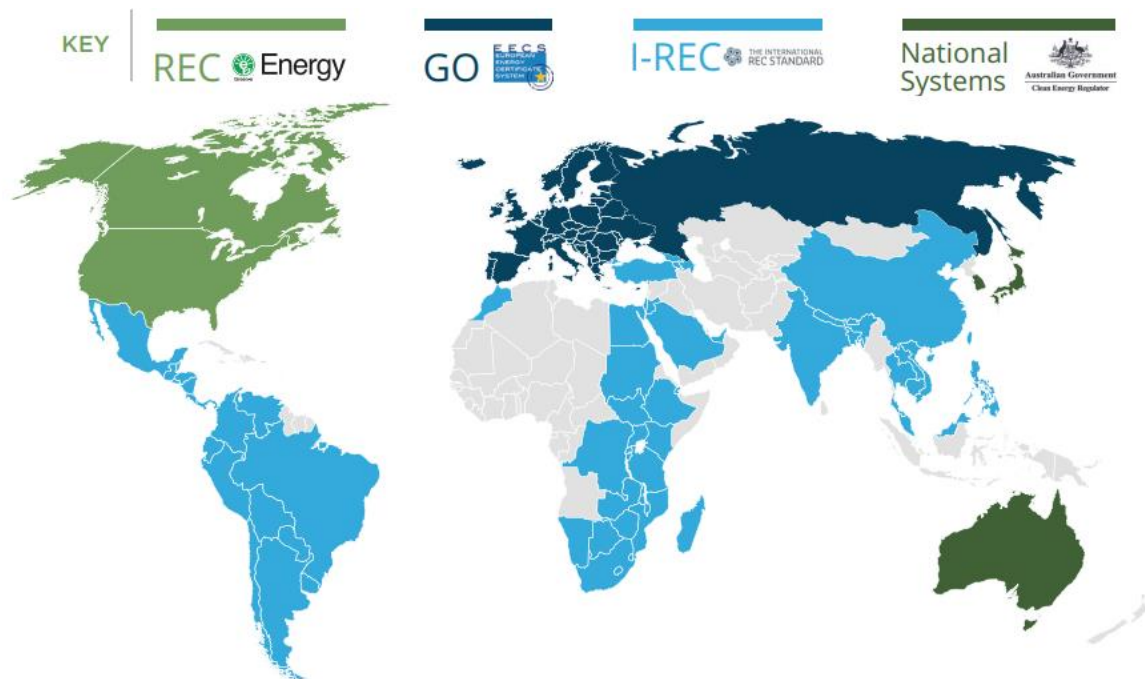


Figura 1. Certificados de Atributos de Energia pelo mundo. Fonte: por a fonte de onde foi retirada essa

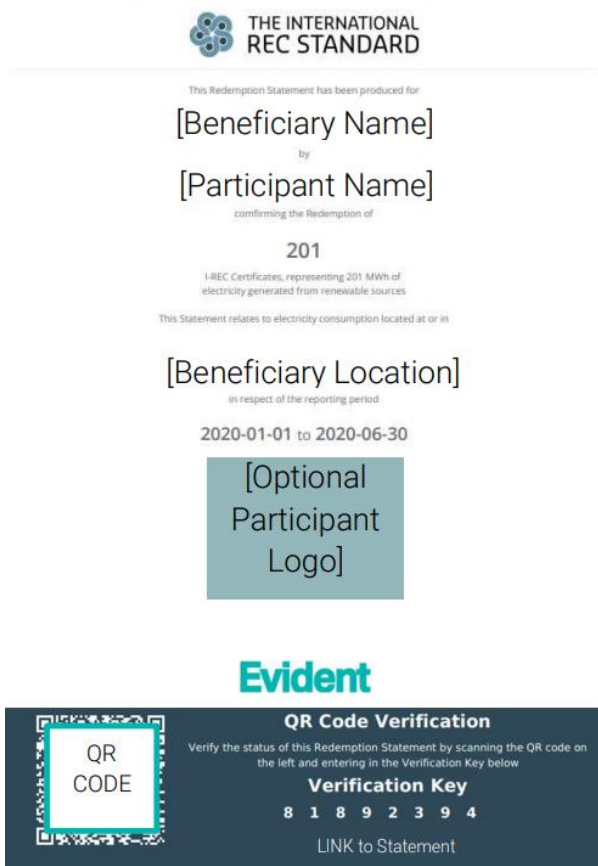


Figura 2. Exemplo de certificado I-REC.

Na Figura 2, visualiza-se o exemplo de um certificado de consumo de I-RECs (processo chamado de “aposentadoria”). Nele, constam as informações do beneficiário dos I-RECs, bem como a quantidade consumida para um dado período.

## II. PANORAMA ATUAL DE MERCADO

Falando-se de Brasil, o mercado de certificados de energia renovável vem passando por um crescimento rápido nos últimos anos. A começar por temos por aqui, duas certificações: o REC Brazil e o I-REC.

O REC Brazil é o nome de uma certificação que atende outros critérios de sustentabilidade, além dos definidos pela certificação da I-REC Standard Foundation, que chegou depois. Para uma usina ser elegível a emitir certificados com o selo REC Brazil, por exemplo, ela deve atender no mínimo 5 dos 17 objetivos sustentáveis da ONU [10].

Já o Instituto Totum [7] – emissor do I-REC para o Brasil – informa que o país registrou 244 MWh emitidos em 2014, aumentando em 55 vezes a quantidade em 2015 (13.463 MWh), seguido de um aumento de 338.000 MWh em 2018. Nos dois anos seguintes houve grandes saltos na emissão, atingindo-se a marca de 2.500.000, em 2019, e 4.032.294, em 2020. Observa-se que, em 2020, 32,5% dos I-RECs emitidos tinham também a chancela REC Brazil.

O número de usinas capacitadas para a emissão de I-RECs também vem crescendo, saindo de 4, em 2015, para 152 usinas em 2020 [8]. Atualmente, a carga instalada capaz de emitir I-RECs no Brasil é de 12.409MW [9]. Em termos de comercialização, existem 19 empresas registradas como participantes no sistema I-REC, habilitadas a transacionar os certificados.

Atualmente, o comércio de I-RECs vem sendo realizado sob demanda, com o processo de emissão sendo realizado apenas quando já há um comprador interessado. Esse foi o caso do Bradesco, que comprou 1,4 milhão de certificados de energia renovável da AES Brasil em novembro de 2020, para zerar as suas emissões anuais [11].

No estágio atual do mercado nacional não há impedimentos

na transação dos certificados, no entanto, o processo de emissão sob demanda pode-se tornar um gargalo à medida em que mais empresas procurem o consumo de energia limpa, como é o caso da Heineken Brasil, que planeja operar 100% com energia renovável até 2023 [12].

Em termos mundiais, o maior mercado de I-RECs está na China, que foi um dos três primeiros participantes do padrão I-REC, criado em 2014. Entre junho de 2019 e maio de 2020 a China transacionou quase 9,5 milhões de I-RECs, contra quase 3 milhões transacionados no Brasil [13].

É importante ressaltar nesse contexto que 51% da energia elétrica consumida no mundo está em um dos 34 países participantes do protocolo I-REC. Se forem contabilizados outros sistemas de contabilização (EACs), pode-se dizer que 90% da energia elétrica mundial está coberta por algum sistema de rastreamento de consumo [14].

No que tange a competição entre diferentes sistemas de contabilização, o I-REC se destaca por ser uma certificação global, não ficando restrita a nenhum país ou região. Deste modo, uma multinacional alemã, por exemplo, pode utilizar um mesmo protocolo para contabilizar o consumo de suas plantas ao redor do mundo. Contudo, em regiões onde diferentes EACs coexistem, deve-se ter um cuidado maior com a dupla contabilização de certificados (contabilizar um MWh duas vezes em diferentes certificações). Apesar da Covid-19, o volume de I-RECs transacionados no mundo, entre junho de 2019 e maio de 2020, teve um aumento de 81% — com 20 milhões de I-RECs tendo sido transacionados nesse período —, confirmando a tendência de escolha do I-REC como EAC ao redor do mundo [15].

Em nível mundial, o consumo também é puxado pela demanda voluntária de instituições e organizações para lidar com as emissões de “Escopo 2”. Dentre essas iniciativas, pode-se citar o RE100 e o CDP. O RE100 é uma iniciativa que busca atingir uma transição para uma matriz energética 100% renovável [16]. Essa iniciativa conta com 290 empresas-membros que se comprometem a atingir esse objetivo de consumo de energia totalmente renovável em diferentes prazos. Já o CDP é uma organização sem fins lucrativos com o objetivo de ajudar a gerir o impacto ambiental de empresas, investidores, cidades e países ajudando essas entidades na contabilização de suas emissões. Mais de 9.600 empresas ao redor do mundo utilizam-se do sistema do CDP [17].

Tanto o RE100 quanto o CDP são iniciativas importantes que podem ser fatores decisivos para o crescimento do mercado de certificados de energia nos próximos anos, em especial o I-REC.

### III. DESAFIOS

Como o objetivo do I-REC é ser uma prova de geração de energia por meio de uma fonte renovável, é importante que o processo de certificação seja baseado no conceito de fonte renovável aceito universalmente e que conte com critérios que inviabilizem que o certificado seja contabilizado mais de uma vez. Para que exista confiabilidade sobre o caráter renovável de uma fonte de energia, devem ser realizados tanto um rígido controle como também auditorias periódicas, que podem gerar uma barreira de custo para pequenos produtores, além de aumentar o custo administrativo para os produtores já existentes — dois desafios a serem superados.

No que se diz respeito à segurança e imutabilidade dos dados, defendemos como solução, a utilização da tecnologia

blockchain uma vez que, ao registrar os dados em um sistema descentralizado em blocos, é possível de se garantir a imutabilidade das informações da certificação, ao mesmo tempo em que se consegue rastrear os mesmos dados. Já existem aplicações no mercado de I-RECs que utilizam essa tecnologia, como a Energy Web Chain (EWChain), a rede pública de blockchain para o setor elétrico administrada pela Energy Web Foundation (EWF), sediada na Suíça, da qual a Fohat Corporation, a AES Brasil e a própria I-REC Standard Foundation são organizações signatárias.

A EWChain conta com uma estrutura dedicada só para o registro de certificados, por exemplo, e tem um caso em operação na Tailândia. Naquele país, há uma infraestrutura de mercado de I-RECs baseada no EW Origin (uma das blockchains desenvolvidas pela EWF no âmbito da EW Chain) elaborada pela PTT [18], gerador de energia tailandês. Aqui no Brasil, há o SISREC (Sistema Totum de Emissão de RECs), plataforma eletrônica de registro de certificados do Instituto Totum [19].

No entanto, resta ainda o desafio da porta de entrada no sistema, ou seja, a contabilização dos I-RECs diretamente em medidores inteligentes. Em mercados como o brasileiro, existe um órgão centralizador do mercado — a CCEE — que controla, via medidores conectados, a quantidade gerada por um agente produtor. Porém, é importante que esses medidores sejam seguros, de modo que seu software não possa ser alterado para gerar I-RECs inexistentes, por exemplo. Um hardware seguro deve permitir a auditoria periódica à distância por uma terceira-parte confiável [20], deixando o processo de auditoria mais ágil.

Outro desafio importante em nível nacional é a criação de uma infraestrutura de mercado que permita a comercialização dos certificados de maneira mais ágil e eficaz, possibilitando, inclusive, a compra em tempo real de certificados conforme ocorre o consumo. Deste modo, um carro elétrico poderia ter seu consumo de energia coberto por I-RECs a cada quilômetro rodado, por exemplo, ou um autogerador residencial poderia comercializar seus certificados gerados também em tempo real.

Outro motivo importante para a criação de uma infraestrutura de mercado é que o processo atual é demorado, podendo levar de 45 a 60 dias entre o pedido de emissão de certificado e a aposentadoria (consumo) do mesmo em nome do cliente. Com um mercado aquecido e mais players entrando, essa demora pode servir como um gargalo de oferta de certificados.

Ademais, o processo atual é informatizado, porém, com pouca integração entre o emissor local e o REC Standard Foundation, o que obriga que todas as informações relativas ao processo têm de ser inseridas de maneira manual em duplicidade no sistema de ambas as entidades (a local e a global).

A matriz elétrica brasileira, em 2020, era composta por 83% de energia de fonte renovável segundo dados do Ministério de Minas e Energia [21]. Em 2020, o consumo de energia elétrica no Brasil foi de 473.774 GWh no acumulado de 12 meses até outubro [22]. Já as emissões de I-REC para 2020 foram de 4.032.294 MWh [23], correspondendo a aproximadamente 0,85% do consumo total. Olhando para o elevado fator renovável na matriz elétrica brasileira (83%), percebe-se o enorme potencial ainda inexplorado em termos de I-RECs.

#### IV. CONCLUSÕES

Dado o potencial brasileiro de geração de certificados de energia, aliado à crescente preocupação com as emissões – evidenciadas nos objetivos sustentáveis da ONU e no Acordo de Paris – e com o número crescente de empreendimentos sendo registrados no Instituto Totum –, o Brasil tem potencial para se tornar um grande polo produtor e consumidor de certificados de energia renovável.

Para isso, necessita-se estabelecer uma infraestrutura de mercado que traga agilidade, segurança e liquidez para a emissão, comercialização e uso desses certificados, possibilitando inclusive a sua exportação para entidades de outros países que desejem acessar o mercado brasileiro de certificados. Além disso, uma plataforma de mercado moderna permitirá a eliminação dos gargalos atuais, bem como ajudará na difusão e educação dos players do mercado de energia a respeito dos I-REC.

A blockchain surge como solução tecnológica que atende à demanda de segurança e confiabilidade, podendo ser acessada de qualquer lugar do planeta de maneira descentralizada, abrindo as portas para que o Brasil entre no mapa internacional dos certificados de energia renovável.

#### AGRADECIMENTOS

À AES Brasil pela confiança na Fohat Corporation e à sua equipe de inovação, representada por Julia Rodrigues, que contribuiu atuando como grandes conhecedores do mercado de energia, profissionais com histórico de relevante contribuição ao mercado de energia e ao mercado de tecnologia. Aos colaboradores da Fohat Corporation, pela grande contribuição na escrita, revisão e publicação deste artigo.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Measuring progress towards the Sustainable Development Goals [Online]. Disponível em: <<https://sdg-tracker.org/>>.
- [2] Goal 7: Affordable and Clean Energy [Online]. Disponível em: <<https://sdg-tracker.org/energy/>>.
- [3] Acordo de Paris [Online]. Disponível em: <<http://www.mpf.mp.br/atuacao-tematica/sci/normas-e-legislacao/tratados/convencoes-meio-ambiente/acordo-de-paris.pdf/view>>.
- [4] O Programa Brasileiro GHG Protocol [Online]. Disponível em: <<https://www.ghgprotocolbrasil.com.br/o-programa-brasileiro-ghg-protocol?locale=pt-br>>.
- [5] About the IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change [Online]. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/about/>>.
- [6] Diretrizes para a contabilização de emissões de Escopo 2 em inventários organizacionais de gases de efeito estufa no âmbito do Programa Brasileiro GHG Protocol. Versão 4.0 [Online]. Disponível em: <<http://mediadrawer.gvces.com.br/ghg/original/ghg-protocol-nota-tecnica-contabilizacao-de-escopo-2-v4.pdf>>.
- [7] Programa Brasileiro de Certificação de Energia Renovável. Newsletter 21, janeiro 2021 [Online]. Disponível em: <[https://www.institutototum.com.br/images/Newsletter/Newsletter\\_021.pdf](https://www.institutototum.com.br/images/Newsletter/Newsletter_021.pdf)>.
- [8] Programa Brasileiro de Certificação de Energia Renovável. Newsletter 21, janeiro 2021 [Online]. Disponível em: <[https://www.institutototum.com.br/images/Newsletter/Newsletter\\_021.pdf](https://www.institutototum.com.br/images/Newsletter/Newsletter_021.pdf)>.
- [9] Programa Brasileiro de Certificação de Energia Renovável. Newsletter 21, janeiro 2021 [Online]. Disponível em: <[https://www.institutototum.com.br/images/Newsletter/Newsletter\\_021.pdf](https://www.institutototum.com.br/images/Newsletter/Newsletter_021.pdf)>.
- [10] Certificações [Online]. Disponível em: <<https://www.recbrazil.com.br/certificacoes.html>>.
- [11] Bradesco compra certificados de energia renovável da AES Tietê. Finanças. Valor Econômico [Online]. Disponível em: <<https://valor.globo.com/financas/noticia/2020/11/26/bradesco-compra-certificados-de-energia-renovavel-da-aes-tiete.ghtml>>.

- [12] Heineken no Brasil já está sendo produzida com uso de energia renovável. CanalEnergia [Online]. Disponível em: <<https://canalenergia.com.br/noticias/53158803/heineken-no-brasil-ja-esta-sendo-produzida-com-uso-de-energia-renovavel>>.
- [13] I-REC: A note for project developers on International Renewable Energy Certificate. Green Dealflow [Online]. Disponível em: <<https://greendealflow.com/international-renewable-energy-certificates-i-rec>>.
- [14] Impressive growth in the I-REC market – global Renewable Energy Certificates. ECOHZ [Online]. Disponível em: <<https://www.ecohz.com/news/impressive-growth-in-the-i-rec-market-global-renewable-energy-certificates/>>.
- [15] I-REC: A note for project developers on International Renewable Energy Certificate. Green Dealflow [Online]. Disponível em: <<https://greendealflow.com/international-renewable-energy-certificates-i-rec>>.
- [16] RE100 [Online]. Disponível em: <<https://www.there100.org/>>.
- [17] What we do. CDP [Online]. Disponível em: <<https://www.cdp.net/pt/info/about-us/what-we-do>>.
- [18] PTT and Energy Web Foundation Launch Blockchain-based Renewables Platform for Thailand, ASEAN, Japan. Energy Web [Online]. Disponível em: <<https://www.energyweb.org/2019/09/11/ptt-and-energy-web-foundation-launch-blockchain-based-renewables-platform-for-thailand-asean-japan/>>.
- [19] Blockchain Whitepaper, v. 1.2. SISRECLDGER [Online]. Disponível em: <[https://www.recbrazil.com.br/images/abeolica/documentos/Blockchain\\_Whitepaper.pdf](https://www.recbrazil.com.br/images/abeolica/documentos/Blockchain_Whitepaper.pdf)>.
- [20] Karakashhev, D. et al. Making Renewable Energy Certificates Efficient, Trustworthy, and Anonymous. 2020. 2020 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids
- [21] Fontes de energia renováveis representam 83% da matriz elétrica brasileira. Governo do Brasil [Online]. Disponível em: <<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2020/01/fontes-de-energia-renovaveis-representam-83-da-matriz-eletrica-brasileira>>.
- [22] Notícias Resenha Mensal: O consumo de energia elétrica no Brasil em outubro de 2020 apresentou avanço de 3,5% em relação ao mesmo mês de 2019. Empresa de Energia Elétrica [Online]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/resenha-mensal-o-consumo-de-energia-eletrica-no-brasil-em-outubro-de-2020-apresentou-avanco-de-3-5-em-relacao-ao-mesmo-mes-de-2019-#:~:text=Conte%C3%BAdo%20da%20P%C3%A1gina,%20consumo%20de%20energia%20el%C3%A9trica%20no%20Brasil%20em%20outubro%20de,s%C3%A9rie%20hist%C3%B3rica%2C%20iniciada%20em%202004.>>>.
- [23] BENCHMARKING I-REC e REC BRAZIL. Instituto Totum [Online]. Disponível em: <[https://www.institutototum.com.br/images/totum/arquivos/Benchmarking\\_2020.pdf](https://www.institutototum.com.br/images/totum/arquivos/Benchmarking_2020.pdf)>.





## Panorama Geral na Identificação de Áreas para a Implantação de Parques Eólicos Offshore no Rio Grande do Norte

Maria de Fátima Alves de Matos, Mariana Torres Correia de Mello, Antonio Marcos de Medeiros, Leonardo de Lima Oliveira

1 Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis (ISI-ER)  
Av. Capitão-Mor Gouveia, 2770 - Lagoa Nova, Natal – RN, Brasil

[mariana@isi-er.com.br](mailto:mariana@isi-er.com.br), [fatimamatos@isi-er.com.br](mailto:fatimamatos@isi-er.com.br), [ammedeiros@isi-er.com.br](mailto:ammedeiros@isi-er.com.br),  
[leonardooliveira@isi-er.com.br](mailto:leonardooliveira@isi-er.com.br)

### RESUMO

Com o atual crescimento da produção eólica *onshore* no país, mais especificamente no Rio Grande do Norte, cuja capacidade instalada atingiu 5,46, novas áreas estão sendo sondadas para a exploração da energia eólica, como as áreas *offshore*. Com um litoral de 410 km de extensão, e uma plataforma continental rasa, o RN já possui solicitação de projetos para o setor de energia eólica *offshore*. Contudo, ainda há uma grande lacuna na prática de informações que abordem a temática e explore informações sobre a eficiência, potencialidade e sustentabilidade para exploração do potencial eólico *offshore*. Assim, esse artigo faz uma avaliação de informações relacionadas ao potencial eólico *offshore*; análise da batimetria e distância da costa; os aspectos socioambientais e estruturais que devem ser levados em consideração; e, restrições e potencialidades para a instalação de empreendimentos eólicos *offshore* no Rio Grande do Norte. A análise apresentada neste artigo, incluiu critérios essenciais que podem vir a causar repulsão ou atração de projetos em determinadas áreas.

**Palavras-chave:** potencial eólico offshore, aspectos estruturais, aspectos socioambientais.

### ABSTRACT

With the current growth of onshore wind production in the country, specifically in Rio Grande do Norte, whose installed capacity reached 5.46 GW, new areas are being probed for the exploration of wind energy, such as offshore areas. With a coastline of 410 km in length, and a shallow continental shelf, the RN has already requested projects for the offshore wind energy sector. However, there is still a large gap of information that addresses the issue and explores information on efficiency, potential and sustainability for exploring the offshore wind potential. Thus, this article makes an assessment of information regarding the offshore wind potential; analysis of bathymetry and distance from shore; the socio-environmental and structural aspects that must be



taken into account and restrictions and potential for the installation of offshore wind projects in Rio Grande do Norte. The analysis presented in this article included essential criteria that may cause repulsion or attraction of projects in certain areas.

**Keyword:** Offshore wind potential, structural aspects, social and environmental aspects

## 1 INTRODUÇÃO

O crescimento da energia eólica em território nacional se iniciou gradativamente a partir dos anos 2000; em 2006, o Brasil registrava 12 parques eólicos instalados; quatro anos depois, em 2010, já eram 48 parques, ou seja, um número 4 vezes maior; em 2014, esse valor foi quadruplicado e atingiu a marca total de 207 parques eólicos. Atualmente, existe operando no Brasil 734 usinas eólicas (18,87 GW), e, em construção e com construção a se iniciar são 334 empreendimentos, o que significa um acréscimo de 12,19 GW à matriz elétrica brasileira, o que elevará o setor para próximo da marca de 31 GW de capacidade instalada total (ANEEL, 2021).

Até o momento, o maior produtor de energia eólica é o Rio Grande do Norte com 188 parques eólicos em operação e capacidade instalada de 5,46 GW, em segundo lugar está a Bahia com 201 usinas em operação e 5,13 GW instalados, seguidos pelo estado do Ceará com 94 usinas eólicas instaladas (2,39 GW). O RN ainda dispõe de 53 usinas em construção (1.959.810 MW) e 72 usinas com construção a iniciar (2.928.165 MW).

Toda essa capacidade instalada no Brasil refere-se ao aproveitamento eólico onshore, cuja maioria dos estudos de potencial eólico está concentrada, no entanto, as discussões atuais já apontam uma perspectiva positiva para o aproveitamento da energia eólica offshore no Brasil, onde já existem discussões para criação de marcos regulatórios sobre o uso do território e o estabelecimentos de normas e procedimentos para licenciamento ambiental, onde o IBAMA já dispõe de projetos com solicitação de licença prévia, já havendo, inclusive, licença ambiental de um parque indeferida. Essas regulamentações vêm sendo construídas com base na experiência internacional do setor.

No exterior, a energia eólica offshore começou a ser explorada no ano de 2010 com produção de 3.056 MW, hoje essa produção aumentou mais de 9x em quase 10 anos, com registro em 2019 de uma potência instalada de 28.155 MW. Essa potência segue



distribuída sobretudo no Reino Unido, que concentra aproximadamente 35% de toda a produção, na Alemanha (26,66%) e China (21,06%).

No Brasil, estudos do potencial *offshore* foram incorporados inicialmente nos Atlas Eólicos da Bahia (2013), Rio Grande do Sul (2014) e Ceará (2019). Em 2015, o projeto IRENA (*Internacional Renewable Energy Agency*), através do modelo global, *Global Wind Atlas* (GWA), apresentou dados do recurso eólico *offshore* de todo o litoral brasileiro, destacando os litorais dos estados de Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Rio Grande do Norte e Ceará, com expressivas áreas potencialmente viáveis à exploração. Atualmente, o *Global Wind Atlas* é um produto de cooperação entre o Departamento de Energia Eólica da Universidade Técnica da Dinamarca (*DTU Wind Energy*) e o Grupo do Banco Mundial e segue em constante atualizações e especificamente para a costa do RN, o modelo aponta velocidade do vento acima de 8 m/s à 150m de altura.

Diante esse contexto, há de se considerar que existe: I) um mercado mundial de exploração eólica *offshore* em expansão com registro de crescimentos significativos; II) o fator de capacidade e a potência individual das máquinas para o aproveitamento da energia eólica *offshore* é superior ao aproveitamento *onshore*; III) já existem discussões acerca da regulamentação dessa atividade em território Brasileiro, o que coloca em pauta a possibilidade de exploração e a preocupação no fornecimento de segurança jurídica em todas as esferas e atores envolvidos no processo; IV) já existem projetos em estudos com solicitação de licença ambiental no Brasil e, V) fontes globais disponíveis demonstram potencialidades para exploração desse tipo de energia no RN devido sua localização geográfica.

Esse artigo apresenta informações de: i) o potencial eólico offshore do Rio Grande do Norte; ii) análise da batimetria e distância da costa; iii) os aspectos socioambientais e estruturais que devem ser levados em consideração; e, iv) restrições e potencialidades para a instalação de empreendimentos eólicos offshore no Rio Grande do Norte.



## **2. O POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE DO RIO GRANDE DO NORTE**

Em comparação com os parques eólicos onshore, o desenvolvimento de parques eólicos offshore deverá levar em consideração velocidades de vento de maiores magnitudes, menor cisalhamento do perfil vertical da velocidade do vento e menores concentrações de turbulência intrínseca, além disso, dependendo da extensão da costa, existem grandes possibilidades de áreas para instalação, se disporem de áreas portuárias torna sua instalação, operação e manutenção mais promissora (LEALY et al., 2012). No entanto, esses benefícios são contrabalanceados pelo maior risco associado às incertezas para os custos de construção, operação e manutenção (PRÄSSLER e SCHAECHTELE, 2012). Este é um risco inicial do projeto e, é ocasionado devido à escassez de dados específicos das regiões litorâneas e aos custos substanciais para coleta desses dados.

Devido à escassez de dados gratuitos na costa do Rio Grande do Norte, para a avaliação do potencial eólico offshore, métodos alternativos para conhecimento preliminar do recurso eólico têm sido amplamente usados para a construção de mapas de climatologia eólica offshore na última década, como por exemplo, os modelos numéricos. Os modelos numéricos podem fornecer informações meteorológicas de curta a longa escala temporal e espacial (SALVAÇÃO e SOARES, 2016).

Assim, para a avaliação do potencial eólico offshore do Rio Grande do Norte, apresenta-se os dados da plataforma Global Wind Atlas (GWA) para identificar as áreas de maior potencial eólico deste litoral. A GWA, na sua atual versão 3.1 (Abril/2021), fornece consultas online e um conjunto de dados para download gratuitamente com base nos dados de entrada e metodologias de modelagens mais recentes. A GWA modela o clima de vento em grande escala e transfere a microescala local. Os dados do clima do vento em grande escala são fornecidos a partir da reanálise atmosférica global do modelo ERA5, do European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF). Os dados estão localizados em uma grade com espaçamento de aproximadamente 30 km. Esses dados são usados para simular o modelo de mesoescala Weather Research and Forecasting (WRF) usando um espaçamento de grade de 3 km, posteriormente, a modelagem em mesoescala é generalizada para uso na modelagem em microescala, cujo resultado, é a previsão do clima de vento.



O modelo ERA5 mantido pela ECMWF, está em sua quinta geração de reanálise atmosférica global, precedida pela ERA-15, ERA-40 e ERA-Interim. Em 2020 o ERA5, substituiu a reanálise do ERA-Interim, tendo uma resolução bem maior ( $0,25^\circ \times 0,25^\circ$  para atmosfera,  $0,5^\circ \times 0,5^\circ$  para ondas oceânicas). O modelo apresenta um conjunto de variáveis com cobertura global da superfície da terra, como por exemplo, velocidade de vento, podendo ser calculada a direção do vento na altura de 100 m. Atualmente, os dados disponíveis abrangem o período de 01 de janeiro de 1979 até a presente data. Além disso, os dados são processados em ciclos horários e disponibilizados nos formatos NetCDF e GRIB a partir do Climate Data Store (CDS). Para processá-los é necessário um conhecimento prévio de modelagem numérica.

Uma outra alternativa para medição de dados de vento, sendo necessário na etapa posterior à definição da área, se dá por meio de medições in situ, com equipamentos de medições em mar. Até recentemente, as medições se davam com instalações de Torres com anemômetros acoplados, instalados próximos do local em potencial para registrar os dados (STADDON, 2015). Todavia, com os avanços tecnológicos, sobretudo, para reduzir os custos envolvidos, sistemas de sensoriamento remoto utilizando, por exemplo: Sonic Detection and Ranging Systems (SoDAR) e Light Detection and Ranging Systems (LiDAR) foram desenvolvidos. Estes sistemas fornecem medições de velocidade e direção do vento em diferentes alturas simultaneamente, sendo tão confiáveis quanto as medições usando torres anemométricas. Além desses sistemas, recentemente foi desenvolvido o FLiDAR (Floating LiDAR), que é um dispositivo flutuante de medições anemométricas para avaliações de recurso eólico offshore.

Portanto, o conhecimento do recurso eólico offshore é uma das primeiras etapas necessárias para compreender a magnitude do recurso e para planejar a distribuição e o desenvolvimento de futuras instalações de energia eólica offshore.

A Figura 1 apresenta o resultado preliminar do recurso eólico offshore com base em dados do *Global Wind Atlas* e dados do ERA5. O RN dispõe de vento abundante ao longo de todo ano, com velocidade variando de 6 a 9,5 m/s, sendo as maiores velocidades localizadas na plataforma continental entre as profundidades de -20 a -100 m.

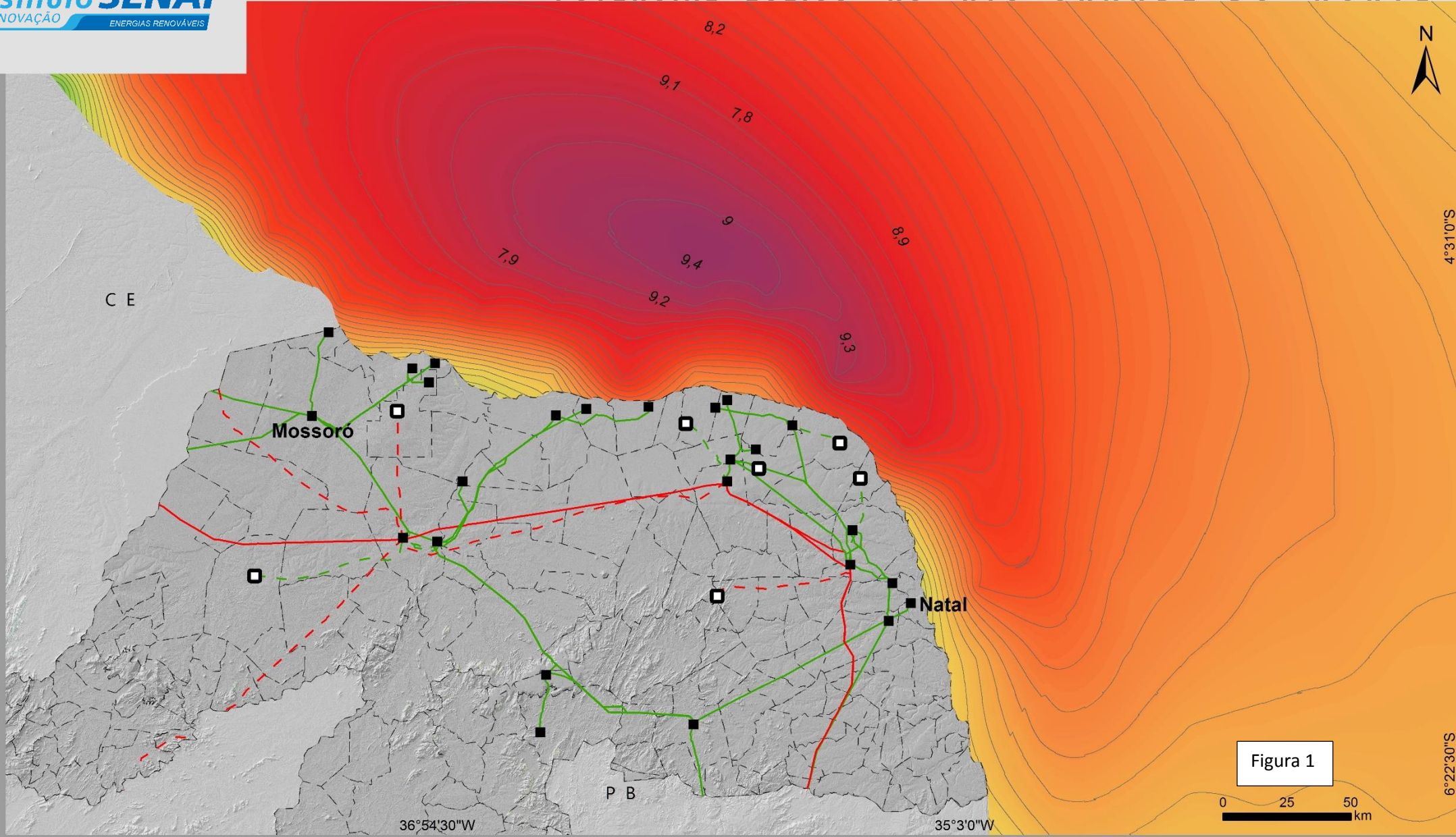


Figura 1

## Legenda

LT Existente

- Tensão 230 kV
- Tensão 500 kV

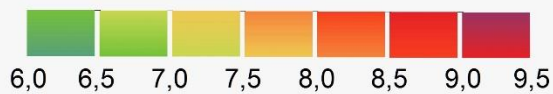
LT Planejada

- Tensão 230 kV
- Tensão 500 kV

Subestação

- Subestação Existente
- Subestação Contratada

Velocidade do Vento a 100 m de Altura (m/s)



Fonte: ERA5 (2020), EPE (2020)

Elaboração Cartográfica: ISI-ER  
Colaboradores:  
- M<sup>a</sup> de Fátima Alves de Matos  
- Mariana Torres C. de Mello

Sistema de Coordenadas Geográficas  
Datum WGS 84



### 3. ANÁLISE DE BATIMETRIA E DISTÂNCIA DA COSTA

A profundidade da água afeta o tipo de tecnologia usada para desenvolver um determinado projeto offshore (MUSIAL, 2007), sendo um critério de extrema importância em todas as etapas, desde o planejamento do parque, instalação, operação, até o descomissionamento. É a profundidade associada ao tipo de solo e ao modelo do aerogerador que determinará o tipo de fundação necessário para instalação da turbina.

Na literatura internacional, há vários autores que definem o tipo de fundação de acordo com a batimetria. Em resumo, o que os autores possuem em consenso (VOORMELEN et al., 2016; CAVAZZI e DUTTO, 2016), é que para águas rasas de até 30 m de profundidade, o tipo de fundação mais utilizado é o de monopilar ou gravitacional; em profundidades de transição, entre 30 m a 60 m, os tipos de fundações mais usados são do tipo jaqueta, tripés e torres do tipo treliça; para águas profundas, acima de 60 m, recomenda-se o uso de turbinas flutuantes em vez de fundações fixas.

Os dados batimétricos disponíveis para toda a costa brasileira, são de responsabilidade da Marinha do Brasil, através das cartas náuticas, e da Companhia de Pesquisa em Recursos Minerais – CPRM, por meio dos levantamentos da plataforma continental brasileira, disponível em: [www.geosgb.cprm.gov.br](http://www.geosgb.cprm.gov.br), em formato vetor. Além desses, existem modelos digitais que exprimem a modelagem batimétrica, a exemplo, do modelo Shuttle Radar Topography Mission (SRTM), denominado de SRTM15PLUS e o modelo do The General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO), onde ambos retratam a batimetria global e topografia em raster com resolução espacial de 15 arcossegundos.

A Figura 02 apresenta a batimetria da plataforma continental do RN com base em dados da CPRM e SRTM 15PLUS. Observa-se que a profundidade varia de 0 a > -1.000 m ao longo da costa do RN. Até 30 km de extensão, a partir da linha de costa, as cotas batimétricas possuem profundidades de até 20 m, é considerada uma plataforma rasa, marcada pela presença de campos de dunas submersas, corpos arenosos marinhos rasos isolados, manchas de recifes de coral, rochas de praia e vales incisivos (VITAL et al., 2008).



A batimetria do local é um dos fatores que irá determinar a distância que o projeto estará para a linha de costa. A referida distância é fator decisivo nas etapas de planejamento, instalação e operação do parque eólico e afetam questões que remetem desde ao custo do projeto até o efeito visual que irá causar.

Para se ter um exemplo, segundo Beiter et al. (2016), o sistema de transmissão offshore pode ser dividido em 3 partes: o sistema de cabos submarinos que liga as turbinas entre si e à subestação offshore; o sistema de cabos submarinos de exportação desde a subestação offshore até a subestação onshore; e a conexão à rede, feita através de linhas de transmissão que ligam a subestação onshore ao ponto de conexão à rede, dessa forma, quanto mais distante o projeto for instalado da linha de costa, maior será o custo potencial de cabeamento. Além disso, a distância também afetará os custos com operação e manutenção do parque.

Além desses fatores e, considerando o Termo de Referência (TR) do Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), publicado em novembro de 2020 (IBAMA, 2020), são recomendadas a realização de estudos para mensurar os impactos visuais ocasionados com a instalação das turbinas e o estabelecimento de um distanciamento adequado em que esse impacto seja minimizado. O referido TR aponta que os estudos devem abordar os efeitos visuais que os parques eólicos offshore podem ocasionar na paisagem costeira ao longo das suas etapas (planejamento, construção, operação e descomissionamento), através da análise da sensibilidade da unidade da paisagem e a significância do efeito.

O estudo da sensibilidade da unidade da paisagem e a significância do efeito devem levar em consideração algumas variáveis como a tipologia do aerogerador, ou seja, realizar o estudo considerando a altura do *hub* do aerogerador e o tipo de iluminação utilizada para sinalização da turbina. Nesse item, estudos realizados pela DTI (2005) e BMT Cordah Limited (2003) trouxeram uma abordagem para máquinas de 160 m de altura.



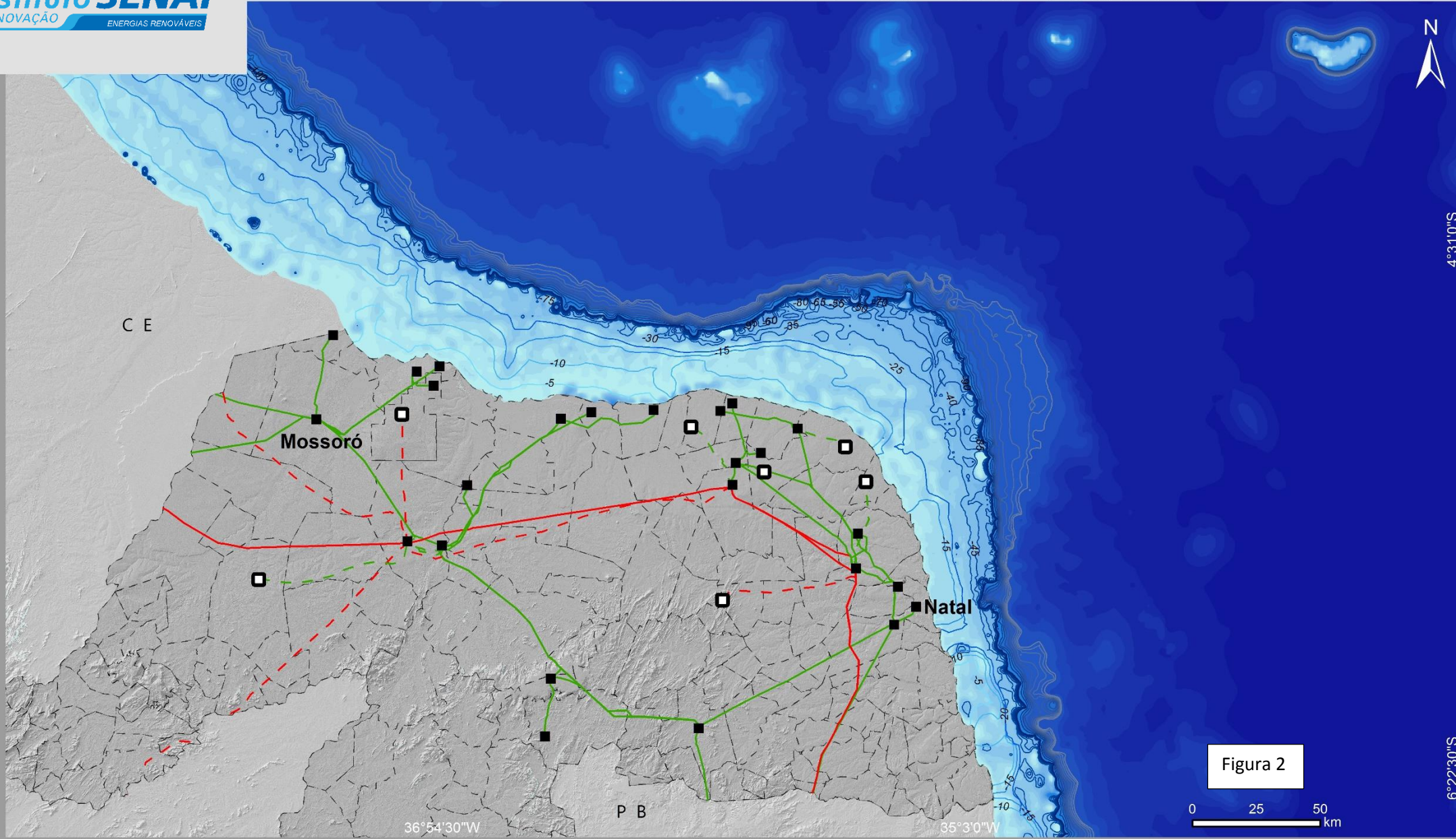


Figura 2

### Legenda

|     |     |      |      |       |
|-----|-----|------|------|-------|
| -5  | -30 | -70  | -200 | -600  |
| -10 | -40 | -80  | -300 | -700  |
| -15 | -50 | -90  | -400 | -800  |
| -20 | -60 | -100 | -500 | -1000 |

### Batimetria (m)



Fonte: SRTM15PLUS (2020),  
CPRM (2020), EPE (2020)

Elaboração Cartográfica: ISI-ER  
Colaboradores:  
- M<sup>a</sup> de Fátima Alves de Matos  
- Mariana Torres C. de Mello

Sistema de Coordenadas Geográficas  
Datum WGS 84



O DTI (2005) e BMT Cordah Limited (2003), também apontam que variáveis como as características geomorfológicas locais, bem como a topografia devem ser analisadas; o uso do solo, enquanto ponto relevante para se classificar a sensibilidade do local ao impacto visual, ou seja, determinar se é um uso industrial, recreativo, comercial, residencial e, por último, é recomendada que na metodologia deva se observar a qualidade da paisagem da zona costeira e suas condições atuais de uso.

A Figura 03 apresenta as distâncias da costa no Rio Grande do Norte, com intervalos de 5km até 200km de distâncias da costa. Observa-se que para o RN, a 5km da costa, a batimetria é entre -5 e -7 m, à 10 km de distância da costa, a batimetria ainda é em média de -10 m, a 30km as profundidades variam entre -25 a -100 m.

No TR (IBAMA, 2020) há uma recomendação de distâncias mínimas de 18,5km e 20 km, que foram baseadas em dois estudos: Xavier et al. (2020) e Schubert et al. (2019) para empreendimentos eólicos. Ainda, conforme o TR, o distanciamento mínimo deverá considerar a ocorrência de pesca artesanal, a proximidade de portos, linhas de transmissão e rede de logística (rodovias, aeroportos, ferrovias e hidrovias). Salienta-se que esse ainda é um fator particular que depende de cada local, não implicando limitar a instalação de parques eólicos em distancias menores da linha de costa.

#### **4. ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS E ESTRUTURAIS**

Mapear os aspectos socioambientais e as zonas inadequadas, caracteriza-se como uma das primeiras etapas do estudo inserido no planejamento estratégico, o mapeamento dos aspectos socioambientais definirá os critérios de exclusão e identificação das áreas adequadas para a localização dos PEOs.

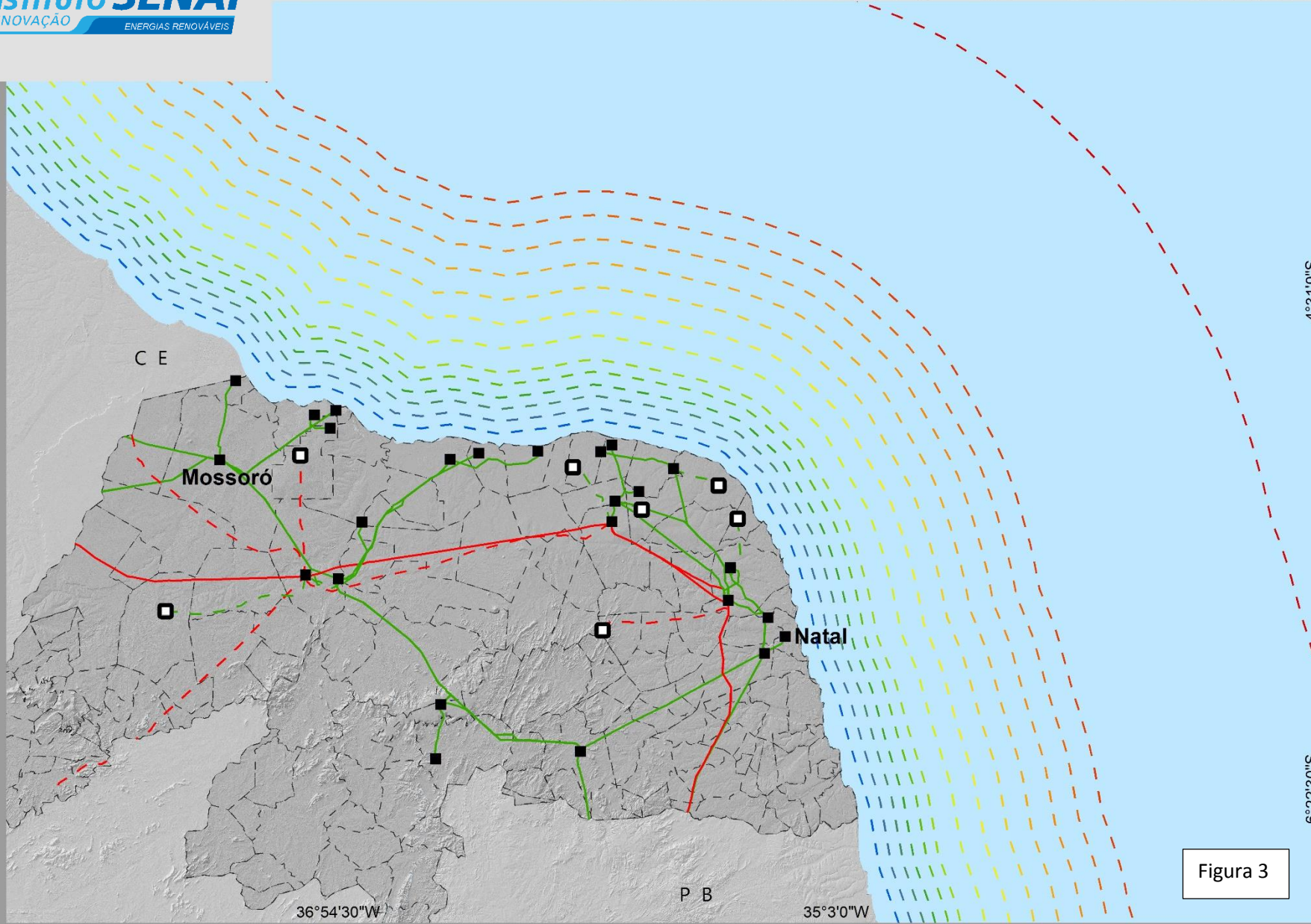


Figura 3

**VARIÁVEIS RELEVANTES:  
ESTUDO DOS EFEITOS  
DAS USINAS EÓLICAS  
OFFSHORE**

**TIPOLOGIA DO  
AEROGERADOR**  
Estudos devem considerar a altura do aerogerador e tipo de iluminação utilizada na turbina.

**BATIMETRIA**  
A batimetria irá determinar a distância do projeto para a linha de costa.

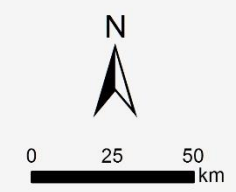
**USO E OCUPAÇÃO DA  
ZONA COSTEIRA  
(Faixa Marítima, Faixa Terrestre e Orla Marítima)\***  
O mapeamento do uso e ocupação da zona costeira (industrial, comercial, recreativo, rural e outros) é fundamental para avaliar o grau de sensibilidade dos efeitos visuais gerados com a implantação dos parques eólicos offshore.  
\* Definição conforme Decreto nº 5.300/2004

**QUALIDADE DA PAISAGEM  
DA ZONA COSTEIRA**  
Análise da qualidade da condição dos componentes costeira que a compõem.

BMT Cordah Limited (2003), DTI (2005), IBAMA (2020).

**Legenda**

- |       |       |       |       |        |
|-------|-------|-------|-------|--------|
|       |       |       |       |        |
| 5 km  | 20 km | 40 km | 70 km | 100 km |
|       |       |       |       |        |
| 10 km | 25 km | 50 km | 80 km | 200 km |
|       |       |       |       |        |
| 15 km | 30 km | 60 km | 90 km |        |



Fonte: ISI-ER (2020), EPE (2020)

Elaboração Cartográfica: ISI-ER  
Colaboradores:  
- M<sup>a</sup> de Fátima Alves de Matos  
- Mariana Torres C. de Mello

Sistema de Coordenadas Geográficas Datum WGS 84



Nesses critérios de exclusão e identificação, alguns elementos essenciais são levados em consideração: i) Requisitos regulatórios e desafios; ii) Potenciais impactos ambientais nas populações de peixes, comunidade bentônica, pássaros, mamíferos marinhos, quelônios e recifes de corais; iii) Restrições devido as rotas marítimas, atividades náuticas e zonas de pesca; iv) Existência de estruturas *offshore*, como as plataformas petrolíferas e terminais salineiros, a exemplo da costa setentrional do Rio Grande do Norte que já possui tais estruturas; v) locais utilizados como rotas de navegação, transporte de cabotagem, áreas de ancoragem e distância de portos; f) áreas de Unidades de Conservação; g) áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade; h) desafios potenciais para aceitação da comunidade costeira, em especial, as comunidades pesqueiras.

O mapeamento se dá a partir da sobreposição de todas as informações em ambiente de Sistema de Informação Geográfica – SIG, responsável pela produção de mapas temáticos, fundamental para facilitar as análises espaciais ambientais e principalmente a integração de todas as variáveis. Essas análises devem ser incluídas na fase do planejamento, assegurando assim, a proteção ambiental e a promoção do desenvolvimento sustentável adequado e diminuição de futuros conflitos socioambientais que possam advir com a implantação do empreendimento. Portanto, com base nos levantamentos realizados por este estudo, algumas variáveis específicas são necessárias a serem incluídas no estudo dos aspectos socioambientais.

Algumas dessas variáveis podem acarretar restrições quanto à implantação de empreendimentos, outras podem aumentar a complexidade durante a implantação e todas serão levadas em consideração pelos órgãos regulamentadores nos estudos das autorizações ambientais. Essas variáveis permitirão ao empreendedor otimizar seu planejamento e evitar problemas futuros.

Parte dessas restrições estão mapeadas por órgãos oficiais, a exemplo das Unidades de Conservação Integral e de Uso Sustentável (ICMBio, MMA, IBAMA); as Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (IBAMA); localização espacial de alguns espécimes (IBAMA), rotas de navegação e cabotagem (ANTAq); zonas de navegações para embarcações de pequenos a grandes calados, as zonas específicas para a pesca, as rotas marítimas, as linhas de oleodutos, plataformas offshore, posição da



bóias oceanográficas e os acidentes geográficos (atos, ilhas, etc.) (Marinha do Brasil). Salienta-se que a depender da área analisada, deve-se observar a escala dos dados disponíveis e se está apropriada para o estudo que será realizado. Nas fases de autorizações dos órgãos intervenientes, é imprescindível a coleta de dados primários que serão solicitados conforme o TR. Infelizmente, existe uma carência de dados marítimos mapeados e o Brasil ainda não dispõe de um Planejamento Espacial Marinho (PEM), enquanto um instrumento para o ordenamento e uso da zona marítima.

Atualmente no Brasil, a normativa oficial com o conteúdo dos estudos que devem ser realizados na etapa de licenciamento é o TR (IBAMA, 2020), que determina diretrizes e critérios técnicos gerais, como subsídio ao processo de licenciamento ambiental prévio junto ao órgão regulador. Dentre as variáveis que o IBAMA solicita no estudo, está o diagnóstico socioambiental que inclui: Meio Físico (Climatologia e Meteorologia, Oceanografia, Fenômenos Extremos Oceanográficos e Meteorológicos, Ruídos e Vibrações, Geologia, Geomorfologia, Pedologia e Geotecnia, Qualidade da água, Hidrodinâmica Costeira e Transporte de Sedimentos); Meio Biótico Marinho e Terrestre (Ambientes recifais, comunidade bentônica, ictiofauna, tartarugas marinhas, avifuna, quirópteros, mamíferos marinhos, fauna terrestre, vegetação terrestre); e, Meio Socioeconômico (Dinâmica populacional, Dinâmica econômica, Dinâmica territorial, Dinâmica sociocultural, Dinâmica da paisagem, Análise integrada do diagnóstico ambiental).

A Figura 4 expõe algumas variáveis atualmente mapeadas por fontes oficiais e aponta um roteiro com os aspectos relevantes a serem levados em consideração.

## **5. ANÁLISE INTEGRADA DE FATORES TÉCNICOS E SOCIOAMBIENTAIS PARA INSTALAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS OFFSHORE NO RIO GRANDE DO NORTE**

A Figura 5, propõe um fluxograma metodológico de Planejamento Estratégico para a Pré-Seleção Macro do Local, composto pela sugestão de três etapas: Análise Socioambiental, Análise Técnica e Análise Econômica consideradas relevantes para o planejamento de implantação de usinas eólicas offshore.

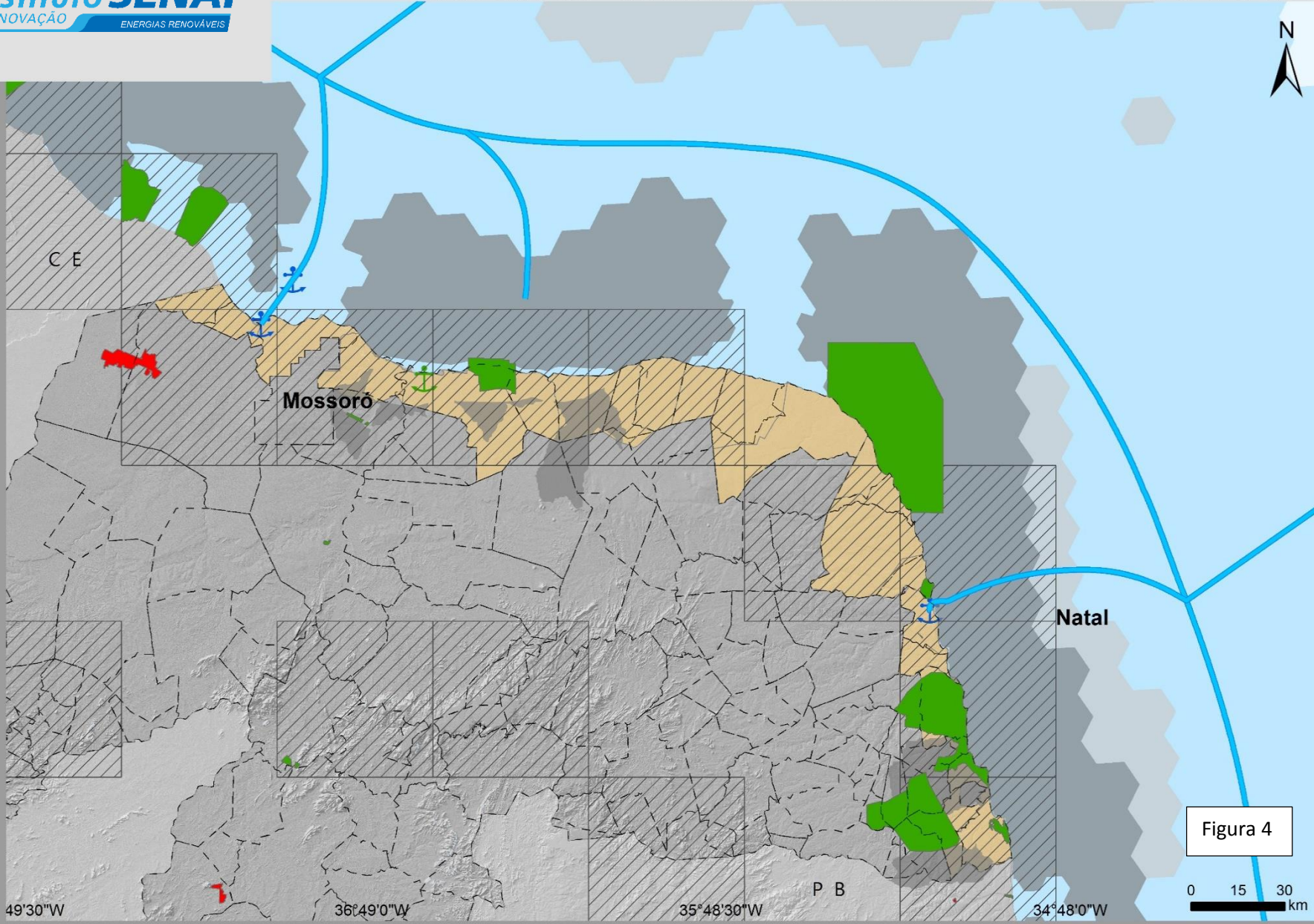


Figura 4

- VARIÁVEIS RELEVANTES:**
- Unidades de Conservação, Áreas de Preservação Permanente, Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade, Reservas Minerais
  - Espécies ameaçadas de extinção e espécies endêmicas
  - Comunidades Bentônicas, mamíferos marinhos, quelônios, ambientes recifais, avifauna, quirópteros
  - Atois e ilhas
  - Estruturas Offshore existentes: plataformas petrolíferas, terminais salineiros, oleodutos, cabeamento subterrâneo, boias oceanográficas
  - Rotas de navegação, rotas pesqueiras, transporte de cabotagem, áreas de ancoragem, distâncias para portos
  - Áreas específicas: pesca, recreação, naufrágio protegido, áreas militares, áreas turísticas, mergulho, esportes náuticos
  - Dados Climatológicos e Oceanográficos
  - Dados da Hidrodinâmica Costeira

**Legenda**

Unidades de Conservação (UC)

- UC de Proteção Integral
- UC de Uso Sustentável

Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

- Nível de Importância Extremamente Alta
- Nível de Importância Muito Alta
- Nível de Importância Alta

Hidrovias

Porto Organizado /  Porto Público

Ocorrência de Aves Ameaçadas

Municípios Costeiros

Fonte: IBAMA (2020), ANTAq (2020), ICMBio (2020), IBGE (2019)

Elaboração Cartográfica: ISI-ER  
Colaboradores:  
- M<sup>a</sup> de Fátima Alves de Matos  
- Mariana Torres C. de Mello

Sistema de Coordenadas Geográficas  
Datum WGS 84



A Análise Socioambiental propõe a excluir as áreas inadequadas para a implantação dos PEO's, por meio da sobreposição em mapas temáticos das variáveis: físicas, biológicas e antrópicas resultando em uma definição das “áreas adequadas e mais viáveis para a Implantação dos PEO's”. Os critérios de exclusão das áreas inadequadas são definidos com base nas qualidades distintas e especiais respaldadas a nível nacional e estadual e no critério legal das leis ambientais vigentes, a exemplo, a Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000 que regulamenta as Unidades de Conservação e da Natureza e da outras providências.

Na fase da Análise Técnica, o potencial do recurso eólico é estimado baseado nas qualidades físicas, como a velocidade do vento (m/s). A velocidade do vento também interfere na viabilidade econômica de um projeto. Experiências observadas em outros países, como por exemplo, nas Ilha Canarias (SCHALLENBERG-RODRIGUEZ e MONTESDEOCA, 2018), mostrou que velocidades do vento com média anual inferior a 6 m/s, interferem na viabilidade econômica sendo considerada muito baixa, uma vez que, quanto menor for a velocidade média do vento, maior será o custo de energia eólica.

A batimetria e a distância da costa também determinam a viabilidade técnica e econômica. Quanto maior for as profundidades, maior será, por exemplo, os custos com amarração, ancoragem e cabeamento (LYNCH et al., 2012; SPYRIDONIDOU *et al.*, 2020). Portanto, a partir destas características, a Análise Técnica definirá o modelo da turbina eólica, as estruturas de fundações e a configuração final do PEO's.

A Figura 6 faz uma análise integrada de alguns dos aspectos técnicos e socioambientais apresentados nesse White Paper para o RN e apresenta um compilado com a sobreposição dessas variáveis.

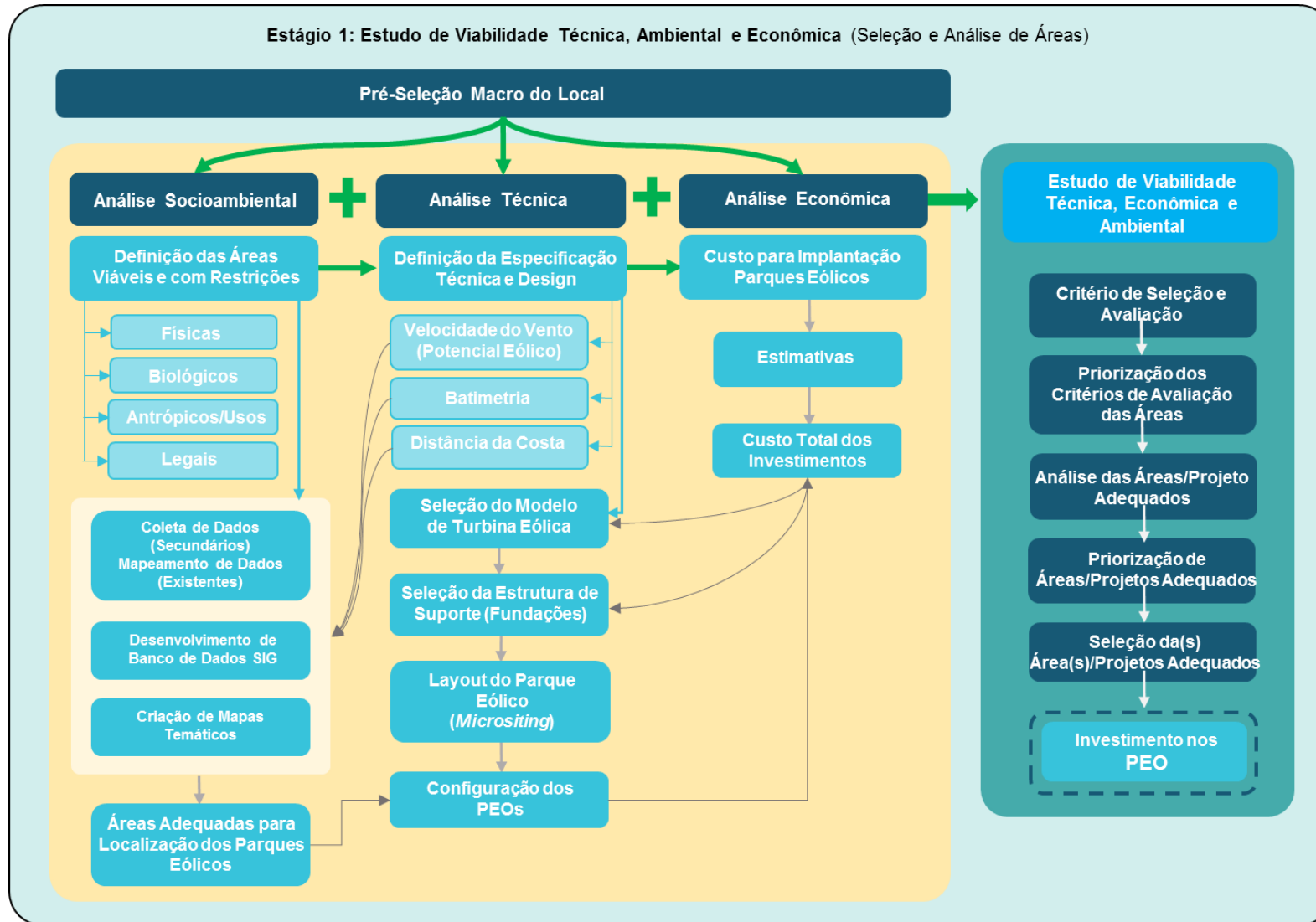


Figura 5 – Fluxograma com etapas importantes para um estudo de viabilidade técnica-econômica-ambiental para implantação de usinas *offshore* (Fonte: ISI-ER, 2021).





O referido mapa aponta o RN com ventos abundantes e constantes e plataforma continental rasa em distâncias ideais para projetos dessa natureza, tais apontamentos coloca o RN com elevada potencialidade para o desenvolvimento desse novo tipo de energia. Em relação aos aspectos socioambientais, se houver estudos integrados em relação aos fatores sociais, biológicos e físicos, contemplando a percepção da população e os usos atualmente existentes, a viabilidade desses projetos torna-se mais significativa e respaldada, principalmente, por ser atividade nova no Brasil e bastante promissora.

## **6. CONSIDERAÇÕES FINAIS**

A execução do planejamento para o desenvolvimento de projetos eólicos offshore deverá pode ser uma tarefa considerada de grande importancia, pois, levando em consideração os níveis de potencia do parques, deverão ser acima de 500 MW, os custos, retornos financeiros, benefícios e impactos ambientais estão em uma grandeza acima dos compleos eólicos onshore.

Assim, este artigo apresenta um panorama geral de fatores que devem ser levados em consideração na fase de planejamento, pré-seleção e identificação de áreas adequadas para a implantação de PEO's no litoral do Rio Grande do Norte. Mesmo com expressiva experiência na atividade eólica onshore, a exploração da energia eólica offshore ainda se pauta pelo ineditismo de sua atuação o que torna estudos e discussões dessa natureza relevantes antes mesmo da implantação de projetos, aumentando assim a segurança em todas as fases do processo e a prevenção de grandes impactos socioambientais que poderiam ser minimizados com estudos preventivos de alternativas locais.

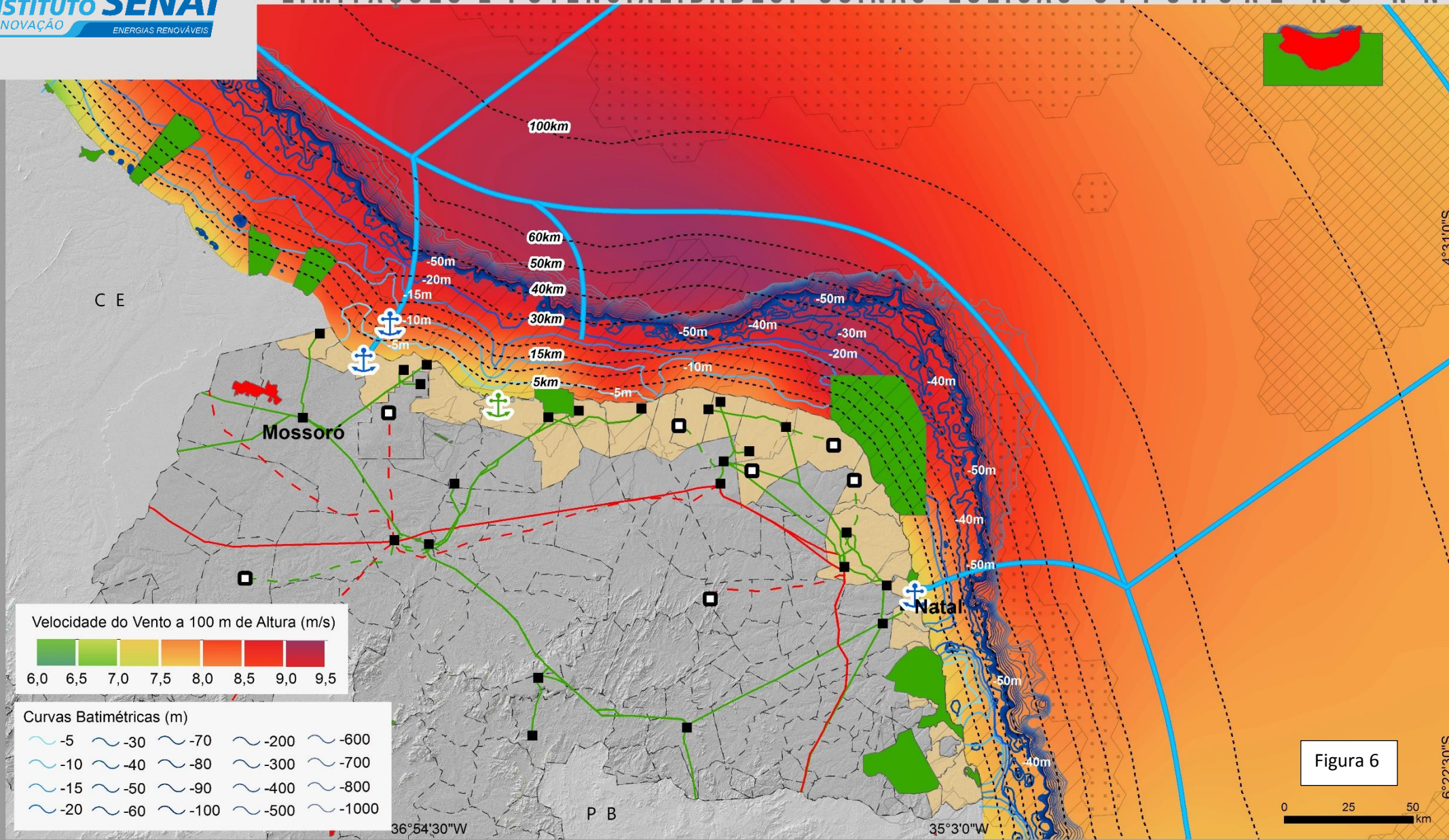


Figura 6

Fonte: ERA5 (2020), EPE (2020), IBAMA 920202), ICMBio (2020), IBGE (2019), ISI-ER (2020)  
Elaboração Cartográfica: ISI-ER  
Colaboradores:  
- M<sup>a</sup> de Fátima Alves de Matos  
- Mariana Torres C. de Mello  
Sistema de Coordenadas Geográficas  
Datum WGS 84



A orientação apresentada neste artigo, incluiu critérios essenciais que podem vir a causar repulsão ou atração de projetos em determinadas áreas. A maioria dos critérios de análise de exclusão e identificação estão ancorados nas normas e regulamentações a nível federal e estadual, no entanto é um ponto que ainda segue em desenvolvimento. Para facilitar, é inegável que critérios se baseiem nas experiências internacionais, no entanto, é salutar a análise com base nas especificidades locais, o que torna a ascensão dessa nova atividade desafiadora. Estudos integrados podem vir a ser ferramentas de minimização de futuros conflitos associados aos efeitos ambientais adversos, principalmente, enquanto o Brasil não dispor de ferramentas de planejamento ambiental adequadas para o zoneamento marítimo como um Planejamento Espacial Marinho.

Continuar as discussões e investigações dessa temática, relacionado as questões tecnológicas entre outras, é essencial de forma a prover o empreendedor, sociedade e órgãos regulamentadores de informações múltiplas que viabilize o desenvolvimento coordenado, no que tange a troca de experiências e boas práticas de ordenamento territorial das fronteiras marítimas.

## **REFERÊNCIAS**

ANEEL. Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico – SIGEL. Dados da matriz elétrica brasileira, 2021.

BEITER, P.; MUSIAL, W.; SMITH, A.; KILCHER, L.; DAMIANI, R.; MANESS, M. SIRNIVAS, S.; STEHLY, T.; GEVORGIAN, V. MOONEY, M.; SCOTT G. A spatial-economic cost-reduction pathway analysis for U.S. offshore wind energy development from 2015-2030. NREL/TP-6A20-66579. NREL/National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, US, 2016, p. 102.

CAVAZZI, S.; DUTTO, A.G. An offshore wind energy geographic information system (OWE-GIS) for assessment of the UK's offshore wind energy potential. *Renewable Energy*, 87, p. 212-228, 2016

LEALY, P.G.; KERLIN, C.; FOLEY, A.M. Characteristics of offshore wind speeds using buoy measurements. *Proceedings of SEEP 2012*, p. 1-7, 2012.

LYNCH, K.; MURPHY, J.; SERRI, L.; AIROLDI, D. Site selection methodology for combined wind and ocean energy technologies in Europe. In: *Proceedings of the 4th International Conference on Ocean Energy*, Dublin, 2012.



MUSIAL, W.D. Offshore wind: viable option for coastal regions of the United States. Marine Technology Society Journal, 2007.

PRÄSSLER, T.; SCHAECHTELE, J. Comparison of the financial attractiveness among prospective offshore wind parks in selected European countries. Energy Policy, n. 45, p. 86-101, 2012.

SALVAÇÃO, BENTAMY, A.; N.; SOARES, C. Estimating the offshore wind energy along the Portuguese coast using WRF and satellite data. In: 2016

SCHALLENBERG-RODRIGUEZ, J.; MONTESDEOCA, N.G. Spatial planning to estimate the offshore wind energy potential in coastal regions and islands. Practical case: The Canary Islands. Energy, n. 143, p. 91-103, 2018.

SCHUBERT. Camargo Schubert Engenheiros Associados. Atlas Eólico e Solar: Ceará. Curitiba: Camargo Schubert; Fortaleza: ADECE/FIEC/SEBRAE, 2019

STADDON, M. Guernsey offshore wind. A data acquisition strategy. 2015, 53f. (MEN Renewable Energy) – University of Exeter, Inglaterra, 2015.

SPYRIDONIDOU, S.; VAGIONA, D.G.; LOUKOGEORGAKI, E. Strategic planning of offshore wind farms in Greece. Sustainability, 12, p. 2-20, 2020.

VITAL, H.; STATTEGGER, K.; AMARO, V.E.; SCHWARZER, K.; FRAZÃO, E.F.; FARKATT, W. Modern high-energy siliciclastic-carbonate platform: Brazilian Continental Shelf Adjacent to northern Rio Grande do Norte State, NE Brazil. Journal of Sedimentary Research, 90, p. 177-190, 2008.

VOORMELEN, J.A.; JUNGINGER, H.M.; VAN SARK, W.G.J.H. Unravelling historical cost developments of offshore wind energy in Europe. Energy Policy, 88, p. 435-444, 2016.

XAVIER, T.; GORAYEB, A. BRANNSTROM, C. Energia eólica offshore e pesca artesanal: impactos e desafios na costa oeste do Ceará, Brasil. In: MUEHE, D.; LINS-DE-BARROS, F.M.; PINHEIRO, L. (orgs.). Geografia Marinha: oceano e costas na perspectiva de geógrafos. Rio de Janeiro: PGGM, 2020.

The London School of Economics and Political Science

Department of Geography and Environment

**The economic impact of wind power development on local economies.  
Empirical evidence from the Northeast of Brazil.**

MSc in Local Economic Development

Candidate number: 40012

Course code: GY486

Word count: 9985

London, United Kingdom

August 2020

## **Abstract**

Wind power has shown extraordinary growth in Brazil in the last years with an average growth rate of almost 15% annually. Currently, it is the second source in the country, after hydroelectric power, supplying 28.8 million households monthly. This recent surge has brought incredible prospects to the Northeast region of Brazil, where 80% of all wind turbines are installed, due to favorable weather conditions. The region that has always suffered from high poverty levels saw in wind projects a possibility to develop and boost its economic growth. In this perspective, the purpose of this research is to analyze the economic impact of wind power projects on local economies, covering all 1794 cities in the Northeast of Brazil between 2005 and 2017. The empirical analysis was done using city-level data and first-difference methods with wind quality as an instrumental variable for accumulated installed wind capacity. The results of the regression suggest that wind power development has a statistically insignificant impact on GDP per capita but a positive effect on tax revenue and negative on employment and wage levels, all considered on a city basis. With these results, the study was able to investigate the long-term local economic impact of wind power development in the Northeast of Brazil, focusing on the operational phase of wind projects.

## **Keywords**

*Renewable Energy, Wind Power, Local Economic Development, Latin America, Brazil*

# Contents

|   |    |
|---|----|
| 1. Introduction.....  | 5  |
| 2. Wind power in Brazil.....  | 7  |
| 3. Literature review .....  | 12 |
| 3.1 Local economic impact of extracting natural resources in developing countries ..... | 12 |
| 3.2 National economic outcomes of renewable energy .....                                | 13 |
| 3.3 Local economic impact of wind power development. ....                               | 14 |
| 3.4 Local economic impact of wind power development in the Northeast of Brazil .....    | 15 |
| 3.5 Summary of the literature and key objectives.....                                   | 16 |
| 4. Data Description .....   | 17 |
| 5. Empirical Model .....  | 22 |
| 6. Results and Discussion .....   | 25 |
| 7. Conclusion .....   | 33 |
| References.....   | 35 |
| Appendix.....   | 40 |

## **Tables**

|  |    |
|--|----|
| Table 1 - Descriptive Statistics ..... | 18 |
| Table 2 - GDP per capita .....         | 27 |
| Table 3 - Tax Revenue .....            | 28 |
| Table 4 - Employment .....             | 29 |
| Table 5 – Real Average Wage .....      | 31 |

## **Figures**

|  |    |
|--|----|
| Figure 1 - Brazil wind quality and wind projects map.....    | 9  |
| Figure 2 - Northeast wind quality and wind projects map..... | 10 |
| Figure 3 – Cities wind power capacity map - Northeast.....   | 20 |

## **Graphs**

|  |   |
|--|---|
| Graph 1 - Wind Power Capacity Development- Northeast ..... | 8 |
|--|---|



# 1. Introduction

Wind power has shown extraordinary growth in Brazil in the last two decades. Currently, it is one of the main power sources in the country, supplying 28.8 million households monthly and corresponding to 9.3% of electricity produced, second only to hydro. With an accumulated investment of more than US\$ 32 billion in the last eight years, wind power has expanded substantially, with an average growth rate of almost 15% annually. Today, the overall installed capacity is of 16 GW with 637 wind farms spread throughout 12 different Brazilian states. These numbers have shifted Brazil from 15<sup>th</sup> in 2012 to 7<sup>th</sup> place in the 2019 world ranking of installed wind power capacity (ABEEólica, 2020).

The surge of wind power in recent years has brought incredible prospects to the Northeast region of Brazil, where 80% of all wind turbines are installed. The region has always suffered from high poverty levels and saw in wind projects a possibility to develop and boost its economic growth. The favorable wind conditions in this territory such as high and stable speed, unidirectionality, and regularity make the area one of the best places in the world for producing energy (ABRACEEL, 2019). This, in combination to the fact that the region concentrates 55% of the 15 million Brazilians living in extreme poverty (IBGE, 2018), give wind projects a unique opportunity to completely change the socioeconomic situation of many vulnerable families in the region.

In theory, there are many potential socioeconomic and environmental benefits that wind power can bring. Environmentally, wind is a renewable source, with low impact in its installation and operation as it does not emit a significant amount of greenhouse gases (GHG). Socioeconomically, it can potentially generate income and improve the life of landowners, as they can lease land for placement of the aerogenerators while keeping their plantations or livestock. In addition, it can create jobs in the industrial sector for the manufacturing of turbines and posterior in the construction and operation phases of the wind power stations (ECHO, 2018).

Although there is a large number of empirical analyses in search for economic effects of wind projects, the existing evidence is rather inconclusive. The literature shows that the expected

economic impact on local economies from building wind power plants is mixed as completely antagonistic outcomes are found, depending on the countries and scale analyzed. In terms of economic growth, for example, Venkatraja (2019) shows that in Brazil the decreasing share of renewable energy to the total energy production contributed to a faster economic growth, measured by the variation on GDP. Whereas, at the county level, Xia and Song (2017) found a small and statistically significant positive effect on GDP per capita but negative effects on local tax revenue from wind projects in Chinese cities. Looking into employment and income levels, Brown et al. (2012) shows an aggregate increase in county-level personal income and employment in the United States, while Hillenbrand et al. (2006) finds a negative impact from renewable energies on jobs in Germany. Two qualitative analyses can be looked at when considering specifically the literature regarding wind projects in the Northeast of Brazil, Brown (2011) and Galvão et al. (2020). They demonstrate that the economic impact caused by wind projects were negative or insignificant in employment, wage and GDP per capita. Therefore, as can be seen, conclusions are mixed, and the present work tries to contribute to the literature with new evidences.

In this perspective, the purpose of this research is to analyze the economic impact of wind power projects on local economies. Focusing on the Northeast of Brazil, the study contributes to the literature by doing a comprehensive quantitative economic analysis in a less developed region. The local economic effects of wind power development are studied by measuring the variation of GDP per capita, tax revenue, employment, and real average wage levels between 2005 and 2017. The paper applies OLS methods and first-difference with instrumental variable (IV) using city-level data and including all 1794 cities of the region. Overall, the study aims to investigate the long-term economic impact of wind power developments, focusing on the operational phase of wind projects.

This article is divided as follows. Section 2 characterizes wind power in Brazil, showing its development process, how auctions occur in the country and how wind energy correlates with other sources within the national power grid. In Section 3, the literature review is provided with empirical evidences of the economic impact from four relevant and related topics: the extraction of natural resources in developing countries, renewable energy, wind power development, and its consequences to the Northeast of Brazil. After, Section 4 describes the data utilized in the research

as well as its limitations, detailing the dependent and independent variables and summarizing all important data sources. In Section 5, the empirical model is presented by illustrating all the rational steps in order to measure the local economic impacts of wind projects. Then, Section 6 shows the regression results. In this part the study demonstrates that wind power development has a statistically insignificant impact on GDP per capita while bringing positive effects on tax revenue and negative consequences on employment and wage levels. Finally, a summary is provided with conclusions as well as policy recommendations arguing that wind projects are not necessarily a problem, but the focus should be to improve the way in which it has been implemented.

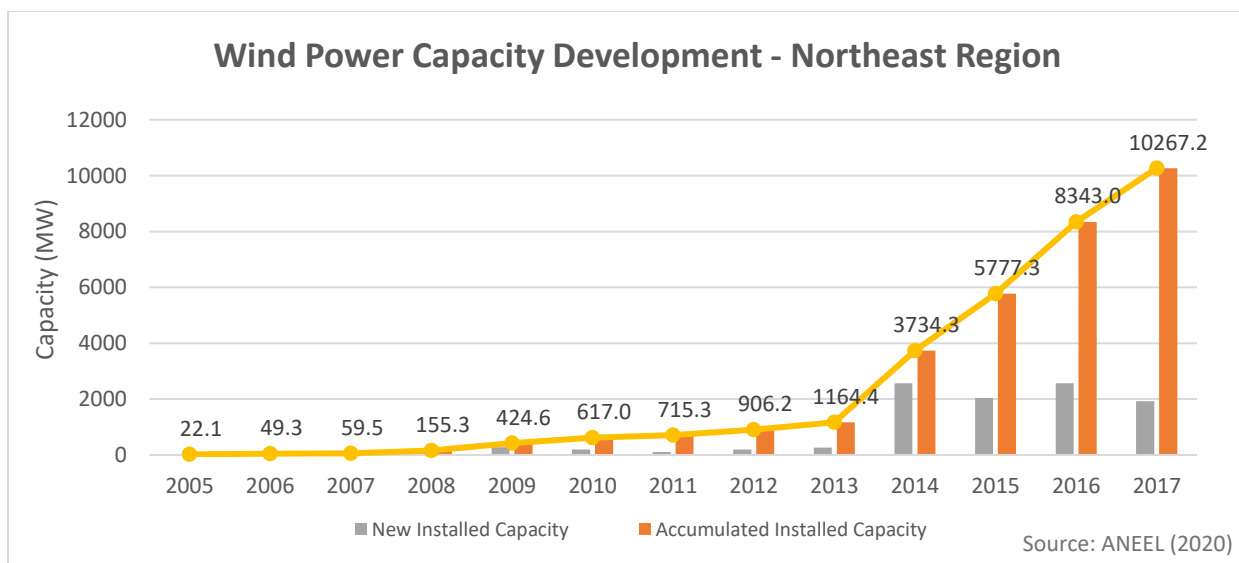
## 2. Wind power in Brazil

Brazil currently has the largest electricity sector in South America with an installed capacity of 173 GW. In 1970, this capacity was 11 GW, showing an expressive energy supply growth in the last five decades. With the greatest potential for water storage in the world, around 60% of demand is met by hydropower generation. Overall, 83% of all electricity consumed in Brazil comes from renewable sources. In 2001-2002, there was a series of energy supply shortages due to heavy droughts which demonstrated that this dependence on hydropower made the national grid vulnerable to low rainfall and forced to burn fossil fuels to complement hydropower. This crisis, coupled with environmental concerns surrounding fossil fuel usage as well as the construction of more hydropower generation plants, has made Brazil look elsewhere in diversifying its clean energy sources (ABEEólica, 2020). Looking to the future, Brazil has to increase its capacity annually in order to satisfy growing electricity demand. The Ministry of Mines and Energy (MME) aims at creating mechanisms to distribute supply amongst hydro, wind, biomass, gas, and other sources to create an overall cleaner, cheaper, and therefore more sustainable power matrix.

The national electricity grid, known as National Interconnected System (SIN), covers around 96.5% of the country's total electricity production and divides Brazil into 5 regions – South, Southeast, Center-West, Northeast and part of the North region. The regions not covered by the SIN are mainly isolated systems within the Amazon. The Brazilian transmission system allows power to move between regions in order to manage and redistribute deficit/surplus electricity production nationwide. Within the SIN, power demand and production in Brazil are seen on a

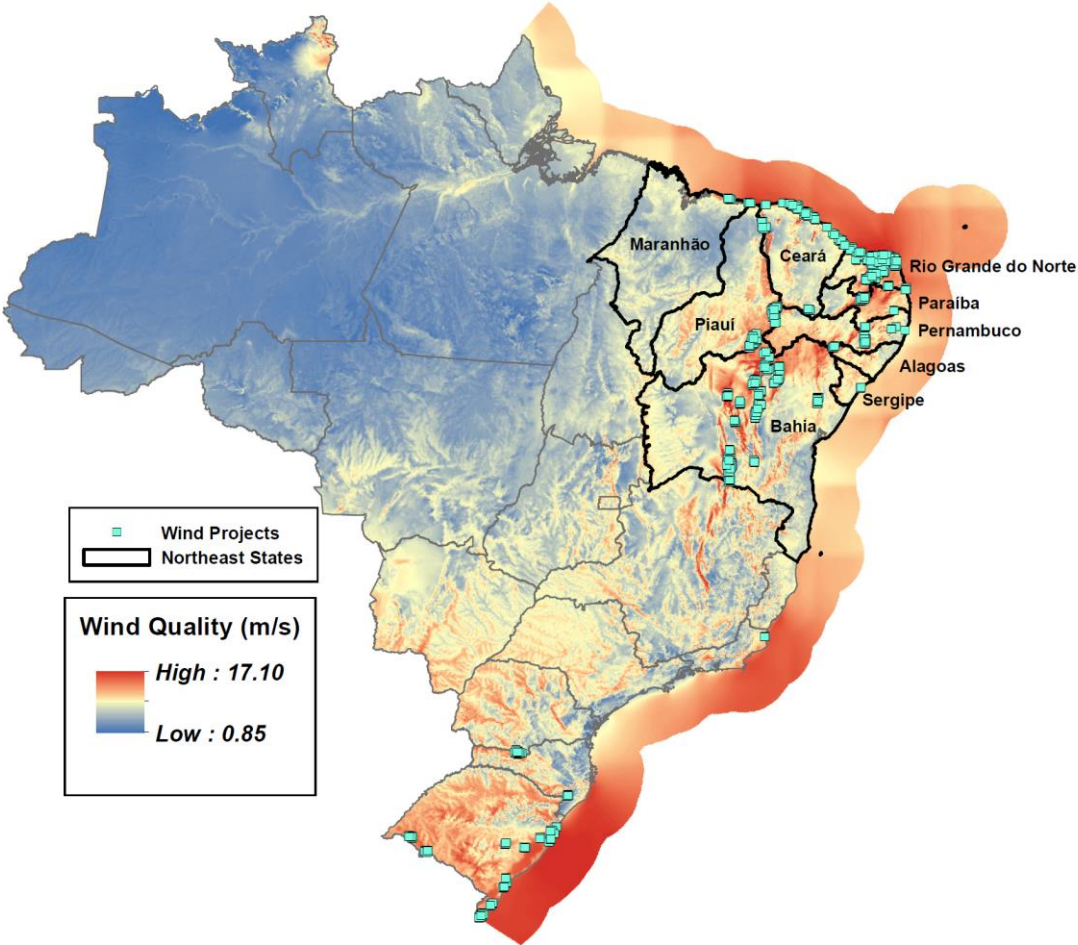
national level, as power produced anywhere in the territory can be fed into the grid (ONS, 2020). Because of this, SIN power supply contracts are awarded through a national auction system that looks at cost and source on a macro country level. 2006 was the beginning of the first phase of the government’s Program to Incentivize Alternative Sources of Electric Power (PROINFA) aimed at increasing the participation of wind, biomass and small hydro producers in the country’s power matrix. With this, 2007 saw the first auction to include wind power along with other energy sources such as hydro and thermal. New energy auctions arise from an expected increase in national demand and the power source for the auction is related to the country’s vision for its energy matrix as a whole, not to local supply/demand specificities from a city or region (Ferreira, 2017).

Wind power in Brazil has shown a significant increase, with an accumulated investment of more than US\$ 32 billion in the last eight years and an average growth rate of almost 15% annually. Currently, the installed wind capacity is 16 GW with 637 wind farms spread throughout 12 different Brazilian states. Because of this, wind has become the second largest source of power in Brazil, corresponding to 9.3% of all production. The Northeast of Brazil, due to its wind characteristics, is where 80% of all wind turbines are installed (ABEEólica, 2020). Graph 1 demonstrates the significant rise in installed wind power capacity in the Northeast of Brazil from 2005 onwards.



Graph 1 - Wind Power Capacity Development- Northeast

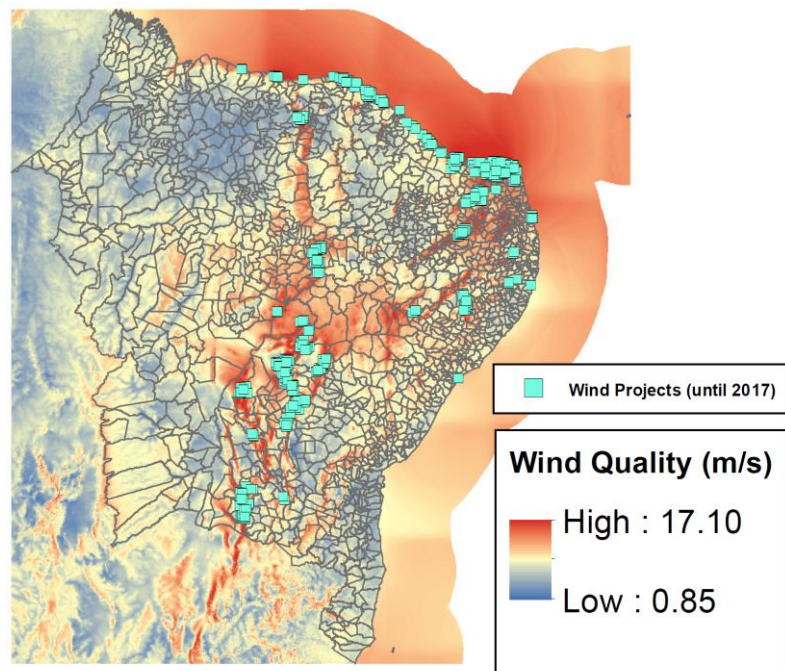
The Northeast of Brazil has a combination of natural factors making the region a perfect location for wind projects. The wind not only has the speed required to produce energy but is also unidirectional and stable. In addition, wind in the Northeast is stronger during dry season, and therefore complementary to hydropower production. Also, the region is the poorest in the country, where 12.9% of the population lives below the extreme poverty line (less than 1.90 dollars per day), and 43.5% below the poverty line (less than 5.50 dollars per day). Overall, the Northeast of Brazil is where 55% of the 15 million Brazilians living in extreme poverty live (IBGE, 2018). The region is formed by 9 states: Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe, and Bahia. Figure 1 shows the location of wind power projects in the country, with a clear concentration of wind farms in the Northeast, where there is better quality of wind.



Source: Brazilian Electricity Regulatory Agency and Global Wind Atlas

Figure 1 - Brazil wind quality and wind projects map

Wind quality, measured by the wind speed at a height of 100 meters from sea level, varies substantially across the region and is directly related with wind project locations. Figure 2 illustrates the locations of wind farms and wind quality in the Northeast. The study decided to use the 100-meter measurement because most of the existing wind turbines in Brazil vary from 80 to 120 meters in height (Montezano, 2012). The reasons behind the presence of wind in some areas rather than others is mainly due to different characteristics of trade winds. Off the coast of Rio Grande do Norte and Ceará states, for instance, there is an occurrence of high-quality winds as this area is close to where the northeastern and southeastern trade winds meet. The shock of different winds causes a substantial increase on its resulting speed, favoring wind power development along the coast. In the mainland, mainly inside the state of Bahia, wind blows stronger where the southeastern trade winds meet the Chapada Diamantina mountains, which channels and compresses the winds vertically, generating an important increase in wind speed (Silva, 2003).



Source: Brazilian Electricity Regulatory Agency and Global Wind Atlas

Figure 2 - Northeast wind quality and wind projects map

The wind farm life cycle is mainly divided into three phases: development, construction and operation. The development stage is when the companies choose the placement of the farms. During this stage, wind speed measurements, environmental impact, risk assessments, and lease negotiations with landowners are done. After the location is decided, the construction phase starts. In general, wind companies offer a nationwide tender for the most competitive construction company to implement its projects. Usually, construction takes between 9 and 18 months before moving into the next step. In the operations phase, the wind farm starts to produce and supply energy into the SIN. The electricity generated is sold under a power purchase agreement to electricity supply companies (Coriolis Energy, 2020).

With the late arrival of the wind power sector in Brazil, behind countries in Europe and North America for example, one of the major worries for the government is the creation of jobs and the generation of value from the wind sector nationally. With lack of a skilled workforce and despite taxes, companies would find it cheaper to import rather than produce locally. In order to incentivize the creation of a more nationalized supply chain, local content policies along with power auction rules look to mandate and reward the participation of Brazilian labor and production in the implementation of wind projects. However, these policies were created with a country approach, not looking at a regional/local level of where the wind power plants are installed specifically. Moreover, determinants for setting up manufacturing facilities are different to those for installing wind farms, as accessibility to infrastructure and skilled labor are essential for industrial activities whereas existence of wind quality is required for the farms. The current supply chain for the wind sector is spread throughout the country and even when cities in the Northeast have turbine manufacturing industries, they do not necessarily have wind farms in their territory, such as Camaçari and Simões Filho (ABDI, 2017). Thus, even though the expansion of the wind sector in Brazil concentrates wind farms in certain regions, the resulting economic dividends from a labor and production standpoint are harder to pinpoint within the country.

Overall, wind conditions in the Northeast of Brazil, the poorest region in the country, as well as the recent exponential growth of wind power projects, has brought forward a unique opportunity to change the socioeconomic situation of many vulnerable families. Based on these arguments,

this study aims at quantifying the local economic impact of wind farms in the cities where they are installed.

### 3. Literature review

The present study brings to light a comprehensive and contemporary reality of the economic impact caused by wind power development on local economies. In order to better analyze the potential direct and indirect local economic impacts of wind energy projects, the paper analyzes the literature to understand the most plausible hypothesis based on results already found in related papers.

Overall, the literature review aims to evaluate the general equilibrium effects of wind power development on local economies. In order to investigate the mechanisms at play, it is necessary to develop a conceptual framework based on empirical evidences and theoretical models, which identifies the expected impact of building wind power plants on the local economy. This section is divided into five subsections, according to relevant topics to the study, such as extraction of natural resources in developing countries, renewable energy, economic impact of wind power development, and its consequences to the Northeast of Brazil. Finally, a summary of the literature and its key objectives is provided.

#### 3.1 Local economic impact of extracting natural resources in developing countries

In the literature regarding the extraction of natural resources, completely different outcomes can be found. The paper from Poelhekke and Pleg (2017), make a survey of recent quantitative evidences. They conclude that studies looking at cross-country empirical evidence frequently find negative impacts from higher natural resource extraction. However, by analyzing within countries, they give the example of Caselli and Michaels (2013), who find a direct and positive impact on local government finance with the increased oil production in Brazil. Nonetheless, the paper makes the important reflection that, due to corruption, municipal spending didn't follow the increase in royalty payments and therefore mayors of oil municipalities were more frequently involved in corruption scandals. In line with this argument, another research done by Ploeg (2011) argues that



natural resources are not always a blessing, they can also be a curse depending on local characteristics. Places with bad institutions, lack of rule of law, and corruption tend to have worse growth prospects from the exploitation of natural resources.

### 3.2 National economic outcomes of renewable energy

Looking more specifically into the renewable energy sector, many studies have analyzed its economic impacts not only locally but also on a national scale. Fetter and Ohler (2014), for example, examine the relationship between energy and gross domestic product (GDP) for six different renewable energy sources (biomass, geothermal, hydroelectric, solar, waste, and wind) across 20 OECD countries between 1990 and 2008. They conclude that biomass, hydroelectric, waste, and wind have a positive long-run relationship with GDP while geothermal and solar have a weak impact over GDP in the long-run. By contrast, Venkatraja (2019) does a panel regression with data from 1990 to 2015 and shows that in the BRIC countries (Brazil, Russia, India and China), the decreasing share of renewable energy to the total energy production contributed to a faster economic growth, measured by the variation on GDP.

In terms of employment, Silva and Lambert (2012) investigate different papers using input-output or analytical methods. For them, there is no single method that provides more quality results or a unidirectional possibility. Papers, such as Sastresa et al. (2010), show that renewable energy produced a net increase on employment in Spain. Whereas, Hillenbrand et al. (2006), finds a negative impact on jobs in Germany. In general, the paper concludes that job creation is directly related to a strong public policy support.

Regarding real average wages, the article done by Fang (2011) indicates that a 1% rise in renewable energy consumption, increases rural household wages by 0.444% and urban citizen wages by 0.368% in China, considering data from 1978 to 2008. This would occur because, as demonstrated by Ernst and Berg (2009), greater wage leads to greater purchasing power of the poor, adding 'multiplier effects' (Moretti, 2010) on stimulating the local economy. Lastly, the impacts on tax revenue are not well developed in the national level because in general the fiscal impact is better analyzed from a local perspective, as frequently the counties or states are the ones receiving taxes from renewable energies.

In addition, it's important to mention that by considering a larger scale, the economic effects can be completely different than looking at local economies. As an example, for wind energy, the impacts on a larger scale would include the manufacturing activities, which is the production of all parts of wind turbines. However, from a local perspective, as described in Section 2, the manufacturing does not necessarily happen in the same region where the wind power plants are installed. When this happens, the manufacturing process does not generate local economic consequences, which is the case for the Northeast of Brazil.

### 3.3 Local economic impact of wind power development.

Bringing the subject more specifically to the topic of the paper, in order to assess the local economic impact of wind power projects, different methods and variables are required. The literature review focused on this subject is divided mainly in three methods: input-output models (Markaki et al., 2013), project level case studies of specific wind power projects (Pedden, 2006), and ex post analysis, using first difference methodology, that normally studies a set of projects in a region (Brown et al., 2012).

The input-output models compile the industrial activity of an economic system into an input-output table that is built around a matrix of monetary transactions (Sink, 2010). Even though this method is the most used in the literature to measure the economic impact of wind energy, it has some important limitations (Tegen, 2006). The main one is that it is not able to bring the overall net impact of different projects in a given region. It reflects inter-industrial connections but not necessarily the indirect investment in the city due to wind projects. For example, it does not capture any potential investments made by landowners, with capital earned from leasing their land for aerogenerator placement. In addition to that, the model brings some unrealistic assumptions to the present study, such as constant returns to scale, fixed-input proportion technologies in all industries, and perfectly elastic factors of response (Schiller et al., 2016).

Moreover, the project level case study approach also has some intrinsic problems. For instance, it generally focuses on direct impact generated by specific projects and relies on self-reported data. Because of that, companies end up having incentives to increase their reported outcomes,

sometimes generating unreliable data. In addition, as its objective is to analyze the direct impact, the indirect consequences are normally not captured by this method. (Brown et al., 2012).

Therefore, in order to overcome these issues, some studies decided to do ex post analysis, which is an econometric approach normally using first difference models that allows a better holistic view of the economic impact of wind projects on local economies. For example, Brown et al. (2012) analyzes the economic development impact of wind power installations from 2000 to 2008 from a county-level perspective in the United States. The paper finds an aggregate increase in county-level personal income and employment of approximately \$11,000 and 0.5 jobs per megawatt of wind power capacity installed. Another paper, done by Xia and Song (2017), conducts an ex post econometric analysis to measure the wind power installation effects on the local economy in China, with a dataset from 2005 to 2011. It concludes that wind power capacity development has a small and statistically significant positive effect on GDP per capita but negative effects on local tax revenue. Furthermore, Schiller et al. (2016) investigates the same topic but with county level data from Texas, United States. The study uses first difference methods to estimate the localized impacts on employment, personal income, property tax, and key public-school expenditure levels. It finds a modest impact on employment and a significant increase in per capita income. Regarding the other two variables, county and school property tax rolls are positively affected by wind projects. In conclusion, these papers allowed the present study to have a more comprehensive view of the potential results and methods in order to analyze the local economic impacts of wind power projects.

### 3.4 Local economic impact of wind power development in the Northeast of Brazil

There is very limited literature analyzing local economic impact of wind power development in the Northeast of Brazil. This section describes two qualitative papers focused on its consequences in the region, more specifically in the Ceará and Rio Grande do Norte states. First, Brown (2011) makes a qualitative analysis of the wind power development in Ceará, interviewing 129 local and regional stakeholders. The paper considers three aspects of wind development: local and regional rural development impacts, as well as the local population's opposition to it. At the

city level, wind power development created temporary and skilled jobs during the construction phase, which in general were not occupied by the local unskilled labor force. It also generated negative impacts such as blocking fishermen access to the ocean and damaging local roadside homes and infrastructure, not built to withstand vibrations generated by heavy duty trucking. At the state level, wind projects suppressed the large-scale tourism industry, potentially causing unemployment. The opposition to wind development clearly shows that the local population were unsatisfied with wind projects and were not being benefitted from them. Another article, done by Galvão et al. (2020), investigates the state of Rio Grande do Norte, more specifically the Mato Grande territory, which concentrates 114 wind farms. The paper is characterized as an explanatory research because it performs a survey and revision of national literature, secondary data collection, and field research with interviews. The research shows that the local population kept the same level of relative poverty after a decade since the first aerogenerator was built in the area. It concludes that wind projects didn't improve the wages of local families and didn't generate a positive long-term economic growth in cities where they were implemented. Therefore, in general, both papers have analyzed the economic impact of wind farms in different states of the Northeast of Brazil. They presented a long-term negative or insignificant economic impact on GDP, employment, and wage of these projects for the local population and a short-term positive impact on temporary and skilled jobs during the construction phase, mainly occupied by nonlocal population.

### 3.5 Summary of the literature and key objectives

In summary, by looking at the literature review, the expected impact of building wind power plants on the local economy is mixed as completely antagonistic outcomes were found, depending on the countries, type of energy, and scale analyzed. Overall, the literature does demonstrate that local characteristics of the region need to be taken into consideration. Clear examples that can be seen are that places with poor institutions tend to have more difficulties to generate positive impacts from renewable projects (Ploeg, 2011) and job creation is directly related to a strong public policy support (Silva and Lambert, 2012). By considering only the existing literature focused on the Northeast of Brazil, the economic impact found was negative or insignificant in employment, wage and GDP, as described by Brown (2011) and Galvão et al. (2020). Apart from that, no studies

have analyzed the impact on tax revenue at the city level in the Northeast. However, Xia and Song (2017) found a negative effect on fiscal revenue in Chinese cities.

In conclusion, the present econometric research aims to verify the hypothesis that wind projects bring economic benefits to the cities where they are implemented. Focusing on the Northeast of Brazil, the paper contributes to the literature by doing a comprehensive economic analysis in a less developed region not commonly studied. The economic impact of wind power development is analyzed by measuring the variation on GDP per capita, tax revenue, employment, and real average wage variables, all considered at the city level. Finally, it's important to mention that the study only captures the long-term impact, more specifically, from the operational phase of the wind power plants. No short-term impact from the development and construction phases are included in the model.

#### 4. Data Description

The economic impact of wind power development in local economies is analyzed with city-level data from the Northeast of Brazil in the period between 2005 and 2017. The data contemplates the whole region, comprised of 9 states and 1794 cities, of which 71 had an operating wind power plant by the end of 2017. The time frame starts in 2005 because the year serves as the base case before the beginning of wind power generation growth in 2006, as described in the Section 2. In addition, the cutoff year is 2017 because it is the last year with more complete, reliable and updated relevant Northeast data. Overall, the region was selected as it concentrates 80% of all wind power projects in the country as well as the most unfavorable socioeconomic conditions (ABRACEEL, 2019).

The analysis of the present study is done with data from seven different sources. Table 1 illustrates these sources and the descriptive statistics of all variables used in the models. The outcome variables are *lngdp\_capita*, *ln tax\_revenue*, *lnemploy* and *lnwage*. The study decided to include four different dependent variables in order to bring a more comprehensive evaluation of the economic impact on local economies. GDP per capita, tax revenue, employment, and real average wages are all considered at the city-level. The most important independent variable in the

empirical analysis is *lnw\_pow\_accum\_capac*, which is the log of the accumulated wind power operating capacity (MW) in each city. In addition to that, the instrumental variable (IV) is *wind\_quality*, which is the measure of wind speed at a height of 100m. As all mentioned variables are continuous variables in levels, they were considered just after taking logarithm. The idea was to correctly interpret the coefficients and control for outliers, making the distribution of the transformed variable more symmetric.

**Table 1 - Descriptive Statistics**

| Variable                         | Label   | Mean  | Std. dev. |
|----------------------------------|---|-------|-----------|
| <b>Dependent variables</b>       |   |       |           |
| lngdp_capita <sup>1</sup>        | Log of GDP per capita   | 8.59  | 0.76      |
| lntax_revenue <sup>2</sup>       | Log of Tax Revenue  | 13.28 | 1.49      |
| lnemploy <sup>3</sup>            | Log of Employment   | 6.67  | 1.31      |
| lnwage <sup>3</sup>              | Log of Real average wage  | 6.75  | 0.69      |
| dlnngdp_capita <sup>1</sup>      | Difference between logs of GDP per Capita on t and t-1 (initial year) | 1.16  | 0.34      |
| dlnntax_revenue <sup>2</sup>     | Difference between logs of Tax Revenue on t and t-1 (initial year)    | 1.28  | 0.72      |
| dlnemploy <sup>3</sup>           | Difference between logs of Employment on t and t-1 (initial year)     | 0.56  | 0.69      |
| dlnwage <sup>3</sup>             | Difference between logs of Wage on t and t-1 (initial year)           | 1.32  | 0.21      |
| <b>Independent variables</b>     |   |       |           |
| w_pow_accum_capac <sup>4</sup>   | Capacity of Wind Power Plants   | 3.86  | 28.50     |
| lnw_pow_accum_capac <sup>4</sup> | Log of Capacity of Wind Power Plants                                  | 0.09  | 0.64      |
| wind_quality <sup>5</sup>        | Wind Quality  | 5.63  | 1.19      |
| year <sup>1</sup>                | Year  | 7     | 6         |
| city_code <sup>1</sup>           | City Code   | 898   | 518       |
| lnpop <sup>2</sup>               | Log of Population   | 9.59  | 0.98      |
| ter_educ <sup>7</sup>            | Adult population (25 yrs >) share with tertiary education             | 0.03  | 0.02      |
| hdi <sup>6</sup>                 | HDI levels  | 0.51  | 0.05      |
| rur_pop <sup>7</sup>             | Rural population share  | 44.77 | 19.72     |
| illit_rate <sup>7</sup>          | Illiteracy Rate   | 31.49 | 7.28      |
| minwag_50 <sup>7</sup>           | % Population receiving less than 1/2 min wage                         | 70.52 | 8.41      |
| child_pop <sup>7</sup>           | Child population share  | 28.25 | 3.44      |
| elde_pop <sup>7</sup>            | Elderly population share  | 11.38 | 2.39      |
| unemploy <sup>7</sup>            | Unemployment rate   | 0.09  | 0.04      |
| agr_fish <sup>7</sup>            | Agriculture, forestry, fishing share of employment                    | 43.36 | 16.36     |

|                         |   |       |      |
|-------------------------|---|-------|------|
| manufact <sup>7</sup>   | Manufacturing share of employment           | 5.66  | 5.84 |
| constr <sup>7</sup>     | Construction share of employment            | 6.34  | 2.99 |
| retail <sup>7</sup>     | Retail share of employment                  | 11.14 | 4.89 |
| tour_resta <sup>7</sup> | Tourism and Restaurants share of employment | 2.00  | 1.72 |

---

N=1794; Source:

<sup>1</sup> Brazilian Institute of Geography and Statistics – IBGE (2017)

<sup>2</sup> National Treasury (2017)

<sup>3</sup> Ministry of Labour and Employment (2017)

<sup>4</sup> Brazilian Electricity Regulatory Agency – ANEEL (2020)

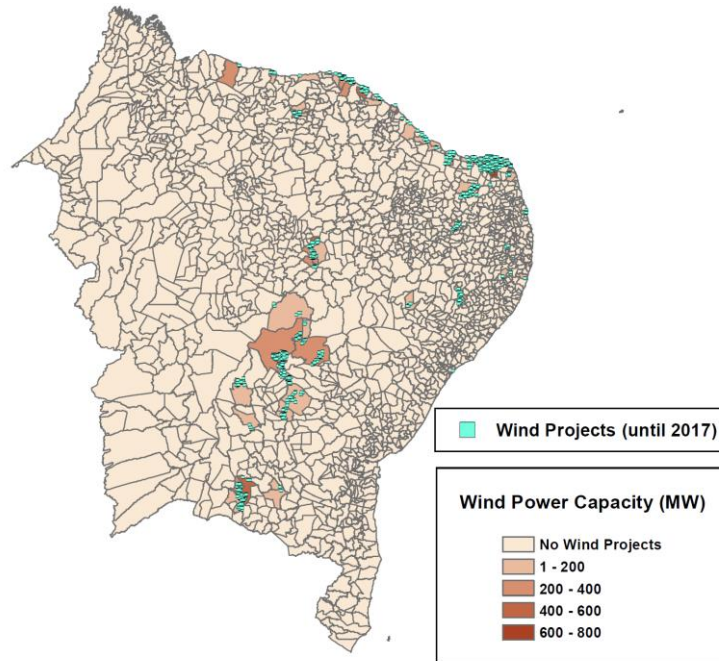
<sup>5</sup> Global Wind Atlas (2020)

<sup>6</sup> United Nations Development Programme – UNDP (2010)

<sup>7</sup> Brazilian Institute of Geography and Statistics – IBGE - average Census 2000 and 2010 - (2010)

The literature was used in order to select which outcome variables could be useful in the current study. GDP per capita captures if there was any economic growth in the region due to wind power development (Galvão et al., 2020). Tax revenue accounts for variations on the city tax collection that could be potentially reinvested on local needs (Xia and Song, 2017). Employment looks for variations on the formal labor market, the amount of formal jobs is provided locally (Brown, 2011). Real average wage aims to consider if an insertion of a new wind project could impact the local purchasing power of its citizens in comparison to other cities in the region (Brown et al., 2012).

In terms of the wind power capacity, Figure 3 shows the operating wind projects throughout the period of 2005 to 2017. In the image it is possible to see that during this time, wind projects were constructed in 71 cities out of the 1794 in the whole region.



Source: Brazilian Electricity Regulatory Agency

Figure 3 – Cities wind power capacity map - Northeast

For the control variables, this empirical analysis considers the cities’ characteristics at the initial year (2005), which are calculated by the average of the 2000 and 2010 Census data (IBGE, 2010). The literature was used to choose the control variables that are unrelated with wind power development but can potentially explain the outcome variables. Population (*lnpop*) and poverty rate (*minwag\_50*) are determinants of economic demand (Deller et al., 2001). The human capital is measured by illiteracy rate (*illit\_rate*) and adult population share with tertiary education (*ter\_educ*). These rates are meant to demonstrate whether the local population is more educated and could theoretically bring economic dividends to the cities (Pelinescu, 2014). The Human Development Index (*hdi*) is known to be an important foundation for measuring economic prosperity (Grubaugh, 2015). The rural population share variable (*rur\_pop*) is used because the literature has proved its impact on income and employment, specially where urban and rural places are constantly interacting, such as the Northeast of Brazil (Castle et al., 2011). The child and elderly population shares (*child\_pop* and *elde\_pop*) are intended to absorb the demographic characteristics of each city (Bloom, 1999). The unemployment rate (*unemploy*) is meant to capture



the comparative reduction of productivity (Gordon, 2001). Finally, the share of employment in different sectors (*agr\_fish, manufact, constr, retail, tour\_rest*) control for economic expansion and, depending on how they are divided in the city, completely different outcomes can occur (Brown et al, 2012).

Overall, not all control variables are used to measure the changes in all outcome variables. In the GDP per capita model, the rural, child, and elderly population shares are not included, as the study couldn't find empirical evidences suggesting correlation. For measuring tax revenue, the equation only includes HDI and all sector shares of employment, as the other variables are not considered relevant. In the last two, employment and real average wage, all mentioned controlled variables are included, as the empirical evidences can be used as validation of their importance. Table A of the appendix summarizes which control variables were considered for each model.

As previously mentioned, apart from population (*lnpop*), all other control variables are an average of the 2000 and 2010 Censuses. Because of this lack of data variation over time, they couldn't be considered on the OLS regression. In addition, even though it's not included in Table 1 of variables, the OLS model also considered city fixed effects to control for characteristics that remain fixed for cities over time. And time fixed effects to control for features that may have occurred in a time-period that was constant for all cities.

Moreover, it is important to mention that the data set considered in the paper has some limitations. First, the study does not capture changes in the informal labor market caused by wind power development. The employment data just considers formal work. This is because there is no reliable data on informal employment at the city-level in the region. As the Northeast of Brazil can be considered a less developed region, by not including the informality in the model, an important proportion of economic impact in the region may be ignored (Amuedo-Dorantes, 2004). Second, no prices variations are considered in the independent variables, as no data is available on local price of tradable or nontradable goods. Third, the control variables were an average of the 2000 and 2010 Censuses (IBGE, 2010), so they do not vary over time and couldn't be considered in the OLS regression. They were only considered for the first-difference regression with instrumental variables, as data from the initial year (2005). In general, the Brazilian Census occurs every 10

years, but due to the current crises of Covid-19 the 2020 Census was postponed to 2021. The initial idea was to include the 2020 Census to regress based on the variation in the control variable. Due to all these limitations and the fact that data is not disaggregated, all interpretation of its results should consider these aspects.

## 5. Empirical Model

During this section the model used to measure the long-term local economic consequences of wind power development is explained. As already mentioned, the outcome variables are GDP per capita, tax revenue, employment and real average wage, all analyzed at the city level.

The hypothesis is that the economic growth of these places is caused by the cities' socio-economic aspects but also due to the wind power development. Therefore, to analyze the changes in the mentioned outcome variables over time, different methods are used. First, a simple OLS was tested. To do that, the study assumed that the change in all outcome variables – GDP per capita, tax revenue, employment and wage ( $y$ ) – are impacted by the accumulated capacity of wind power at the city level ( $lnw\_pow\_accum\_capac$ ) and by its population ( $lnpop$ ). In addition, to try to control for omitted variable bias, the paper inserts city fixed effects ( $\delta_i$ ) to control for characteristics that remains fixed for cities over time. And it includes time fixed effects ( $\delta_t$ ) to control for features that may have occurred in a time-period that were constant for all cities.

It's important to mention that the intention was to include all socio-economic control variables in this scenario. However, apart from population, all the others control variables, as mentioned in Section 4, do not vary overtime due to lack of data. Thus, it became difficult to consider important characteristics such as unemployment rate or rural population share in the OLS regression (1).

Ordinary least squares (OLS):

$$ln(y_{it}) = \alpha + \beta_1 ln(w\_pow\_accum\_capac_{it}) + \beta_2 ln(pop_{it}) + \delta_i + \delta_t + \varepsilon_{it} \quad (1)$$

Where:

- $ln(y_{it})$ : log of the outcome variables (GDP per capita, tax revenue, employment and wage) in the city  $i$  at the time  $t$ .

- $\ln(w\_pow\_accum\_capac_{it})$ : log of accumulated capacity of wind power in the city  $i$  at the time  $t$ .
- $\ln(pop_{it})$ : log of the city's population in the city  $i$  at the time  $t$ .
- $\delta_i$ : city fixed effects
- $\delta_t$ : time fixed effects

Another potential issue is that the OLS estimator is only consistent when the regressors are exogenous. Nonetheless, in the current scenario, the construction of a new wind power plant might not be random and therefore suffers endogeneity. This would occur because a variation on GDP per capita, tax revenue, employment and real average wage (dependent variables) may impact the wind power development (independent variable). For instance, an increase in employment due to an insertion of a new manufactory industry could generate a demand for energy supply, such as wind energy. Therefore, the location of a new wind power plant can be driven by a surge in local demand for wind energy due to higher economic activities.

Apart from that, another cause of endogeneity are the unobserved characteristics that could affect the outcome variables. For example, the Northeast of Brazil is the least developed region of the country and because of that, may suffer from poor infrastructure and lack of economic competitiveness. Consequently, these unobserved factors could potentially be related with the wind power development in the region, bringing endogeneity to the model and making the OLS regressor biased.

Therefore, to be able to solve the endogeneity problem, an IV regression method would be the most indicated. This is because the IV would remove the endogeneity by affecting only the dependent variable through the explanatory variable. For this paper, the suggested IV is *wind\_quality*, measured by the wind speed at a height of 100m. In terms of exogeneity, the wind quality is a plausible solution because the strength of the local wind comes from nature, therefore exogenous, and directly impacts the explanatory variable ( $\ln w\_pow\_accum\_capac$ ) but has no effect on the GDP per capita, tax revenue, employment and real average wage. In terms of relevance, wind speed is the major determinant for the construction of a new power plant, as exemplified in Figure 2 in Section 2. Overall, places with higher wind speed (better wind quality) are more likely to receive wind power plants, therefore it is potentially a relevant IV. To be able

to prove the relevant condition, the study checks whether the F-statistics estimate of *wind\_quality* in the first stage is sufficiently large and significant with the regression (2).

In addition, there is another factor to be considered in the model. The variable *wind\_quality* is not time variant. Wind is an intrinsic characteristic of the cities, not varying over time and that is one of the main reasons why enterprises decide to invest on a long-term wind power project in one city rather than another. To solve this conflict, the article could either try to make the wind quality time variant by interacting it with a variable that varies over time and is exogenous or run the second stage specification in a first-difference regression. The paper chooses the latter, as shown below, because it brings a more reliable result as the region suffers from lack of data, specially at the municipal level.

First stage:

$$\ln(w\_pow\_accum\_capac_i) = \alpha + \beta_3 wind\_quality_i + \beta_i X_i + \varepsilon_{it} \quad (2)$$

Second stage:

$$\Delta \ln(y_i) = \alpha + \beta_4 \ln(w\_pow\_accum\_capacIV_i) + \beta_i X_i + \varepsilon_{it} \quad (3)$$

Where:

- $\ln(w\_pow\_accum\_capac_i)$ : log of accumulated capacity of wind power in the city i, in the first stage
- $wind\_quality_i$ : wind speed at 100m high at the city i
- $\beta_i$ : vector of betas
- $X_i$ : vector of city level control variables at the initial year
- $\Delta \ln(y_i)$ : difference between log of y in the city i at time t and log of y in the city i at the time t-1 (initial year)
- $\ln(w\_pow\_accum\_capacIV_i)$ : log of wind power plant capacity estimated in the first stage

The first difference method is a transformation of data by taking the difference of adjacent time periods, where the earlier time period is subtracted from the later time period. Under the assumptions that the sample is random, with strict exogeneity, errors are non-auto correlated and

without multicollinearity, the first difference estimator is unbiased and consistent. By doing this method, the city fixed effects are already controlled by taking the first difference of the dependent variable. It has the benefits of addressing the problem of potential omitted variable bias and works when the data is not disaggregated, as in this study. The interpretation of the outcome coefficients is equivalent to having the growth rate of the dependent variables (Wooldridge, 2006). Overall, given the availability of data and the objective of the study, added to the fact of wind quality not being time variant, the paper considers first difference as the most appropriate method in order to measure the outcome variables.

Moreover, as described in Section 4, the 2020 Census was not concluded due to the Covid-19 pandemic. Because of this, the  $\Delta X_{it}$ , which would also consider the control variable values of the final year, could not be included in the method. Vector  $X_i$ , used in the formula, contains a rich set of controls for different characteristics from the start of the analyzed period (2005), that might independently affect the outcome variables (Dorn and Hanson, 2013). In the present study, controlling for the initial year is aimed at capturing different initial characteristics of the cities and how it affected the outcome variables, but not necessarily the variation of these features. The method was calculated with robust standard errors.

In conclusion, the paper uses first difference regression with an instrumental variable to measure the economic impact that wind power development causes to the cities that receive these types of projects, when comparing to cities without wind projects in the Northeast of Brazil between 2005 and 2017.

## 6. Results and Discussion

The paper presents four sets of results in order to estimate the economic impact of wind power development on local economies: GDP per capita (Table 2), tax revenue (Table 3), employment (Table 4) and wage (Table 5). Each table shows in summary the OLS, the 1<sup>st</sup> and the 2<sup>nd</sup> stage, varying the mentioned outcome variable. The goal of the first stage is to calculate the instrumental value, *wind quality*, to be used in the 2<sup>nd</sup> stage, as well as to test its relevance. Variable relevance is measured by analyzing if F-statistics is higher than 10. The 2<sup>nd</sup> stage applies the first-difference method and uses the IV variable constructed as the predicted values estimated in the 1<sup>st</sup> stage. All the analyses are done by considering implemented wind power projects between 2005 and 2017

from all 1794 cities in the Northeast of Brazil. Projects under construction or development are not considered by this model.

Regarding the literature, Section 3 brings important descriptions about the expected impact of building wind power plants on the local economy. The results were mixed as completely antagonistic outcomes were found, depending on the country, type of energy and scale analyzed. However, by considering only the literature focused on the Northeast of Brazil, the economic impact found was negative or insignificant in employment, wage and GDP, as described by Brown (2011) and Galvão et al. (2020).

In the present paper, the results shown in Table 2 illustrate the values obtained from the models estimating the impact on GDP per capita. In the OLS column, wind power development, measured by log of capacity of wind power plants, was found to have a statistically significant and positive impact on GDP per capita. However, as described on the empirical strategy model, the present paper considers that OLS estimator can potentially be biased as it may suffer from lack of data and endogeneity. Because of that, an IV is used, *wind quality*. In the 1<sup>st</sup> stage it's possible to see that the wind quality is relevant as F-statistic is 53.71. The 2<sup>nd</sup> stage uses first-difference methodology coupled with the estimated IV to calculate the GDP per capita and finds the capacity of wind power plants to be statistically insignificant. Other explanatory variables such as population, education level, percentage of people receiving less the half of minimum wage, unemployment rate and share of employment in different sectors are statistically significant at the 1% significance level. The difference between the OLS and first difference with IV model reaffirms the potential bias in the OLS estimator.

The empirical analysis considers cities' characteristics at the initial year (2005), with its control variables, which are the average of the 2000 and 2010 Censuses (IBGE, 2010). The idea is to have control variables unrelated with wind power development that could potentially explain the outcome variables. Thus, because of the already described limitations on the Section 4, the only variable that could be considered over time and within the OLS regression is population (*lnpop*), which is described as one of the limitations of the paper in the data section.

**Table 2 - GDP per capita**

| Variables   | (1)<br>OLS -<br>GDP per<br>capita | (2)<br>1st Stage –<br>Capacity | (3)<br>2nd Stage -<br>GDP per<br>Capita |
|---|-----------------------------------|--------------------------------|---|
| Wind Quality  |                                   | 0.222***<br>(0.03)             |   |
| Log of Capacity of Wind Power Plants                | 0.062***<br>(0.003)               |                                | 0.001<br>(0.04)                         |
| Log of Population                                   | -0.62***<br>(0.016)               | 0.093***<br>(0.03)             | -0.04***<br>(0.01)                      |
| Adult population (25 yrs >) with tertiary education |                                   | 0.57<br>(1.61)                 | 4.15***<br>(0.63)                       |
| HDI levels  |                                   | -0.032<br>(0.89)               | -0.23<br>(0.34)                         |
| Illiteracy Rate                                     |                                   | -0.007*<br>(0.004)             | 0.003*<br>(0.002)                       |
| % Population receiving less than 1/2 min wage       |                                   | 0.012**<br>(0.005)             | 0.007***<br>(0.002)                     |
| Unemployment rate                                   |                                   | -0.29<br>(0.49)                | -1.14***<br>(0.25)                      |
| Agriculture, forestry, fishing share of employment  |                                   | -0.002<br>(0.004)              | 0.005***<br>(0.002)                     |
| Manufacturing share of employment                   |                                   | -0.002<br>(0.006)              | 0.006***<br>(0.002)                     |
| Construction share of employment                    |                                   | -0.011<br>(0.008)              | 0.012***<br>(0.004)                     |
| Retail share of employment                          |                                   | -0.002<br>(0.008)              | 0.017***<br>(0.003)                     |
| Tourism and Restaurants share of employment         |                                   | 0.027*<br>(0.015)              | 0.011<br>(0.007)                        |
| Constant  | 13.96***<br>(0.15)                | -2.44***<br>(0.92)             | 0.48<br>(0.33)                          |
| R-squared   | 0.94                              | 0.09                           | 0.085                                   |
| City FE   | YES                               |                                |   |
| Year FE   | YES                               |                                |   |
| F-test  |                                   | 53.71                          |   |

Standard errors in parentheses  
\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Table 3 summarizes the results in terms of tax revenue. For the OLS, the log of capacity of wind power plants is positive and statically significant. In the 1<sup>st</sup> stage, wind quality is confirmed

to be a relevant IV for the model with F-statistics 51.99. In addition, on the 2<sup>nd</sup> stage, when the log of capacity of wind power plants is instrumented by *wind quality*, the independent variable is still positive and statistically significant at the 1% significance level, suggesting that a 1% increase in the log of wind power capacity brings a 0.26% rise in the city's tax revenue over the sample period from 2005 to 2017. Moreover, it's possible to see that apart from the main studied explanatory variable, the initial level of population and shares of employments from different sectors are statistically significant and have a positive impact on the changes of tax revenue.

**Table 3 - Tax Revenue**

| Variables  | (1)<br>OLS -<br>Tax Revenue | (2)<br>1st Stage -<br>Capacity | (3)<br>2nd Stage -<br>Tax Revenue |
|--|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|
| Wind Quality                                       |                             | 0.214***<br>(0.03)             |                                   |
| Log of Capacity of Wind Power Plants               | 0.152***<br>(0.008)         |                                | 0.257***<br>(0.06)                |
| Log of Population                                  | 0.531***<br>(0.05)          | 0.109***<br>(0.03)             | 0.184***<br>(0.02)                |
| HDI levels   |                             | -0.411<br>(0.603)              | 0.504<br>(0.495)                  |
| Agriculture, forestry, fishing share of employment |                             | -0.001<br>(0.004)              | 0.005*<br>(0.003)                 |
| Manufacturing share of employment                  |                             | -0.004<br>(0.005)              | 0.009***<br>(0.003)               |
| Construction share of employment                   |                             | -0.014**<br>(0.007)            | 0.0005<br>(0.007)                 |
| Retail share of employment                         |                             | -0.005<br>(0.007)              | 0.014**<br>(0.005)                |
| Tourism and Restaurants share of employment        |                             | 0.026*<br>(0.015)              | 0.026**<br>(0.012)                |
| Constant   | 7.57***<br>(0.441)          | -1.68***<br>(0.511)            | -1.28***<br>(0.368)               |
| R-squared  | 0.910                       | 0.086                          | 0.156                             |
| City FE  | YES                         |                                |                                   |
| Year FE  | YES                         |                                |                                   |
| F-test   |                             | 51.99                          |                                   |

Standard errors in parentheses  
\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1



Considering employment as the outcome variable (Table 4), the OLS model shows that the capacity of wind power plants is statistically insignificant. Then, the study performs a 1<sup>st</sup> stage equation and demonstrates that *wind quality* is a relevant IV with a F-statistics of 54.01. With the IV estimated in the first stage, the 2<sup>nd</sup> stage is performed, and the capacity of wind power plants becomes statistically significant, at the 5% significance level, and negatively correlated with employment. From the coefficient, it's possible to conclude that a 1% increase on wind power capacity generates a 0.123% decrease in employment levels between 2005 and 2017. Furthermore, other explanatory variables were statistically significant, such as HDI, rural and child population shares, illiteracy rates and retail sector share of employment. To interpret these results, it's important to realize that they are based on values from the initial year (2005) of each city. Therefore, regarding illiteracy rate for example, cities with higher rates initially, decreased the employment levels throughout time.

**Table 4 - Employment**

| Variables   | (1)<br>OLS -<br>Employment | (2)<br>1st Stage -<br>Capacity | (3)<br>2nd Stage -<br>Employment |
|---|----------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| Wind Quality  |                            | 0.224***<br>(0.03)             |                                  |
| Log of Capacity of Wind Power Plants                | 0.004<br>(0.006)           |                                | -0.123**<br>(0.056)              |
| Log of Population                                   | 0.18***<br>(0.032)         | 0.061*<br>(0.032)              | 0.03<br>(0.022)                  |
| Adult population (25 yrs >) with tertiary education |                            | -0.37<br>(1.65)                | 2.43*<br>(1.35)                  |
| HDI levels  |                            | 0.97<br>(0.88)                 | -2.75***<br>(0.79)               |
| Rural population share                              |                            | 0.003*<br>(0.002)              | 0.003**<br>(0.001)               |
| Illiteracy Rate                                     |                            | -0.003<br>(0.004)              | -0.017***<br>(0.004)             |
| % Population receiving less than 1/2 min wage       |                            | 0.006<br>(0.006)               | -0.002<br>(0.004)                |
| Child population share                              |                            | 0.003<br>(0.012)               | 0.020*<br>(0.011)                |
| Elderly population share                            |                            | -0.031**<br>(0.015)            | -0.020<br>(0.014)                |
| Unemployment rate                                   |                            | -0.295                         | -0.797                           |

|  |          |          |          |
|--|----------|----------|----------|
|  |          | (0.51)   | (0.49)   |
| Agriculture, forestry, fishing share of employment |          | -0.002   | 0.001    |
|  |          | (0.004)  | (0.003)  |
| Manufacturing share of employment                  |          | -0.004   | -0.003   |
|  |          | (0.006)  | (0.003)  |
| Construction share of employment                   |          | -0.015*  | 0.004    |
|  |          | (0.008)  | (0.006)  |
| Retail share of employment                         |          | 0.003    | 0.016*** |
|  |          | (0.008)  | (0.005)  |
| Tourism and Restaurants share of employment        |          | 0.021    | -0.009   |
|  |          | (0.016)  | (0.009)  |
| Constant   | 4.694*** | -2.226** | 1.705**  |
|  | (0.304)  | (0.926)  | (0.759)  |
| R-squared  | 0.948    | 0.096    | 0.032    |
| City FE  | YES      |          |          |
| Year FE  | YES      |          |          |
| F-test   |          | 54.01    |          |

---

Standard errors in parentheses  
\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Finally, Table 5 shows the results from the models estimating impacts on wage. First, the OLS is presented, and the capacity of wind power plants is seen as statistically insignificant. After, the 1<sup>st</sup> stage is detailed, demonstrating that the IV, *wind quality*, is relevant with F-statistics of 54.01. Then, with the IV from the 1<sup>st</sup> stage, the 2<sup>nd</sup> stage is performed, demonstrating that the capacity of wind power plants is statistically significant at the 10% significance level, and has a negative impact on wage levels. In fact, a 1% increase in the capacity of wind power plants reduced wages by 0.032% from 2005 to 2017. Other independent variables such as population, HDI, percentage of population receiving less than half of the minimum wage, child and elderly population shares and unemployment rates bring some added explanatory power to the results. As mentioned, these variables control for the initial year (2005), and thus we can conclude that cities with initially higher unemployment rates had a reduction on wages (as the coefficient is negative) between the beginning and the end of the period.

**Table 5 – Real Average Wage**

| Variables   | (1)<br>OLS - Wage   | (2)<br>1st Stage -<br>Capacity | (3)<br>2nd Stage -<br>Wage |
|---|---------------------|--------------------------------|----------------------------|
| Wind Quality  |                     | 0.224***<br>(0.031)            |                            |
| Log of Capacity of Wind Power Plants                | 0.0039<br>(0.005)   |                                | -0.032*<br>(0.019)         |
| Log of Population                                   | 0.178***<br>(0.032) | 0.061*<br>(0.032)              | -0.031***<br>(0.006)       |
| Adult population (25 yrs >) with tertiary education |                     | -0.369<br>(1.65)               | 0.500<br>(0.346)           |
| HDI levels  |                     | 0.973<br>(0.881)               | 0.597**<br>(0.239)         |
| Rural population share                              |                     | 0.0034*<br>(0.002)             | 0.0007*<br>(0.0004)        |
| Illiteracy Rate                                     |                     | -0.003<br>(0.004)              | 0.003**<br>(0.001)         |
| % Population receiving less than 1/2 min wage       |                     | 0.006<br>(0.006)               | 0.007***<br>(0.001)        |
| Child population share                              |                     | 0.003<br>(0.012)               | 0.01***<br>(0.003)         |
| Elderly population share                            |                     | -0.031**<br>(0.015)            | 0.01***<br>(0.003)         |
| Unemployment rate                                   |                     | -0.295<br>(0.509)              | -0.329**<br>(0.155)        |
| Agriculture, forestry, fishing share of employment  |                     | -0.002<br>(0.004)              | -0.0003<br>(0.0009)        |
| Manufacturing share of employment                   |                     | -0.004<br>(0.006)              | -0.0008<br>(0.0011)        |
| Construction share of employment                    |                     | -0.015*<br>(0.009)             | 0.0018<br>(0.002)          |
| Retail share of employment                          |                     | 0.003<br>(0.008)               | 0.00015<br>(0.0016)        |
| Tourism and Restaurants share of employment         |                     | 0.020<br>(0.016)               | -0.006*<br>(0.003)         |
| Constant  | 4.694***<br>(0.304) | -2.226**<br>(0.926)            | 0.351<br>(0.214)           |
| R-squared   | 0.948               | 0.096                          | 0.155                      |
| City FE   | YES                 |                                |                            |
| Year FE   | YES                 |                                |                            |
| F-test  |                     | 54.01                          |                            |

Standard errors in parentheses  
\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

In summary, this section shows that the accumulated wind power plant capacity has a statistically insignificant impact over GDP per capita while it brings positive effects on tax revenue and negative consequences on employment and real average wage levels. These analyses are done considering the impacts over the local economies, with city level data, from 1794 different municipalities in the Northeast of Brazil between 2005 and 2017.

The present study considers these results in line with the literature review because even though there are many papers showing a positive effect on GDP per capita, employment and wages in different parts of the world, when analyzing the Northeast of Brazil, Brown (2011) and Galvão et al. (2020) demonstrate that the reality in this region is the opposite. Furthermore, in terms of tax revenue, the results are not in line with Xia and Song (2017) that found a negative effect on fiscal revenue in Chinese cities. This can be explained by the fact that Brazil is a highly decentralized country (Rodríguez-Pose and Gill, 2003), with one of the major taxes, ISS<sup>1</sup>, directly paid by wind energy producers to the municipality (CCEE, 2018). In general, with all the presented results, it's possible to see that the increase in tax revenue is not reinvested in better public services to the local population. This is in line with what Caselli and Michaels (2013) found in Brazil where energy producing cities have higher levels of corruption.

Furthermore, wind energy contributes to job creation mainly in the turbine manufacturing industry and in the construction of the parks (Costa et al., 2009). However, as describe in the previous sections, the paper captures only the long-term impact, most specifically, from the operational phase. No short-term impact from the development and construction phases are included in the model. Therefore, as manufacturing does not necessarily happen in the same city as the wind power plants are installed, analyzing the local economic impact does not capture any job creation from manufacturing or other phases.

---

<sup>1</sup> The Brazilian tax system has a wide variety of taxes, among them ISS (Service Tax), is a tax collected by the municipalities and the Federal District. Charged by companies and freelance professionals, ISS focuses on an extensive list of services, ranging from different health segments, transportation, energy and construction (CCEE, 2018).

Overall, even though Ploeg (2011) and Brown (2011) argue that the quality of local institutions matter, and the hospitality sector was negatively impacted by wind projects in Brazil, it's hard to affirm the main causes of the observed variations presented in this paper. This is because of the mentioned limitations on Section 4 and the fact that the data available was not disaggregated, makes it more difficult to give reasons behind the results. Therefore, the paper works as a general observation of the economic impacts caused by wind power development on local economies, considering the Northeast region of Brazil.

## 7. Conclusion

The purpose of the present paper was to test the hypothesis that wind power development brings a positive economic impact to cities. This was done with an empirical analysis using OLS methods and first-differences with *wind quality* as the instrumental variable. Local data from seven different sources were considered, covering all 1794 cities in the Northeast of Brazil between 2005 and 2017.

Firstly, the paper described the electricity and wind power sectors in Brazil, showing the significant increase of wind in the country's energy matrix in recent years and the instruments by which this occurs. After, the literature review identified the mechanisms at play based on a conceptual framework with empirical evidences and theoretical models, allowing the study to have a more comprehensive view of the different methods and potential results. This analysis showed that mixed and often antagonistic outcomes are concluded by different authors regarding the impact of energy on economies, depending on scale, source and context. Then, the data used was described as well as its different limitations, followed by an explanation of the rationale behind the empirical model utilized in the article. The results of the regression suggest that wind power development has a statistically insignificant impact on GDP per capita but a positive effect on tax revenue and negative on employment and real average wage levels, all considered on a city basis. With these results, the study was able to investigate the long-term local economic impact of wind power development in the Northeast of Brazil, focusing on the operational phase of the wind projects. No short-term impact from the development and construction phases or job creation from turbine manufacturing industries in other cities are included in the model.

Overall, the paper works as a general observation of the economic impacts caused by wind power development on local economies. It was possible to see that the consequences to the labor market were not necessarily positive. Because of this, policy implications of the results are crucial, particularly from a city perspective. As demonstrated by Silva and Lambert (2012), the job creation in renewable energy projects is directly related to a strong public policy support. By considering the case of the Northeast of Brazil, problems related to weak public policy are frequently seen. For example, even though the local content legislation works properly and gives positive results on the manufacturing of the wind turbines in Brazil (Ferreira, 2017), the results cannot be observed in this study as cities with wind farms are not contemplated specifically within the legislation aiming to boost activities on a national level. Instead, it is focused on a country approach, which does not incentivize the development of local regional capacities for the construction and operation phases of wind farms in the Northeast of Brazil specifically. This shows that in a country of continental proportions such as Brazil, it is important to look at public policy on a national level, but also on a local level in order to make sure that cities with wind development potential, such as the ones in the Northeast of Brazil, can benefit from the economic development. It is also important to note that the literature clearly shows, as demonstrated by both Ploeg (2011) and Caselli and Michaels (2013), the importance of having strong institutions and accountability as population can oftentimes be impacted negatively with the increase of local economic activity in the energy sector due to corrupted government systems.

In general, wind power development should not be considered a curse for local economies. But, for it to become a blessing, it is recommended that the arguments above are taken into consideration when instating public policy to ensure positive economic impacts reach local population. Finally, further research should be done in order to learn more about the determinants of the economic impacts of wind projects on local economies by considering this study's data limitations and region specificities. As a suggestion, analyses could include census data post Covid-19 pandemic in control variables, a more disaggregated data study with better granularity, or make comparisons by looking at cities in a different region of Brazil.

## References

ABDI, (2017). Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial. Atualização do Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil.

ABEEólica, (2020). Brazilian wind energy association. Infovento 2020. [online] Available at: [http://abeeolica.org.br/formato\\_docs/infovento/](http://abeeolica.org.br/formato_docs/infovento/). [Accessed 05 Aug. 2020].

ABRACEEL, (2019). Brazilian energy trading association. Nordeste é responsável por 86% da produção de energia eólica no país. [online] Available at: <https://abraceel.com.br/>. [Accessed 05 Aug. 2020].

Amuedo-Dorantes, C. (2004). Determinants and Poverty Implications of Informal Sector Work in Chile. *Economic Development and Cultural Change*, 52(2), 347-368. Doi:10.1086/380926.

ANEEL, (2020). Brazilian Electricity Regulatory Agency. [online] Available at: <https://www.aneel.gov.br/dados/geracao>. [Accessed 21 Jul. 2020].

Bloom et al. (1999). Demographic Change and Economic Growth in Asia. CID Working Paper Series 1999.15, Harvard University, Cambridge, MA, May 1999.

Brown, J. Pender, J. Wisner, R. Lantz, E. Hoen, B. (2012). Ex post analysis of economic impacts from wind power development in U.S. counties. *Energy Economics* 34 (2012) 1743–1754.

Brown, K. (2011). Wind power in northeastern Brazil: Local burdens, regional benefits and growing opposition, *Climate and Development*, 3:4, 344-360, DOI: 10.1080/17565529.2011.628120.

Caselli, F., and Michaels, G. (2013). Do oil windfalls improve living standards? Evidence from Brazil, *American Economic Journal: Applied Economics*, 5(1), 208–238.

Castle, E. N., Wu, J. J., Weber, B.A., 2011. Place orientation and rural–urban interdependence. *Appl. Econ. Perspect. Policy* 33 (2), 179–204.

CCEE, (2018). Câmara de comercialização de energia elétrica. Obrigações Fiscais na comercialização de energia elétrica.

Coriolis Energy, (2020). The Wind farm life cycle. [online] Available at: [http://www.coriolis-energy.com/landowners/wind\\_farm\\_life\\_cycle.html](http://www.coriolis-energy.com/landowners/wind_farm_life_cycle.html). [Accessed 09 Aug. 2020].

Costa, R. A., Casotti, B. P., and Azevedo, R. L. S. Um panorama da indústria de bens de capital relacionados à energia eólica. Tech. rep., Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2009.

Deller, S et al. (2001). The role of amenities and quality of life in rural economic growth. *Am. J. Agric. Econ.* 83 (2), 352–365.

Dorn, D. and Hanson, G. (2013). The China Syndrome: Local Labor Market Effects of Import Competition in the United States. *American Economic Review* 2013, 103(6): 2121–2168 <http://dx.doi.org/10.1257/aer.103.6.2121>.

ECHO, (2018). Benefícios da energia eólica para o mundo. [online] Available at: <https://www.echoenergia.com.br/noticias/beneficios-da-energia-eolica-para-o-mundo///>. [Accessed 05 Aug. 2020].

Ernst, C. and Berg, J., (2009) ‘The Role of Employment and Labour Markets in the Fight against Poverty.’ OECD.

F. Xia and F. Song, (2017). Evaluating the economic impact of wind power development on local economies in China.

Fang, Y. (2011). Economic welfare impacts from renewable energy consumption: The China experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Volume 15, Issue 9, December 2011, Pages 5120-5128.

Ferreira, W. (2017). Política de conteúdo local e energia eólica: A experiência brasileira. Rio de Janeiro, 2017.



Fetter, A. and Ohler, I. (2014). The causal relationship between renewable electricity generation and GDP growth: A study of energy sources. *Energy Economics* Volume 43, May 2014, Pages 125-139.

Frederick Van Der Ploeg & Steven Poelhekke (2017) The Impact of Natural Resources: Survey of Recent Quantitative Evidence, *The Journal of Development Studies*, 53:2, 205-216, DOI: 10.1080/00220388.2016.1160069

Galvão, M., Santos, M., Silva, N., Silva, V. (2020). Connections Between Wind Energy, Poverty and Social Sustainability in Brazil's Semiarid.

Global Wind Atlas, (2020) [online] Available at: <https://globalwindatlas.info/downloads/gis-files>. [Accessed 14 Jul. 2020].

Gordon, 2001. Unemployment and spatial labour market: Strong adjustment and persistent concentration. In Martin, R., Morrison, P., (Ed.), *Geographies of Labour Market Inequality*. Routledge, London.

Grubaugh, S. (2015). Economic Growth and Growth in Human Development. *Applied Econometrics and International Development*. Vol. 15-2 (2015).

Hillenbrand, B., Buttermann, H., Behringer, J., Bleuel, M., (2006). The expansion of renewable energies and employment effects in Germany. *Energy Policy* 34 (2006) 3484–3494.

IBGE, (2010). Brazilian Institute of Geography and Statistics (IBGE). Census 2000 and 2010 [online] Available at: <https://censo2010.ibge.gov.br/> [Accessed 20 Jul. 2020].

IBGE, (2017). Brazilian Institute of Geography and Statistics. Produto Interno Bruto dos Municípios 2002-2017 [online] Available at: <https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/pib-munic/tabelas> [Accessed 23 Jul. 2020].

IBGE, (2018). Brazilian Institute of Geography and Statistics. Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua - PNAD Contínua. [online] Available at:

<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/trabalho/9171-pesquisa-nacional-por-amostra-de-domicilios-continua-mensal.html> [Accessed 05 Aug. 2020].

M. Markaki, A.Belegri-Roboli, P.Michaelides, S.Mirasgedis, D.P.Lalas. (2013). The impact of clean energy investments on the Greek economy: An input–output analysis (2010–2020). *Energy Policy*57(2013)263–275.

MLE, (2017). Ministry of Labour and Employment. [online] Available at: [http://bi.mte.gov.br/bgcaged/caged\\_rais\\_vinculo\\_id\\_1999/login.php](http://bi.mte.gov.br/bgcaged/caged_rais_vinculo_id_1999/login.php) [Accessed 11 Jul. 2020].

Montezano, B. (2012). Estratégias Para Identificação De Sítios Eólicos Promissores Usando Sistema De Informação Geográfica E Algoritmos Evolutivos.

Moretti, E. (2010). Local Multipliers. *American Economic Review: Papers & Proceedings* 100 (May 2010): 1–7. DOI: <http://www.aeaweb.org/articles.php?doi=10.1257/aer.100.2.1>.

National Treasury, (2017). Secretaria do Tesouro Direto. [online] Available at: [https://siconfi.tesouro.gov.br/siconfi/pages/public/declaracao/declaracao\\_list.jsf](https://siconfi.tesouro.gov.br/siconfi/pages/public/declaracao/declaracao_list.jsf). [Accessed 15 Jul. 2020].

ONS, (2020). Operador Nacional do Sistema Elétrico. O sistema interligado nacional. [online] Available at: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin> [Accessed 09 Aug. 2020].

Pedden, M. (2006). Analysis: economic impacts of wind applications in rural communities. NREL/SR-500-39099. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.

Pelinescu, E. (2011). The impact of human capital on economic growth. Institute for Economic Forecasting, Romanian Academy, Calea 13 Septembrie No.13, 050711, Bucharest, Romania.

Ploeg, F. (2011). Natural Resources: Curse or Blessing?. *Journal of Economic Literature* 2011, 49:2, 366–420, <http://www.aeaweb.org/articles.php?doi=10.1257/jel.49.2.366>.

Rodríguez-Pose, A. and Gill, N. (2003). The global trend towards devolution and its implications. *Environment and Planning C: Government and Policy*, 21, 3, 333-51.

Sastresa, E., Usón, A., Bribián, I., Scarpellini, S. (2010). Local impact of renewables on employment: Assessment methodology and case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010) 679–690.

Silva, G. (2003). Características de vento da Região Nordeste. *Análise, Modelagem e Aplicações para Projetos de Centrais Eólicas*.

Silva, P. and Lambert, R. (2012). The challenges of determining the employment effects of renewable energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 4667–4674.

Silva, R. McComb and A. Schiller, (2016). What Blows in with the Wind? *Southern Economic Journal* 2016, 82(3), 826–858 DOI: 10.1002/soej.12110.

Sink, T. (2010). Input-Output Models. *Encyclopedia of Geography*. SAGE Publications. 24 Nov. 2010. <[http://www.sage-ereference.com/geography/Article\\_n640.html](http://www.sage-ereference.com/geography/Article_n640.html)>.

UNDP, (2010). United Nations Development Programme. [online] Available at: <https://www.br.undp.org/content/brazil/pt/home/idh0/rankings/idhm-municipios-2000.html>. [Accessed 16 Jul. 2020].

Venkatraja. B (2019): Does renewable energy affect economic growth? Evidence from panel data estimation of BRIC countries, *International Journal of Sustainable Development & World Ecology*, DOI: 10.1080/13504509.2019.1679274.

Wooldridge, J. M. (2006). *Introductory econometrics: A modern approach*. Mason, OH: Thomson/South-Western.

## Appendix

**Table A: Variables Included in the Model**

| Variables   | GDP per Capita | Tax Revenue  | Employment | Wage     |
|---|----------------|--------------|------------|----------|
| Log of Capacity of Wind Power Plants                | Included       | Included     | Included   | Included |
| Log of Population                                   | Included       | Included     | Included   | Included |
| Adult population (25 yrs >) with tertiary education | Included       | Not Included | Included   | Included |
| HDI levels  | Included       | Included     | Included   | Included |
| Rural population share                              | Not Included   | Not Included | Included   | Included |
| Illiteracy Rate                                     | Included       | Not Included | Included   | Included |
| % Population receiving less than 1/2 min wage       | Included       | Not Included | Included   | Included |
| Child population share                              | Not Included   | Not Included | Included   | Included |
| Elderly population share                            | Not Included   | Not Included | Included   | Included |
| Unemployment rate                                   | Included       | Not Included | Included   | Included |
| Agriculture, forestry, fishing share of employment  | Included       | Included     | Included   | Included |
| Manufacturing share of employment                   | Included       | Included     | Included   | Included |
| Construction share of employment                    | Included       | Included     | Included   | Included |
| Retail share of employment                          | Included       | Included     | Included   | Included |
| Tourism and Restaurants share of employment         | Included       | Included     | Included   | Included |

## *VENTOS E CICLOS PARA MELHOR QUALIDADE DE VIDA*

**Daniella Almeida Silva, Leila Feitosa Santos**  
**[Daniella.silva@engie.com](mailto:Daniella.silva@engie.com), [leila.santos@external.engie.com](mailto:leila.santos@external.engie.com)**

### **Engie Brasil Energia**

#### **RESUMO**

A construção de ciclovias integradas a implantação de complexos eólicos representa um enorme passo em direção a uma interface mais inclusiva, mais justa e democrática com as comunidades. Mesmo que o sistema cicloviário ainda não esteja contemplado na construção e nas melhorias de acessos, eles representam um melhor aproveitamento do espaço viário, com menos emissão de carbono, mais saúde e segurança para seus cidadãos, menos estresse, menos congestionamento e menos mortes no trânsito. Nesse sentido, este artigo apresenta a implantação de um sistema ciclo viário alinhado com a etapa de abertura e melhoria de vias de acesso diretamente ou indiretamente interligados ao Projeto Engie de implantação de eólicas em Campo Largo na Bahia. As comunidades abrangidas pelas implantações do projeto merecem receber espaço seguro para circulação de automóveis, bicicletas e pedestres, somados à qualidade de vida melhor.

**Palavras-chave:** Ciclovias; Complexos Eólicos; Sistema Cicloviário; Espaço Viário.

#### **ABSTRACT**

The construction of bike paths integrated with the implementation of wind farms represents a huge step towards a more inclusive, fairer and more democratic interface with communities. Even though the cycling system is not yet included in the construction and improvement of access, they represent a better use of road space, with less carbon emissions, more health and safety for its citizens, less stress, less congestion and fewer deaths in traffic . In this sense, this article presents the implementation of a cycle road system in line with the stage of opening and improving access roads directly or indirectly connected to the Engie Project for the implementation of wind farms in Campo Largo, Bahia. The communities covered by the project's implementations deserve to receive a safe space for the circulation of cars, bicycles and pedestrians, in addition to a better quality of life.

**Keywords:** Bicycle lanes; Wind Complexes; Cycling System; Road Space.

## INTRODUÇÃO

As Construções de complexos eólicos, exigem ocupação de vastas áreas, e criam condições de tráfego intenso em seu entorno, na maioria das vezes de áreas pouco habitadas, cenários rurais. As vias de acesso preexistentes nestas localidades quase sempre são estradas rurais não projetadas, sem pavimentação, algumas até nem permitem fluxo de veículos não traçados, exigindo a melhorias destes ou até mesmo abertura de novas vias para assim promover tráfego para implantação de um complexo eólico. De uma forma geral, estas ações beneficiam os que residem nas vias de chegada aos parques, melhorando as condições de trafegabilidade e acessibilidades aos centros das cidades ou entre as comunidades circunvizinhas, no entanto, restringem aos usuários para uso de veículos automotivos, não abrangendo a mobilização democrática. Defende ainda a continuidade do uso do espaço público para fins particulares, priorizando o estacionamento de automóveis em detrimento da proteção à vida das pessoas. Além disso, comodidades e interesses econômicos individuais não podem sobrepujar a coletividade, a proteção à vida e o direito do cidadão que utiliza a bicicleta de circular com mais segurança, sem se sentir ameaçado por outros veículos.

A necessidade de implantação de um sistema cicloviário alinhado com a etapa de abertura e melhoria de vias de acesso diretamente ou indiretamente interligados aos projetos de implantação de eólicas, foi evidenciada no processo de implantação asfáltica ( TSD- Tratamento Duplo asfáltico ) de 23km, na Rodovia \_BA 369, no trecho a partir da rotatória da entrada da cidade de Umburanas, Bahia , até a Portaria do Complexo eólico Campo Largo I, aonde esta ação de benfeitoria da via de acesso, que promoveu os benefícios de melhor trafegabilidade aliada a eliminação de poeira nas comunidades ( Rodoleiro, Barriguda de Brasília e Federal). As ótimas condições de tráfego da via asfaltada e sinalizada, somados com a paisagem local (Serra do Gogó da Gata, Serra de Campo Largo ), foi de potencial desenvolvimento para uma fonte de lazer na cidade, promoveram condições para prática de atividades esportivas naquela região, antes não praticadas, como caminhadas e exercícios físicos ao ar livre e ciclismo com ênfase. Cresceu consideravelmente o número de usuários de bicicleta, ocupando os espaços no asfalto delimitados apenas para os automotivos.

Estas práticas esportivas, ocasiona um fator não programado, e potencializa o risco de acidentes / incidentes de trânsito com ciclistas e pedestres. Alguns dos riscos evidenciados no trecho da BA 369, foram:

- Pedalar nos horários de maior intensidade de tráfego (horários de mobilização e desmobilização de veículos da obra do Conjunto Eólico 05:00 as 08:00h e 17:30 às 19:00h);
- Pedalar lado a lado com outro ciclista, pois a via não possui acostamento (dê preferência a fila indiana);
- Pedalar a noite sem iluminação dianteira e traseira, bem como com vestimentas escuras (ausência total de iluminação na via);
- Ausência de meios de comunicação para acionar socorro em caso de necessidade (sem sinal de rede celular);
- Existência de valas de drenagem consideradas perigosas em determinados trechos da via;

- Tráfego de veículos pesados;
- Tráfego de veículos da comunidade sem iluminação, principalmente motos;
- Possibilidade de condutores embriagados conduzindo veículos na via;
- Animais na pista.

Como medida de prevenção foi desenvolvida pela Engie Brasil Energia, uma campanha destinada a orientação de trânsito dos seus condutores internos, e abrangente a população local, mais especificamente aos grupos de ciclismo da cidade. Dentre as ações desta campanha se destacaram as blitz educativas voltadas aos usuários da via e os treinamentos específicos de condução segura para ciclistas.

## **INICIATIVAS**

A ENGIE, em parceria com as empreiteiras contratadas para as obras do Conjunto Eólico Campo Largo, realizou uma blitz educativa na BA- 369, na cidade de Umburanas. A ação teve como objetivo alertar a população sobre os riscos e cuidados no trânsito.

Durante a blitz, foram distribuídos adesivos refletivos e panfletos para motoristas e motociclistas, com orientações sobre práticas seguras, a exemplo do cumprimento do limite de velocidade permitido, a utilização dos equipamentos de proteção, como capacetes, cinto de segurança, entre outros. A equipe alertou também para a importância da inspeção preventiva, antes de pegar a estrada, de itens fundamentais do veículo como pneus, faróis e lanternas.

Os pedestres e ciclistas, que costumam utilizar a rodovia para praticar exercícios físicos, também foram orientados, recebendo panfletos e adesivos refletivos para uso nas bicicletas e capacetes de ciclismo. Foram abordados os perigos na estrada de acesso ao canteiro de obras, uma vez que a via não possui acostamento e mantém um intenso tráfego de veículos pesados, aumentando assim o risco de acidentes.

**1-Aferição de pressão arterial e orientações de saúde a pedestres e Ciclistas**



**Fonte: ENGIE\_ Projeto Campo Largo II /Ba**

**2-Aferição de pressão arterial e orientações de saúde a pedestres e ciclistas**



**Fonte: ENGIE\_ Projeto Campo Largo II /Ba**

**3-Orientações e entrega de panfletos**



**4-Orientações e entrega de panfletos**





Os grupos de ciclismo receberam treinamento específico com ênfase nos riscos e suas respectivas medidas de segurança, sendo estas:

Use Sempre o capacete de proteção.

- Coloque um farol na bicicleta para quando for pedalar à noite.
- Instale Itens de segurança como sinalização traseira, retrovisor esquerdo e faixas refletivas instaladas no aro, além das faixas refletivas dos pedais.
- Jamais pedale na contramão. O correto é pedalar na mesma direção dos veículos.
- Evite trafegar junto aos ônibus e caminhões. Não pedale em ziguezague, mas sempre em linha reta.
- Não fixe o olhar em um único ponto, mantenha a visão do conjunto do trânsito.
- Use roupas claras ou chamativas, principalmente quando for pedalar a noite.
- Não permaneça espremido entre dois carros, ou pior ainda, entre ônibus!
- Tome cuidado com a abertura das portas dos carros estacionados!
- Evite pedalar em locais onde você não pode ser visto.
- Procure ouvir o trânsito, como a aproximação de ônibus e caminhões.
- Não fique o tempo todo olhando para trás, somente nos momentos de mudança de faixa e direção. Preocupe-se com o que está a frente!
- Não pedale escutando música em fone de ouvido. A audição isolada diminui a percepção do trânsito, que deve ser visto e ouvido!
- Quando estiver em grupo, ande sempre em fila única.

As orientações de segurança foram passadas no treinamento de condição segura para os ciclistas , foi registrado na sequência de imagens abaixo :

**5-Treinamento de Condução segura para Ciclistas**



**Fonte: ENGIE\_ Projeto Campo Largo II /Ba**

**6-Treinamento de Condução segura para Ciclistas**



**Fonte: ENGIE\_ Projeto Campo Largo II /Ba**

**7-Adesivação das bicicletas e capacetes com fitas refletivas**



**Fonte: ENGIE\_ Projeto Campo Largo II /Ba**

**8-Adesivação das bicicletas e capacetes com fitas refletivas**



**Fonte: ENGIE\_ Projeto Campo Largo II /Ba**

## METODO

Implantação de sistema ciclo viário alinhado com a etapa de abertura ou melhoria de vias de acesso diretamente ou indiretamente interligados as áreas urbanas entorno dos projetos de implantação eólicas. Este Sistema seguiria abrangendo as demais infraestruturas de suporte como, sinalização adequada, bicicletários, paraciclos e interligação entre os modais pode tornar a circulação das bicicletas mais confortável, eficaz e segura, fazendo com que cada vez mais as pessoas passem a utilizar a bicicleta como meio de transporte cotidiano. No Brasil o sistema cicloviário ainda é pouco entendido, poucos se atentam que os espaços sinalizados utilizados pelos ciclistas e precisam ser respeitados. Eles têm denominação distinta, conforme definido pelo Código de Trânsito Brasileiro (CTB) e possuem algumas diferenças.

### Ciclovias

Espaço totalmente segregado, de circulação exclusiva de ciclistas. É separada fisicamente do tráfego dos demais veículos. Quanto ao sentido de tráfego, a ciclovias pode ser unidirecional (quando apresenta sentido único de circulação) ou bidirecional (sentido duplo de circulação).

### Ciclofaixas

Espaço delimitado na própria pista (junto com os demais veículos), calçada ou canteiro, exclusiva aos ciclistas. Pode ser implantada no mesmo nível da pista de rolamento (ou da calçada ou do canteiro). Da mesma forma que a ciclovias, a ciclofaixa pode ser uni ou bidirecional.

### Ciclorrota

Espaço compartilhado: calçada, canteiro, ilha, passarela, passagem subterrânea, via de pedestres, faixa ou pista, sinalizadas, em que a circulação de bicicletas é compartilhada com pedestres ou veículos, criando condições favoráveis para sua circulação. São vias sinalizadas que compõem o sistema ciclável da cidade interligando pontos de interesse, ciclovias e ciclofaixas, de forma a indicar o compartilhamento do espaço viário entre veículos motorizados e bicicletas, melhorando as condições de segurança na circulação.

O extinto Ministério das Cidades (01/01/2003 á 01/01/2019) , criou o caderno Técnico para projetos de Mobilidade Urbana, dentro de sua proposta de transporte ativo, ele traz critérios básicos para construção de espaços cicloviários, os quais utilizamos como referencia para métodos de implantação. Seguem a descrições dos parâmetros contidos neste Manual para ciclovias / ciclofaixas:

### Largura

As ciclovias e ciclofaixas unidirecionais devem ter largura mínima de 1,20 m. Já as ciclovias e ciclofaixas bidirecionais devem ter largura mínima de 2,50 m. Essas medidas consideram exclusivamente a largura para a movimentação de ciclistas, não considerando a segregação física (tachões e/ou pintura) nem a sarjeta da via. Uma bicicleta em movimento requer uma largura média de 1 m. No entanto é importante que a infraestrutura dedicada leve em consideração uma folga de 10 cm de cada lado. Ciclovias e ciclofaixas unidirecionais são preferíveis, uma vez que proporcionam uma circulação de ciclistas no mesmo fluxo dos demais veículos e, conseqüentemente, movimentos mais previsíveis pelos outros usuários da via; essas ações diminuem a possibilidade de colisões e atropelamentos nas interseções

#### Distância entre linhas de retenção nos cruzamentos Rodociclovária

A linha de retenção para veículos motorizados deve ser implantada 5 m antes da linha de retenção para bicicletas nos cruzamentos rodociclovários. Essa medida permite que os condutores tenham uma visão mais ampla da interseção, fato especialmente importante para os veículos que fazem a conversão.

#### Marcação de cruzamentos rodociclovários

A sinalização horizontal em interseções é fundamental para diminuir o risco de acidentes entre bicicletas e veículos motorizados. As interseções devem ser destacadas com pintura vermelha no pavimento, linhas paralelas constituídas por paralelogramos brancos (patas de elefante) e sinalização indicando o sentido de circulação das bicicletas. Em interseções complexas e não semaforizadas, é importante evidenciar, por meio das marcações, a prioridade que pedestres e ciclistas têm em relação aos demais veículos. A sinalização nessas interseções deve orientar os motoristas a fim de evitar conflitos e acidentes.

#### Continuidade junto aos pontos de parada

A transposição das paradas de transporte coletivo é um dos aspectos mais críticos para ciclovias e ciclofaixas. O percurso destinado aos ciclistas deve ter continuidade junto aos pontos de parada para reduzir conflitos entre ciclistas, veículos e os passageiros que embarcam e desembarcam do transporte coletivo. O abrigo não deve obstruir a visibilidade entre ciclistas e pedestres. Também deve haver espaço suficiente na calçada para que os passageiros não tenham de esperar pelo transporte sobre a ciclovia/ciclofaixa ou sobre o leito.

da via. A largura da faixa livre\* da calçada também deve ser atendida. • Para a transposição dos pontos de parada, deve-se dar preferência a calçadas partilhadas, onde uma faixa é demarcada somente para o tráfego de bicicletas e outra para o de pedestres\*

Em casos em que a largura não seja suficiente, pode-se adotar a calçada compartilhada. Nesses espaços, é fundamental a sinalização comunicando o compartilhamento entre ciclistas e pedestres para evitar acidentes.

### Estacionamento de bicicletas ( Paraciclos e bicicletários )

Devem-se construir espaços seguros para o estacionamento de bicicletas, especialmente em locais que promovam a integração entre modos. É importante disponibilizar essa infraestrutura em terminais, estações e pontos de parada do transporte coletivo, nos quais as pessoas possam optar por realizar um primeiro ou último deslocamento por bicicleta. Recomenda-se que os estacionamentos de bicicleta funcionem, pelo menos, no mesmo horário do sistema de transporte coletivo e que estejam posicionados em locais visíveis, com fluxo de pessoas, ou que possuam vigilância para aumentar a segurança. • Recomenda-se que os estacionamentos de bicicleta funcionem, pelo menos, no mesmo horário do sistema de transporte coletivo e que estejam posicionados em locais visíveis, com fluxo de pessoas, ou que possuam vigilância para aumentar a segurança.

### Dimensões do Paraciclo

Os paraciclos devem ser feitos com material resistente, que não possa ser cortado ou deformado com facilidade. Recomenda-se que o paraciclo tenha 5 cm de diâmetro, altura entre 75 e 90 cm e largura entre 60 e 100 cm. • Os paraciclos devem apoiar a bicicleta em, pelo menos, dois lugares, permitindo que o quadro da bicicleta e uma ou duas rodas sejam presas com uma trava segura. • No espaço ocupado por uma vaga de estacionamento de carro, com aproximadamente 12,50 m<sup>2</sup>, é possível instalar até sete paraciclos paralelos que acomodam 14 bicicletas.

### Dimensões para instalação do Paraciclo

A distância mínima entre paraciclos instalados paralelamente é de 60 cm, sendo recomendada uma distância de 80 cm para maior comodidade do ciclista. Entre o paraciclo e o meio-fio ou parede adjacente, recomenda-se que a distância seja de 70 cm. Para paraciclos instalados em linha, recomenda-se uma distância de 1,20 m entre paraciclos. A distância mínima entre o paraciclo e o meio-fio ou parede adjacente deve ser de 60 cm.

### Ações

Mediante a implantação sistema cicloviário, o grupo junto com suas empreiteiras promoveriam as campanhas educativas de trânsito, com ênfase na direção defensiva do ciclista, aos seus funcionários e a população. Aliados a este também seriam lançados programas de incentivo ao uso de bicicletas, não apenas por seus funcionários, clientes:

-Gamificação :prêmios por pedaladas de

\_Descontos em compras de bicicletas;

\_Kits higiene e armários com trancas também são fornecidos para que o hábito de pedalar não traga nenhum desconforto ao trabalho.

## RESULTADOS

Os critérios aplicados para mensurar a necessidade de aplicação de ciclovia e /ou ciclofaixas em perímetros urbanos das áreas adjacentes as usinas eólicas, foram embasadas na experiência do Conjunto Eólico Campo Largo/ Ba, quando na pavimentação asfáltica de um trecho interligando o município de Umburanas a entrada do citado Parque (23 km de extensão ), desencadeou práticas esportivas de ciclismo pelos moradores locais , potencializando o risco de acidente com terceiros, fazendo com que a ENGIE e suas contratadas aplicassem um programa de educação para trânsito voltado á população, com foco na condução segura de bicicletas. Após dois anos da aplicação do tratamento duplo asfáltico na via, bem como das campanhas educativas aplicadas, constatou-se se o aumento de usuários da via na condução de bicicletas, no entanto fazendo uso de equipamentos de proteção para ciclismo e sinalização refletiva disponibilizada nas campanhas. Bem como foi notória a circulação deste grupo agregando turistas ao propósito cenário da região, rico em beleza natural. Pautou-se também um significativo aumento de vendas no comércio local de bicicletas e seus respectivos acessórios para prática. Relatos de melhoria de condicionamento físico, e regularização de Pressão arterial também foram relatados pelos praticantes da atividade, sendo assim correlacionamos estes dados com uma pesquisa realizada do Instituto Saúde e Sustentabilidade em 2017 e Na pesquisa sobre Mobilidade Urbana realizada pela Rede Nossa São Paulo e Instituto Ibope, em 2012, as quais constataram os seguintes benefícios saúde , segurança e Meio ambiente elencados abaixo :

1\_ O uso da bicicleta é benéfico ao planeta, por ser um meio de transporte não poluente. Conforme pesquisa do Instituto Saúde e Sustentabilidade, nos próximos 16 anos a poluição atmosférica matará 256 mil pessoas no Estado (quase 44 pessoas por dia) e a concentração de partículas poluentes no ar levará a internação de 1 milhão de pessoas e um gasto público estimado em mais de R\$ 1,5 bilhão, com pelo menos 25% das mortes (59 mil) ocorrendo na capital. Relacionando ao setor eólico , agrega á diminuição de emissão de CO2 e as frequentes campanhas e compromissos firmados pelas empresas do setor ;

2- Construir ciclovias significa preservar vidas, pois a bicicleta é frágil frente ao tamanho e velocidade dos demais veículos nas ruas. Isso também fortalece a imagem da empresa em promover vias de acessos entorno dos projetos, minimiza os riscos de acidentes com terceiros, e promove o respeito da empresa e suas vidas;

3\_ Construir ciclovias, portanto, preserva vidas também de forma indireta e diminui o gasto público com o sistema de saúde e o da população com medicamentos para tratar doenças causadas pela poluição. O uso da bicicleta é benéfico à saúde dos cidadãos, pois o simples fato de usar a bicicleta como transporte os afasta do sedentarismo e de todos os problemas de saúde deles decorrentes. A atividade física regular previne doenças cardíacas e AVCs, hipertensão, ajuda a prevenir e a controlar o diabetes, aumenta a resistência aeróbica, reduz a obesidade, ativa a

musculatura de todo o corpo, diminui a ocorrência de doenças crônicas, faz bem para a saúde do idoso e aumenta o tempo de vida. Diminuição de absenteísmo, de seus funcionários que fizerem a prática do esporte, bem como estímulo a diminuição de CO<sub>2</sub>

4-Em locais onde ciclovias foram implantadas na cidade de São Paulo , conforme a pesquisa já citado, o uso da bicicleta cresceu espantosamente: na avenida Faria Lima, onde quase não passavam ciclistas, o contador instalado na ciclovia contabiliza hoje 2500 viagens diárias; na Consolação, contagens indicam aumento de 227% no fluxo de bicicletas após a implantação da ciclofaixa. Estrutura ciclo viária induz demanda.

5- Grande parcela da população só adotará a bicicleta a partir da proteção oferecida por áreas segregadas. Na pesquisa sobre Mobilidade Urbana realizada pela Rede Nossa São Paulo e Instituto Ibope, em 2012, entre as pessoas que afirmaram não utilizar nunca a bicicleta, 63% afirmaram que passariam a usar havendo melhores condições. Dentre essas pessoas, 27% traduziram essa falta de segurança expressamente em necessidade de ciclovias.

6- A mesma pesquisa apontou que uma em cada quatro pessoas já usa a bicicleta, ainda que eventualmente. Entre os jovens de 16 a 24 anos, esse número saltava para 47%. A quantidade de pessoas que utilizava a bicicleta “todos os dias” ou “quase todos os dias” também é bem maior do que se imagina: 7%. Somados, os ciclistas habituais e eventuais representavam, em 2012, 32% da amostra, praticamente um terço da população entrevistada e o dobro da parcela de pessoas que usava frequente ou eventualmente a moto (16%).

7- O uso da bicicleta melhora a qualidade de vida de quem a utiliza, não só pelo ganho em saúde, mas também pela diminuição do stress, melhorando os relacionamentos interpessoais e humanizando o trânsito e a cidade.

8- As ciclovias proporcionam uma retomada do uso das ruas pelas crianças, sendo uma opção de lazer que resgata uma faceta da infância há muito esquecida nas regiões mais urbanizadas da cidade. Já temos crianças utilizando as ciclovias junto a seus pais e, conforme sua aceitação, abrangência e conectividade aumentarem, esse fenômeno tende a crescer, com o potencial de permitir que pedalem sozinhas até a escola.

9- A bicicleta traz economia em dinheiro, pois os custos com compra, utilização e manutenção são muito menores que o do automóvel, representando redução de gastos até para quem a utiliza em substituição ao transporte público. Além de ser um fator importante para as camadas sociais mais baixas, o valor economizado pode ter destino em consumo, aquecendo comércio e serviços.

10\_→A bicicleta é um veículo silencioso e sua adoção em maior escala trará uma diminuição da poluição sonora da cidade.

11\_A construção de vias para bicicletas têm um custo muito menor em implantação, bem como em menor índice de manutenção comparada com vias para veículos motorizados. Quanto mais cidadãos as adotarem, menor será o gasto com criação e manutenção do viário a longo prazo, economizando o dinheiro da cidade bem como para empresas responsáveis pela manutenção de vias de acesso aos projetos .

12\_O incentivo e a garantia de uso seguro da bicicleta democratizam o deslocamento, aumentando o acesso dos cidadãos às diversas áreas da cidade, ainda que as condições de transporte coletivo dificultem a chegada a alguns locais. Todos os cidadãos são importantes para uma cidade, não apenas os que se deslocam em automóveis e essa mensagem é passada claramente com a construção de ciclovias.

13\_Ciclovias atuam no sentido de reduzir os congestionamentos e a lotação dos transportes públicos, ao passo que cada vez mais pessoas troquem suas opções de deslocamento pelas bicicletas, ainda que eventualmente.

14 \_A Política Nacional de Mobilidade Urbana, que tem força de Lei Federal, tem como uma de suas diretrizes a “prioridade dos modos de transportes não motorizados sobre os motorizados”, determinando que o uso de bicicletas deve ter prioridade sobre o uso do automóvel. A construção de ciclovias cumpre, também, uma das diretrizes dessa Lei, que determina ainda a “dedicação de espaço exclusivo nas vias públicas para os serviços de transporte público coletivo e modos de transporte não motorizados”, entre outras citações

## CONCLUSÃO

Em uma das formas mais adotadas, as estradas que dão acesso até os parques são construídas pelos empresários responsáveis pelos empreendimentos, através de empresas contratadas (executantes ), essas estradas beneficiam as populações que residem nas vias de chegada aos parques, melhorando as condições de trafegabilidade e acessibilidades aos centros das cidades.



Também é pertinente melhorias de infraestruturas de municípios que incluem construção de praças, quadras poliesportivas, entre outras ações que englobam a responsabilidade social das empresas com esta população. No entanto em nenhum dos dois moldais citados se aplicam sistemas de ciclovias. Isso promove para população nas adjacências das áreas de influência direta, diminui impactos mais expressivos, como a interferência no cotidiano e promovendo democratização do ato de escolha de forma de veículo , que permita o indivíduo promova reduções de CO2 ao mesmo que tempo que pratica esportes de forma segura( através de via delimitada para tal ) proporcionando atividade física que implica em me saúde para este indivíduo.

## REFERÊNCIAS

1. CAMPOS, Vania Barcellos Gouvêa. Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project. John Wiley & Sons, 2012.
2. AASHTO, (1999). Guide for the Development of Bicycle Facilities. Washington, DC, USA
3. MINISTÉRIO DAS CIDADES. Secretaria Nacional de Habitação. Déficit habitacional no Brasil 2008., Brasília, 2011. MINISTÉRIO DAS CIDADES Caderno Técnico para Projetos de Mobilidade Urbana;
4. INSTITUTO SAÚDE E SUSTENTABILIDADE. Pesquisa sobre Mobilidade Urbana realizada (2012).
5. <https://www.jacobinanoticia.com.br/2019/08/blitz-educativa-de-transito-e-realizada.html>

## BIOGRAFIA

Daniella Almeida Silva– Natural de Petrolândia /PE e nascido em 26 de maio de 1979, formou-se em Técnica de Segurança do Trabalho pela Escola técnica Carneiro do vale \_ BA (2011); Graduanda em Engenharia Civil pelo Uniasselvi ( 4º semestre ). Possui experiência profissional em execução e gestão de EHS nas áreas de Piscicultura ( netuno Internacional ), Construção de Canais / Aquedutos / Túneis ( PSIF\_ Projeto de Integração de São Francisco , implantação de

projetos de energias renováveis Eólicas, Usinas Fotovoltaicas e Linhas de Transmissão , Montagem eletromecânica de Hidrelétricas( Belo Monte ) ; Atualmente atua como Supervisora de Saúde e Segurança, com foco na gestão dos sistemas de EHS da Engie Brasil no Projeto Novo Estado \_ Pará e Tocantins

Leila Feitosa Santos– Natural de Salvador/ BA e nascido em 09 de março de 1983, formou-se em Técnica de enfermagem em 2004, realizou a especialização técnica em enfermagem do trabalho em 2009, graduada em Pedagogia com habilitação em gestão e docência pela Universidade Estadual da Bahia. Possui 07 anos de experiência na área hospitalar e pré-hospitalar, atuou na área de saúde na transposição do rio São Francisco pela Construtora Queiroz Galvão, Atuou no parque eólico Fonte dos Ventos pela Cortez Engenharia na cidade de Tacaratu-PE, Atuou na gestão de EHS da multinacional Jeep por 06 anos, atualmente atua como Supervisora de saúde da Engie Brasil no Projeto Novo Estado, Pará e Tocantins.

# ANÁLISE PRÉVIA DO VALOR DA DEPENDÊNCIA DO SOLO PARA AS ATIVIDADES AGRÍCOLAS COM A POSSÍVEL IMPLANTAÇÃO DO PARQUE EÓLICO DA SERRA, EM SÃO FRANCISCO DE PAULA, RS

**Antonio Robson Oliveira da Rosa** – tonisfp@hotmail.com  
Mestre em Ambiente e Sustentabilidade, Universidade Estadual do Rio Grande do Sul

**Leonardo Beroldt** – beroldt@gmail.com  
Professor Adjunto, Universidade Estadual do Rio Grande do Sul

**Rafael Haag** – rafael-haag@uergs.edu.br  
Professor Adjunto, Universidade Estadual do Rio Grande do Sul

**Resumo.** *O presente trabalho tem o objetivo de apresentar parte do resultado de pesquisa, ainda em andamento, intitulada, Potenciais impactos de um projeto de implantação de um parque eólico na região dos Campos de Cima da Serra, no estado do Rio Grande do Sul, sob a perspectiva da Economia Ambiental. A área de estudo, onde projeta-se a implantação do parque eólico, está localizada no município de São Francisco de Paula, RS. A utilização da energia eólica para produção de energia elétrica tem-se mostrado uma alternativa interessante na diversificação, através de fontes renováveis, da matriz elétrica brasileira, principalmente devido ao potencial eólico existente no Brasil. Contudo, sabe-se que qualquer intervenção realizada pelo homem ao meio, resulta em impactos. Verifica-se atualmente que os chamados Bens Ecológicos de Interesse (BEI) são desconsiderados nos cálculos econômicos de viabilidade da maioria dos projetos. No estudo específico, os produtores rurais que desenvolvem suas atividades na área onde está prevista a implantação do parque eólico, necessitam do solo para produzir, enquanto a empresa proprietária do projeto necessita da área para implantação do parque eólico. Durante a implantação do parque, grande parte da poligonal ou mesmo sua totalidade, poderá ficar impossibilitada de ser utilizada pelos produtores, principalmente devido ao risco envolvido durante a fase de obras. O artigo mostra o resultado da estimativa do Valor da Dependência do solo, para as diversas atividades agrícolas existentes no interior da poligonal. Produtividade Marginal foi a ferramenta utilizada para realização das estimativas do Valor da Dependência do solo. A ferramenta foi escolhida, por possibilitar que sejam estimadas as possíveis perdas que podem ocorrer. O resultado pode ser utilizado como base para uma discussão do que pode ser feito para prevenir tais perdas.*

**Palavras-chave:** Energia Eólica, Economia Ambiental, Produtividade Marginal.

## PRELIMINARY ANALYSIS OF THE VALUE OF SOIL DEPENDENCE FOR AGRICULTURAL ACTIVITIES WITH THE POSSIBLE IMPLEMENTATION OF THE SERRA WIND FARM IN SÃO FRANCISCO DE PAULA - RS

**Abstract.** *The present paper aims to present the partial results of the research Potential impacts of a project to implement a Wind farm in the region of Campos de Cima da Serra, in the state of Rio Grande do Sul, from the perspective of Environmental Economics. The study area, where the wind farm is planned, is in the city of São Francisco de Paula, RS. The use of wind energy to produce electricity has been an interesting alternative of renewable source to Brazilian matrix of electricity extraction. It is possible mainly due to the “wind potential” in the country. However, any human intervention on that environment causes impacts. It is verified that the so-called Ecosystem Services of Interest (BEI) in most projects is not in accordance with the economic feasibility studies. In a specific approach, rural producers need the area where the wind farm is projected. During its applying producers may not use the area, because of the risk while building the wind farm. This article itself presents the results from the value of the soil dependence grade in crop activities inside this are. Side area activity was the tool used to obtain the Soil Dependence Grade. This tool was chosen so that some possible loss may be considered. The result can be some basis to a discussion about how to prevent such loss.*

**Key words:** Wind Energy, Environmental Economics, Marginal Productivity.

## 1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira tem sua base constituída através das usinas hidroelétricas, isso justifica-se devido o Brasil possuir uma das mais ricas fontes hídricas do mundo. Contudo, a partir do ano de 2001, quando houve o racionamento de energia elétrica no Brasil, ocorrido principalmente pela crise hídrica devido à falta de chuva e à falta de investimento no setor elétrico nacional, iniciou-se um processo de diversificação da matriz elétrica nacional, instituindo-se o Programa de Incentivo as fontes alternativas (PROINFA). O PROINFA foi criado com o objetivo de fomentar a participação, na geração de energia elétrica, de mais fontes renováveis, como eólica, pequenas centrais hidroelétricas e biomassa. Contudo, a fonte que mais obteve crescimento foi a eólica.

Mesmo a implantação de usinas eólicas ocasionando um impacto, principalmente o ambiental, menor quando comparado a usinas hidroelétricas e usinas termoelétricas, elas também impactam. Os impactos ambientais hoje, devem ser identificados assim como devem ser apresentadas as soluções ou mesmo formas de mitigações dos mesmos, para que o órgão responsável conceda os licenciamentos para implantação e posteriormente para operação do empreendimento. Contudo, os impactos nos Bens Ecológicos de Interesse (BEI)<sup>1</sup> não são considerados no cálculo de viabilidade econômica dos projetos.

A Economia Ambiental surge como uma alternativa para valoração dos BEI e consecutivamente os impactos neles produzidos. Este ramo da Ciência Econômica defende a ideia de incluir os bens e serviços ecológicos junto às prioridades na tomada de decisão, resultado da análise entre o orçamento financeiro limitado, frente aos inúmeros gastos ligados aos investimentos ou mesmo consumo. O que acaba por incidir na definição de prioridades, ou seja, o que, quanto e onde queremos preservar (MOTTA, 1997 e 2006).

Os custos ligados aos impactos ambientais, segundo Motta (1997), quando não pagos por quem os gerou, tornam-se externalidades econômicas<sup>2</sup>, ou seja, definem-se por custos que não são assumidos e acabam afetando diretamente terceiros. As externalidades ambientais, como são considerados esses custos, são ignoradas na fase de planejamento no processo de verificação de viabilidade econômica, mesmo afetando terceiros. Pode-se definir isso como apropriação do capital natural por parte do investidor, que também é usuário deste capital, contudo não o único, e sem compensar esses custos aos demais usuários (GVces, 2014).

O objeto de estudo foi a possível implantação do Parque Eólico da Serra em São Francisco de Paula, RS. A Fig. 1 mostra a localização do município que pode receber a implantação do empreendimento.



Figura 1 - Localização do município de São Francisco de Paula no estado do Rio Grande do Sul.

Fonte: Adaptado pelo autor de Google Earth e UFRGS (2017)

<sup>1</sup> Serviços ecológicos de provisão que resultam de processos ecológicos que produzem bens tangíveis que são úteis de alguma forma ao ser humano gerando bem-estar. Basicamente, esses bens providos pelos ecossistemas podem ser classificados como: i) alimentos, quando são destinados diretamente para alimentação humana ou de criação animal; ou ii) insumos, quando são utilizados como componentes de produtos diversos (inclusive alimentos industrializados) (GVces, 2014).

<sup>2</sup> Consequência da ação de um agente que afeta o bem-estar (ou a função de produção) de outro agente sem que haja compensação paga ou recebida. Portanto, as consequências da ação não estão refletidas em preços de mercado. Pode ser positiva ou negativa. Apesar de constituir um subgrupo de impactos, as externalidades nestas Diretrizes são consideradas em separado (GVces, 2014).

Estudos de viabilidade de energia eólica no Rio Grande do Sul tiveram início em São Francisco de Paula, em janeiro de 2001, especificamente no distrito de Tainhas, quando foi implantada a primeira torre anemométrica, com o objetivo de registrar dados relativos aos ventos na região, para a publicação do primeiro Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (ELETROSUL AGORA, 2009).

A proprietária do projeto eólico a ser implantado no município serrano é a InnoVent GmbH, empresa fundada em 1996 na Cidade de Varel (Golfo de Jade) na Alemanha. No Brasil, a InnoVent tem sede na cidade de Curitiba, no estado do Paraná. No projeto a ser executado, a InnoVent tem como empresas parceiras no Brasil, dentre outras, a empresa Solaris Engenharia Ambiental Ltda.

O Módulo I do Parque Eólico, segundo informações fornecidas pela Empresa Solaris Engenharia Ambiental LTDA, terá uma área de aproximadamente 5.700 hectares. A previsão inicial é que o Módulo I tenha 50 aerogeradores com uma potência de 2 MW cada, totalizando uma potência de 100 MW.

## 2. MÉTODOS

Os métodos de valoração econômico-ambientais possuem duas divisões, Métodos Diretos de Valoração e Métodos Indiretos de Valoração como mostrado na Figura 2.

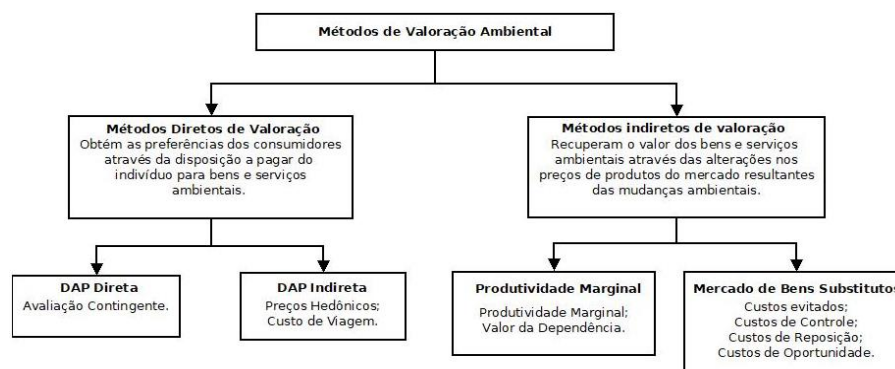


Figura 2 – Métodos de Valoração Ambiental

Fonte: Adaptado pelo autor de MAIA; ROMEIRO; REYDON (2004)

As estimativas de impacto, que no presente estudo está ligado diretamente à indisponibilidade do BEI demandado para as atividades agrícolas, ou mesmo para a possível implantação do Parque Eólico, que não necessita do serviço ecossistêmico do BEI, mas da área por ele apresentada, foram realizadas através de um dos métodos indiretos de valoração, o método de Produtividade Marginal, buscando estimar o Valor da Dependência do solo para as atividades agrícolas existentes dentro da poligonal.

Para estimar o Valor da Dependência do solo para as atividades agrícolas existentes dentro da poligonal foi necessário utilizar o resultado de outros dois objetivos da pesquisa, a classificação do uso e cobertura do solo e a estimativa da receita líquida das produções agrícolas existentes dentro da poligonal do Parque Eólico.

A classificação do uso e cobertura do solo teve seu desenvolvimento apoiado em imagens datadas de 13 de janeiro de 2017 do satélite LANDSAT – 8, sensor OLI (Operational Land Imager) e classificadas através do Sistema de Informação Geográfica (SIG) SPRING 5.5.0, com funcionalidade de processamento de imagens, programa este gratuito e disponibilizado no site do Instituto de Pesquisas Espaciais (INPE). Após classificação das imagens através do SPRING foi realizada uma visita técnica à campo em julho de 2017, com o intuito de definir os tipos de produções agrícolas existentes no item classificado pelo programa como lavoura.

Para realizar a estimativa da receita líquida das produções agrícolas classificadas como campo nativo e lavoura, dentro da poligonal, foram utilizados dados primários como custo de produção, estimativa de produção por hectare e valor de comercialização no mercado em que a região está inserida, coletados junto a Secretaria de Desenvolvimento Econômico de São Francisco de Paula. Enquanto que para estimar a receita líquida da silvicultura, que durante a classificação foi constatada apenas a existência de *Pinus Ellioti*, dentro da poligonal foram coletados dados primários junto a empresa Terras Verdes Florestadora LTDA, empresa que atua no mercado de produção de *Pinus Ellioti* no município de São Francisco de Paula

Após foi elaborada uma estimativa, utilizando o método de Produtividade Marginal. Este método define-se pelo valor atribuído de um recurso ambiental ou serviço ecossistêmico, relacionado à quantidade ou mesmo qualidade de forma direta à produção de um produto ou serviço com preço definido no mercado (MAIA; ROMEIRO; REYDON, 2004). O Valor da Dependência, um dos itens do método da Produtividade Marginal, foi utilizado para definir o Valor da Dependência do solo na poligonal para as atividades agrícolas, lá existentes. O Valor da Dependência define-se pela necessidade de um recurso ambiental ou serviço ecossistêmico para que se alcance um objetivo determinado (GVces, 2014). A Equação (1), indicada por GVces (2014) foi utilizada na estimativa do Valor da Dependência.

$$VD = Pqd \times \$vp \quad (1)$$

onde:

VD – Valor da Dependência;

Pqd – Número de produtos ou serviços afetados pela variação ou indisponibilidade na quantidade ou qualidade do serviço ecossistêmico;

\$vp – Preço de venda da produção sacrificada em função da indisponibilidade do recurso ambiental.

### 3. RESULTADOS

Os resultados apresentados foram analisados individualmente por tipo de produção encontrada dentro da poligonal do parque eólico.

#### 3.1 Campo Nativo – Produção Extensiva de Bovinos

Durante a classificação do uso do solo na poligonal, definida para possível implantação do Parque Eólico da Serra, em São Francisco de Paula, foram identificados 3.098 hectares de campo nativo, utilizado para produção de bovinos.

A Tab. 1 demonstra uma estimativa anual de produção de bovinos através do campo nativo, assim como a estimativa de receita líquida para os 3.098 hectares de campo nativo classificados na poligonal.

Tabela 1 - Estimativa da receita líquida anual com a produção extensiva de bovinos na área da poligonal.

| Atividade                     | Área na poligonal (ha) | Preço de venda/Kg (R\$) | Estimativa anual de produção por hectare (Kg) | Impostos/tributos na comercialização (%) | Receita Líquida Estimada/ano (R\$) |
|-------------------------------|------------------------|-------------------------|---|--|------------------------------------|
| Produção extensiva de bovinos | 3.098                  | 5,00                    | 30  | 2,3                                      | 454.011,90                         |

Fonte: Autor (2017)

Através dos dados da Tab. 1, a quantidade de hectares utilizados para a produção extensiva de bovinos, a estimativa do valor do quilo comercializado no mercado em que a região do município está inserida, foi possível estimar o Valor da Dependência do solo para produção extensiva de bovinos como mostrado na Tab. 2.

Tabela 2 – Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção extensiva de bovinos utilizando campo nativo

| Área (ha) | Estimativa de produção por hectare (kg) | Valor de comercialização por kg (R\$) | Valor da Dependência por hectare (R\$) | Estimativa total de produção (kg) | Valor da Dependência (R\$) |
|-----------|---|---------------------------------------|--|-----------------------------------|----------------------------|
| 3.098     | 30                                      | 5,00                                  | 150,00                                 | 92.940                            | 464.700,00                 |

Fonte: Autor (2017)

Ao analisar a Tab. 2 é possível verificar que a estimativa de produção por hectare na modalidade extensiva é de 30 kg. O valor de comercialização de bovinos na região, em setembro de 2017, foi de R\$ 5,00 por quilo. O Valor da Dependência por hectare na produção extensiva de bovinos, através da utilização do campo nativo, dentro da poligonal é de R\$ 150,00. Já o Valor da Dependência para os 3.098 hectares utilizados para a produção extensiva de bovinos na poligonal é de R\$ 464.700,00.

#### 3.2 Lavouras de cultivos anuais

Durante a classificação do uso do solo dentro da poligonal do Parque Eólico foram identificados 231 hectares de lavoura, que após visita técnica foram identificadas como sendo lavouras de batatas.

A Tab. 3 demonstra a estimativa anual de produção de batata, assim como a estimativa de receita líquida para os 3.098 hectares de campo nativo classificados na poligonal.

Tabela 3 – Estimativa da Receita Líquida anual com a produção de batatas na área da Poligonal

| Atividade           | Área na poligonal (ha) | Estimativa de produção por hectare (kg) | Preço de venda/Kg (R\$) | Impostos/tributos na comercialização (%) | Receita Líquida Estimada da Produção na Poligonal (R\$) |
|---------------------|------------------------|---|-------------------------|--|---|
| Produção de batatas | 231                    | 27.000                                  | 1,00                    | 2,3                                      | 6.093.549,00  |

Fonte: Autor (2017)

Com base nas informações constantes na Tab. 3, como a área de 231 hectares e a estimativa da receita líquida de R\$ 6.093.549,00, foi possível estimar o Valor da Dependência do solo para produção de batatas como mostrado na Tab. 4.

Tabela 4 - Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de batatas

| Área (ha) | Estimativa de produção por hectare (kg) | Valor de comercialização por kg (R\$) | Valor da Dependência por hectare (R\$) | Estimativa total de produção (kg) | Valor da Dependência (R\$) |
|-----------|---|---------------------------------------|--|-----------------------------------|----------------------------|
| 231       | 27000                                   | 1,00                                  | 27.000,00                              | 6.237.000                         | 6.237.000,00               |

Fonte: Autor (2017)

Através da Tab. 4 é possível verificar que a estimativa de produção de batatas por hectare dentro da poligonal fica em torno de 27.000 kg. O valor de comercialização da batata em setembro de 2017 foi estimado em R\$ 1,00 por quilo. A área com cultivo de batatas era cerca de 231 hectares. O Valor da Dependência por hectare na produção de batatas, dentro da poligonal é de R\$ 27.000,00. Já o Valor da Dependência para os 231 hectares utilizados para produção de batatas na poligonal é de R\$ 6.237.000,00.

### 3.3 Silvicultura – *Pinus ellioti* com menos de 10 anos

Durante a classificação do uso do solo dentro da poligonal do Parque Eólico, também foram identificados 92 hectares com cultivo de *Pinus ellioti* com idade inferior há 10 anos.

O cultivo de *Pinus* na região de São Francisco de Paula resulta em três retiradas de madeira, a primeira aos dez anos, a segunda aos 14 anos e a última aos 20 anos.

A Tab. 5 mostra a estimativa do Valor da Dependência do solo para produção do *Pinus ellioti* na sua primeira retirada aos dez anos.

Tabela 5 - Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* (retirada aos 10 anos)

| Área (ha) | Estimativa de produção por hectare - Madeira de processo (ton) | Valor de comercialização por ton (R\$) | Valor da Dependência por hectare (R\$) | Estimativa total de produção (ton) | Valor da Dependência (R\$) |
|-----------|--|--|--|------------------------------------|----------------------------|
| 92        | 200  | 72,00                                  | 14.400,00                              | 18.400                             | 1.324.800,00               |

Fonte: Autor (2017)

Através da Tab. 5 é possível verificar que a estimativa de produção de madeira nos primeiros 10 anos, chega em torno de 200 toneladas por hectare. O valor médio de comercialização por tonelada é de R\$ 72,00. Existe em torno de 92 hectares de *Pinus ellioti* com idade inferior há dez anos sendo cultivados no interior da poligonal. Através destes dados foi possível estimar o Valor da Dependência do solo por hectare para produção de *Pinus ellioti* dentro da poligonal, dividindo-se o Valor da Dependência pela quantidade de hectares, chegando a R\$ 14.400 o Valor da Dependência por hectare. Já o Valor da Dependência para os 92 hectares utilizados para produção de *Pinus* com menos de dez anos na poligonal é de cerca de R\$ 1.324.800,00. A Tab. 5 mostra ainda que na primeira retirada, aos dez anos, existe somente a retirada de madeira de processo<sup>3</sup>.

A elaboração da estimativa para determinar o Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti*, identificado durante a classificação do uso e cobertura do solo, na segunda retirada aos quatorze anos é mostrada na Tab. 6.

<sup>3</sup> Madeira para processos: lenha, galhos e toretes. Oriundas da floresta para a geração de energia ou processos industriais, como a produção de MDF/MDP e celulose (RENNER HERRMANN, 2017).

Tabela 6 - Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* (retirada aos 14 anos)

| Área (ha) | Estimativa de produção por hectare - Toras (ton) | Toras valor de comercialização/ton (R\$) | Estimativa de produção por hectare - Madeira de processo (ton) | Madeira de processo valor de comercialização/ton (R\$) | Estimativa total da produção Toras (ton) | Estimativa total de produção Madeira de processo (ton) | Valor da Dependência (R\$) |
|-----------|--|--|--|--|--|--|----------------------------|
| 92        | 200  | 85,00                                    | 150  | 72,00  | 18.400                                   | 13.800   | R\$ 2.557.600,00           |

Fonte: Autor (2017)

A Tab. 6 apresenta a estimativa de produção de toras por hectare aos quatorze anos, que chega em torno de 200 toneladas. Já a madeira de processo é estimada em torno de 150 toneladas por hectare na segunda retirada aos quatorze anos. A comercialização da tonelada de toras foi estimada em R\$ 85,00 a tonelada. Enquanto a comercialização da madeira de processo em R\$ 72,00 a tonelada. A área estimada é de 92 hectares. Através dos dados apresentados na Tab. 6, existe ainda a possibilidade de calcular o Valor da Dependência do solo por hectare para produção de *Pinus ellioti* aos quatorze anos dentro da poligonal. Dividindo-se o Valor da Dependência pela quantidade de hectares, chega-se a R\$ 27.800,00 por hectare. Já o Valor da Dependência para os 92 hectares utilizados para produção de *Pinus* na segunda retirada, aos quatorze anos, é de R\$ 2.557.600,00. A Tab. 6 mostra ainda que na segunda retirada, aos quatorze anos, existe a retirada tanto de madeira de processo quanto de toras<sup>4</sup>.

A elaboração da estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* na terceira e última retirada, aos vinte anos, é mostrada na Tab. 7.

Tabela 7 - Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* (retirada aos 20 anos)

| Área (ha) | Estimativa de produção por hectare - Toras (ton) | Toras valor de comercialização/ton (R\$) | Valor da Dependência por hectare (R\$) | Estimativa total de produção (ton) | Valor da Dependência (R\$) |
|-----------|--|--|--|------------------------------------|----------------------------|
| 92        | 500  | 120,00                                   | 60.000,00                              | 46.000                             | 5.520.000,00               |

Fonte: Autor (2017)

A Tab. 7 mostra que a estimativa de produção de toras na terceira e última retirada é de 500 toneladas por hectare. A comercialização é realizada a um valor aproximado de R\$ 120,00 por tonelada de toras. A área estimada é de 92 hectares. Através dos dados mostrados na Tab. 7 existe a possibilidade de calcular o Valor da Dependência do solo por hectare para produção de *Pinus ellioti* aos vinte anos dentro da poligonal, dividindo-se o Valor da Dependência pela quantidade de hectares, chegando a R\$ 60.000,00. Já o Valor da Dependência para os 92 hectares utilizados para produção de *Pinus* na terceira e última retirada na poligonal é de R\$ 5.520.000,00. A Tab. 7 mostra ainda que na terceira retirada, aos vinte anos, existe a retirada somente de toras.

Durante a classificação do uso do solo também foi identificada uma área com 1.944 hectares de *Pinus ellioti* com mais de quatorze anos de idade, ou seja, apenas com a última retirada a ser realizada, pois a primeira aos dez anos e a segunda aos quatorze anos, já foram executadas.

A estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* com mais de quatorze anos classificados na poligonal é mostrada na Tab. 8.

Tabela 8 - Estimativa do Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* (retirada aos 20 anos)

| Área (ha) | Estimativa de produção por hectare - Toras (ton) | Toras valor de comercialização/ton (R\$) | Valor da Dependência por hectare (R\$) | Estimativa total de produção (ton) | Valor da Dependência (R\$) |
|-----------|--|--|--|------------------------------------|----------------------------|
| 1944      | 500  | 120,00                                   | 60.000,00                              | 972.000                            | 116.640.000,00             |

Fonte: Autor (2017)

A Tab. 8 apresenta uma estimativa de produção em torno de 500 toneladas por hectare. O valor de comercialização é estimado em R\$ 120,00. A área é de aproximadamente 1.944 hectares. Através dos dados mostrados na Tab. 8 existe a possibilidade de calcular o Valor da Dependência do solo por hectare para produção de *Pinus ellioti*, aos vinte anos. Dividindo-se o Valor da Dependência pela quantidade de hectares, chega-se a R\$ 60.000,00. Já o Valor da Dependência para os 1.944 hectares utilizados para produção de *Pinus* é de R\$ 116.640.000,00.

<sup>4</sup> Parte de uma árvore, seções do seu tronco ou sua principal parte, em formato roliço destinada ao processamento industrial (BRASIL, 2009).



#### 4 CONCLUSÃO

Os métodos de valoração econômico-ambiental trazem hoje uma alternativa para valoração e inclusão na planilha de custos dos empreendimentos, o que não é feito atualmente. Hoje o capital natural e seus serviços ecossistêmicos são considerados como bens livres e à disposição do mercado. Os danos ocasionados nos bens ou serviços ambientais hoje, não são assumidos pelos empreendedores ficando, assim, o prejuízo para a sociedade (GVces (2014).

Através das estimativas de Valoração da Dependência do solo por parte das atividades produtivas classificadas dentro da poligonal do Parque Eólico da Serra, foi possível elaborar uma estimativa com valores totais de dependência do solo por tipo de produção, que é mostrado através da Tab. 9.

Tabela 9 – Valores totais da Dependência do solo por atividade dentro da poligonal

| <b>Atividade</b>                                    | <b>Valor da Dependência do solo (R\$)</b> |
|---|---|
| Produção de bovinos através do campo nativo         | 464.700,00                                |
| Produção de batatas                                 | 6.237.000,00                              |
| Produção de <i>Pinus ellioti</i> (menos de 10 anos) | 9.402.400,00                              |
| Produção de <i>Pinus ellioti</i> (mais de 14 anos)  | 116.640.000,00                            |
| <b>Total</b>  | <b>132.744.100,00</b>                     |

Fonte: Autor (2017)

Analisando a Tab. 9 conclui-se que o Valor da Dependência do solo para produção de bovinos, utilizando o campo nativo, é de aproximadamente R\$ 464.700,00. O Valor da Dependência do solo para lavoura de batatas foi estimado em R\$ 6.237.000,00. O Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* com idade inferior a dez anos foi estimado em R\$ 9.402.400,00. Enquanto isso, o Valor da Dependência do solo para produção de *Pinus ellioti* com idade superior a quatorze anos foi estimado em R\$ 116.640.000,00. Portanto, utilizando os valores estimados e com base no período em que foram coletados os dados, o Valor total da Dependência do solo para as produções existentes no interior da poligonal somaram aproximadamente R\$ 132.744.100,00.

Deve-se mencionar que as atividades produtivas descritas neste trabalho não serão incompatíveis após o início das operações do parque eólico, mas sofrerão redução em suas áreas úteis. Provavelmente serão suspensas integralmente somente no período de implantação do empreendimento, principalmente devido ao risco de acidente, uma vez que, durante a fase de obras, existe a circulação de máquinas e transporte de equipamentos de grande porte, que segundo Simas (2012), dura em torno de 18 meses. Contudo, neste período são feitas a terraplenagem, confecção das fundações dos aerogeradores, estradas internas, construção da subestação e linhas de transmissão, entre outras, o que pode ocasionar a utilização de áreas onde hoje existam alguma atividade produtiva, sendo necessária à sua suspensão para que a implantação do empreendimento ocorra. Por este motivo o cálculo de dependência, nesta pesquisa, foi elaborado para toda a área onde hoje existem produções.

Ressalta-se ainda que os leilões para venda de energia proveniente da fonte eólica preveem, contratos de fornecimento de energia elétrica entre vinte e trinta anos, dependendo da modalidade de leilão, podendo ser renovados. Neste sentido, o proprietário deve verificar o custo de oportunidade, analisando a área perdida para a produção agrícola durante a fase de implantação e após, durante a fase de operação, e também se existirá ou não compensação financeira durante a fase de obras. Após a análise, deverá comparar com o arrendamento proposto pelo empreendedor, a confecção e melhoria de estradas, segurança privada na área, cercamento, entre outros.

É importante salientar que após a conclusão da fase de implantação de um parque eólico as atividades agrícolas podem continuar ocorrendo. Após a implantação, a área ocupada pelos aerogeradores e demais instalações ocupam um espaço relativamente pequeno se comparado a usinas que utilizam outras fontes de energia. De um modo geral admite-se que a área ocupada por um parque eólico em operação é de 0,08 a 0,13 km<sup>2</sup>/MW (8-13 MW/km<sup>2</sup>) (RIBEIRO; PAULOS; SOARES, 2005).

Por fim, recomenda-se um amplo debate entre os envolvidos com o objetivo de buscar as soluções mais adequadas, e que atenda primeiramente ao bem estar social. Recomenda-se também a realização de estudos relacionados aos impactos nas contas públicas municipais, através da arrecadação de tributos, tanto na fase de implantação, mas principalmente na fase de operação do empreendimento, uma vez que tais impactos, quando positivos, revertem em benefícios para a sociedade. Durante a fase dos estudos de impactos ambientais, também seria interessante realizar a valoração destes impactos através dos métodos apresentados, assim teríamos uma dimensão completa dos custos envolvidos, geralmente não contabilizados, do capital natural como afirmado por Motta (1997) e GVces (2014).

## REFERÊNCIAS

- BLASQUES, L. C. M., VALE, S. B., PINHO, J. T., 2007. Sistema Solar Fotovoltaico para Geração de Eletricidade na Estação Científica Ferreira Penna do Museu Paraense Emílio Goeldi, Caxiuana – Pará, I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza.
- BRASIL. Altera a Resolução nº 411, de 6 de maio de 2009, que dispõe sobre procedimentos para inspeção de indústrias consumidoras ou transformadoras de produtos e subprodutos florestais madeireiros de origem nativa, bem como os respectivos padrões de nomenclatura e coeficientes de rendimento volumétricos, inclusive carvão vegetal e resíduos de serraria. Resolução CONAMA 411. Brasília, Disponível em: <[http://www.mma.gov.br/port/conama/processos/D7F20C87/RevConama411\\_versao\\_publicacao\\_4aRE\\_CTAJ\\_19out15\\_LIMPA.pdf](http://www.mma.gov.br/port/conama/processos/D7F20C87/RevConama411_versao_publicacao_4aRE_CTAJ_19out15_LIMPA.pdf)>. Acesso em: 14 out. 2017.
- ELETROSUL AGORA. Florianópolis: Giusti Comunicação Integrada, v. 116, mar. 2009. Mensal. Ano XVIII. Disponível em: <[http://www.eletrosul.gov.br/files/files/sala-de-imprensa/Publicações/Eletrosul\\_Agora\\_-\\_nº\\_116\\_-\\_março](http://www.eletrosul.gov.br/files/files/sala-de-imprensa/Publicações/Eletrosul_Agora_-_nº_116_-_março)>. Acesso em: 21 mar. 2017.
- GOOGLE EARTH (Brasil). Google Earth Pro. 2017. Disponível em: <<https://www.google.com.br/earth/download/gep/agree.html>>. Acesso em: 29 abr. 2017.
- GVces. Diretrizes Empresariais para Valoração Econômica de Serviços Ecossistêmicos. Centro de Estudos em Sustentabilidade da Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas. São Paulo: 2014. 88 p.
- MAIA, Alexandre Gori; ROMEIRO, Ademar Ribeiro; REYDON, Bastiaan Philip. Valoração de recursos ambientais: metodologias e recomendações. 2004. Texto para Discussão. IE/UNICAMP, Campinas, n. 116, mar. 2004. Disponível em: <<https://www.eco.unicamp.br/docprod/downarq.php?id=1833&tp=a>>. Acesso em: 24 set. 2017.
- MOTTA, Ronaldo Seroa da. Economia Ambiental. Rio de Janeiro: Editora Fgv, 2006. 228 p. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=r73teENUHdcC&oi=fnd&pg=PA9&dq=economia+ambiental+USP&ots=3s7V02hvMT&sig=PE854QzKLITF3Jl4Klnl7xwYwwY#v=onepage&q=economiaambientalUSP&f=false>>. Acesso em: 12 maio 2017.
- MOTTA, Ronaldo Seroa da. MANUAL PARA VALORAÇÃO ECONÔMICA DE RECURSOS AMBIENTAIS. Rio de Janeiro: IPEA/MMA/PNUD/CNPq, 1997. 254 p. Disponível em: <<http://www.terrabrasilis.org.br/ecotecadigital/pdf/manual-para-valoracao-economica-de-recursos-ambientais.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2017.
- RENNER HERRMANN (Brasil). MADEIRA PARA PROCESSOS INDUSTRIAIS. 2017. Disponível em: <[http://www.flosul.com.br/produtos/madeira\\_para\\_processos\\_industriais](http://www.flosul.com.br/produtos/madeira_para_processos_industriais)>. Acesso em: 14 out. 2017.
- RIBEIRO, António; PAULOS, Daniel; SOARES, Helena. Impacte Visual de Parques Eólicos. 2005. 95 f. TCC (Graduação) - Curso de Licenciatura em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, 2005. Disponível em: <<https://paginas.fe.up.pt/~ee03005/PDFs/Visao.pdf>>. Acesso em: 28 out. 2017.
- UFRGS - UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL (Brasil). TIME DE RESPOSTA A INCIDENTES. 2014. Disponível em: <<http://www.ufrgs.br/tri/sead/polos/imagens/polo-sao-francisco-de-paula-mapa/view>>. Acesso em: 01 de maio 2017.



## Avaliação das Diretrizes de Pré-Licenciamento, Licenciamento e Pós-Licenciamento Ambiental de Parques Eólicos

Mariana Torres Correia de Mello Nobre<sup>1</sup>, Maria de Fátima Alves de Matos<sup>1</sup>,  
Antonio Marcos de Medeiros<sup>1</sup>

1 Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis (ISI-ER)  
Av. Capitão-Mor Gouveia, 2770 - Lagoa Nova, Natal – RN, Brasil

[mariana@isi-er.com.br](mailto:mariana@isi-er.com.br), [fatimamatos@isi-er.com.br](mailto:fatimamatos@isi-er.com.br), [ammedeiros@isi-er.com.br](mailto:ammedeiros@isi-er.com.br)

### RESUMO

A energia eólica é reconhecida como sustentável, por ser renovável, limpa e, por isso, com maior sustentabilidade ambiental quando comparada às demais fontes não renováveis, contudo, como ação de intervenção ao meio ambiente, é passível de conflitos e impactos socioambientais. O licenciamento ambiental é um procedimento administrativo regulamentador dessas ocupações, no entanto a etapa de pré-seleção de áreas, denominada nesse trabalho de “pré-licenciamento”, juntamente com o “pós-licenciamento”, ou seja, após a operação do parque, são fundamentais para a determinação da sustentabilidade ambiental dessa atividade no qual devem ser vistas integradamente. Diante desse contexto, o presente artigo objetiva avaliar as etapas de pré-licenciamento, licenciamento e pós-licenciamento que compõem a vida útil de um parque eólico com proposição de sugestões a serem consideradas ao longo dessas fases pelos diferentes atores envolvidos.

**Palavras-chave:** Seleção de áreas, Licenciamento Ambiental, Descomissionamento e Repotenciação

### ABSTRACT

Wind energy is recognized as sustainable, as it is renewable, clean and, therefore, with greater environmental sustainability when compared to other non-renewable sources, however, as an action to intervene in the environment, it is subject to conflicts and socio-environmental impacts. Environmental licensing is an administrative procedure that regulates these occupations, however the stage of pre-selection of areas, referred in this work as “pre-licensing”, together with “post-licensing”, that is, after the operation of the park, they are fundamental for determining the environmental sustainability of this activity in which they must be viewed in an integrated manner. Given this context, this article aims to assessment the stages of pre-licensing, licensing and post-licensing that make up the useful life of a wind farm with proposals for suggestions to be considered throughout these phases by the different actors involved.

**Keyword:** Area selection, Environmental Licensing, Decommissioning and Repowering



## 1 INTRODUÇÃO

As potenciais tecnologias para aproveitar as fontes de energia renováveis são substanciais e excedem todas as outras fontes já disponíveis. As mudanças climáticas, a redução das emissões de CO<sub>2</sub>, o esgotamento das reservas de combustíveis fósseis e o aumento dos preços dos combustíveis tem levado a um maior apoio governamental, por meio da adoção de leis e regulamentos, estímulo e comercialização de fontes de energia renováveis. A energia eólica cresceu consideravelmente em todo o mundo e as capacidades instaladas aumentaram significativamente nos últimos anos, porque a energia eólica é uma fonte de energia competitiva e econômica.

O Brasil é signatário do Acordo de Paris, ratificado por meio do Decreto 9.073/2017, que tem por objetivo central fortalecer a resposta global à ameaça da mudança climática e reforçar a capacidade dos países para lidar com os impactos decorrentes dessas mudanças. Ao estabelecer as Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs), o Brasil se comprometeu a reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 37% abaixo dos níveis de 2005, até 2025, com uma contribuição indicativa subsequente de redução em 43% abaixo dos níveis de 2005, até 2030. Para tanto, no âmbito energético, há menção às seguintes medidas indicativas: “no setor da energia, alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030, incluindo: expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para, ao menos, 23%, até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar (TCU, 2019).

Devido à necessidade permanente de fontes adicionais de energia em nosso país, a energia eólica se impõe como um ramo energético emergente. Assinalando assim, o planejamento e o ordenamento territorial, como um processo contínuo de gestão pública, que envolve a coleta, organização e análises sistematizadas das informações sobre os aspectos físico-territoriais e da capacidade de integração sustentável com os aspectos socioeconômicos e socioambientais dos espaços geográficos (SANTOS, 2004; AMENDOLA; 2011; GELPI; KALIL, 2015).

Geralmente, esse planejamento e ordenamento territorial são conduzidos por intermédio de normas e procedimentos que embasam as decisões e/ou escolhas dos gestores federais, estaduais e municipais sobre os melhores locais e alternativas para o aproveitamento dos



recursos disponíveis no território (SANTOS, 2004). Nesse sentido é que o arcabouço jurídico ambiental brasileiro de acompanhamento e regulamentação das intervenções humanas ao meio ambiente vem se formando ao longo dos anos, desenvolvendo uma estrutura jurídica complexa.

Na esfera Federal (BRASIL, 1981), o licenciamento ambiental foi oficialmente incorporado pela Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA). A Constituição Brasileira de 1988 reafirmou o disposto na PNMA quando incumbe ao poder público exigir, na forma da lei, para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, o estudo prévio de impacto ambiental.

Desta forma, o licenciamento ambiental é um procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia empreendimentos e atividades potencialmente poluidoras ou degradadoras do meio ambiente (BRASIL, 1997), ou seja, que tendem a alterar a qualidade ambiental através das modificações de processos naturais ou sociais provocados por ação humana (SÁNCHEZ, 2015).

A legislação federal anterior a 2014 considerava usinas eólicas como de impacto ambiental de pequeno porte e exigia apenas o Relatório Ambiental Simplificado (RAS), independentemente da localização do empreendimento. Após a criação da Resolução CONAMA nº 462/2014 (BRASIL, 2014), específica para esse tipo de empreendimento, passou-se a exigir o Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), mais complexo quanto ao conteúdo, para os parques eólicos que seriam instalados em setores como as Áreas de Preservação Permanente (APP), mesmo sendo áreas passíveis de uso para fins de utilidade pública, conforme assinala a Resolução CONAMA nº 369/2006 (BRASIL, 2006).

Nesse contexto temos o caráter não impeditivo, no aspecto legal, para a ocupação dos parques eólicos quando não há alternativas locais, mesmo em APP; o grau de importância do licenciamento na definição dos impactos socioambientais; a tomada de decisão para implantação do empreendimento e da problemática que se envolve os ambientes naturais de alta fragilidade ambiental, sob a atuação de processos de ocupação de diferentes setores econômicos, e tendo em vista as mudanças ocasionadas na paisagem, é importante um planejamento geral e integrado de todas as ações anterior e posterior às intervenções humanas.

Por isso, são fundamentais estudos que vão além do contexto atual e que se apropriem de uma visão integrada e sistêmica das ações de intervenção sobre o meio ambiente e que não

foquem em uma etapa somente, mas sim de que os instrumentos favoráveis ao planejamento ambiental se apropriem de uma visão ampliada e adequada nos direcionamentos das ações, buscando maior equidade entre a sociedade e a natureza.

Diante desse contexto, o presente artigo objetiva avaliar as diretrizes das etapas de pré-licenciamento, licenciamento e pós-licenciamento que compõem a vida útil de um parque eólico com proposição de sugestões a serem consideradas.

## 2 O PRÉ-LICENCIAMENTO, LICENCIAMENTO E O PÓS-LICENCIAMENTO AMBIENTAL

As diretrizes que envolve o desenvolvimento de um projeto de geração de energia a partir do vento incluem além da análise técnica e econômica, uma visão geral das características do impacto potencial dos parques eólicos no meio ambiente. Nos trâmites da política nacional legislativa, são necessárias várias etapas para licenciar um parque eólico, conforme seu ciclo de vida (Figura 1).



Figura 1 – Etapas de desenvolvimento de um projeto de geração de energia eólica (Fonte: Adaptado de MELLO, 2014). Etapa de Ocorrência do Pré-Licenciamento; Etapa de Obtenção da Licença Prévia; Etapa de Obtenção da Licença de Instalação e Operação; Etapa de Ocorrência do Pós-Licenciamento.

A primeira etapa trata-se da identificação e classificação de áreas de interesse, ou seja, uma pré-seleção de possíveis áreas para se prospectar, que baseado em dados genéricos, podem ter potenciais para futura instalação de parques eólicos (MELLO, 2014). Após a seleção dessas áreas é iniciada a verificação de disponibilidade e negociação de áreas para posterior instalação das torres anemométricas e medição dos dados de vento por 03 anos (Figura 2). Após esse período é confirmado o real potencial da área e inicia-se o desenvolvimento dos estudos de viabilidade técnica e econômica, como o *Micrositing*, que

avalia o posicionamento dos aerogeradores na área de acordo com as restrições e o potencial eólico e estima a energia que será gerada pelo parque.

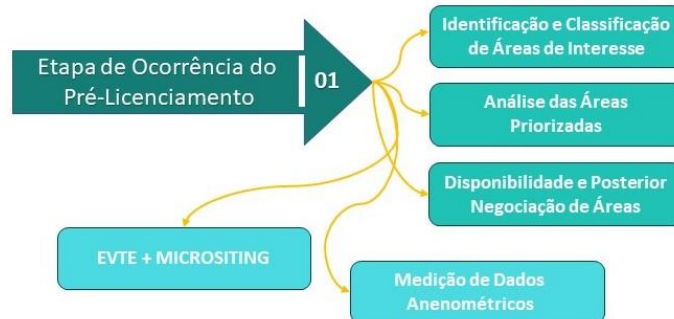


Figura 2 – Desenvolvimento das atividades durante a Etapa de ocorrência do Pré-Licenciamento do projeto.

Na etapa de licença prévia, os documentos são elaborados para cadastramento do empreendimento junto a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no qual irá aprová-lo e habilitá-lo para o leilão. Dentre as documentações que a EPE exige, está a obtenção da licença ambiental prévia do futuro empreendimento. Após o cadastramento do projeto, o mesmo irá para o leilão de energia e, dependendo do tipo de leilão, por exemplo, A-3 (três anos), A-5 (cinco anos) ou outro, o empreendedor deverá instalar o empreendimento para começar a operá-lo no tempo pré-determinado. Nessa etapa é necessária a obtenção da licença ambiental de instalação e posteriormente a de operação. Nesta etapa, dá-se ainda viabilidade dos locais (localização geográfica) e os estudos ambientais (EIA/RIMA).



Figura 3 – Desenvolvimento das atividades durante da Etapa de Obtenção da Licença Prévia.

Após a concessão dos locais e pareceres dos estudos ambientais, inicia-se a etapa de licença e operação do parque eólico. Com a licença de operação, o empreendimento terá que cumprir com a locação dos aerogeradores e sistemas associados, apresentar o projeto executivo com o memorial descritivo, o cronograma físico-financeiro, controle ambiental e o

planos e programas ambientais (Figura 4). No Brasil, a duração e vida útil de um parque eólico, é entorno de 20 anos. Tempo no geral emitido para licença de operação conformes as leis vigentes no Brasil para os contratos de venda de energia.

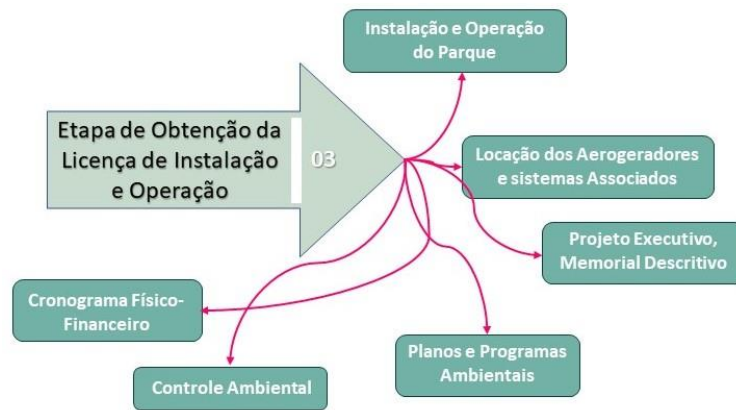


Figura 4 – Desenvolvimento das atividades envolvidas na Etapa de Obtenção da Licença de Instalação e Operação.

Após o período do tempo de vida útil do parque, cerca de 20, ou é realizado o descomissionamento ou é realizada uma nova repotenciação (Figura 5). O primeiro é quando o parque eólico é completamente desativado e descomissionado. O segundo é quando é realizada uma nova habilitação técnica, participação novamente em leilão de energia, novo processo de licenciamento ambiental e troca das turbinas e/ou instalação de novas.

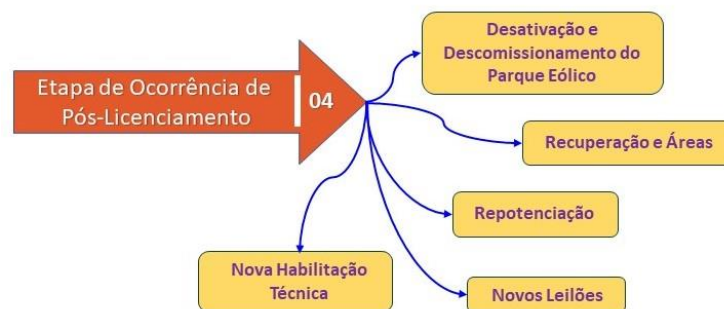


Figura 5 – Atividades envolvidas na etapa de Ocorrência de Pós-Licenciamento.

### 3.1 PRÉ-LICENCIAMENTO

A etapa do pré-licenciamento considerada nesse estudo refere-se a fase de seleção da área, anterior à instalação das torres anemométricas. Nesse sentido, estudos como o de Mello (2014), aponta que a etapa de análise em escritórios das áreas prospectadas pré-





selecionadas diminui as ocorrências posteriores de conflitos socioambientais para a natureza, sociedade e empreendedores.

Análise de pré-licenciamento deve ser realizada principalmente pelo empreendedor enquanto responsável pela seleção da área, quanto pelo órgão ambiental que analisa a área a fim de verificar possíveis restrições ambientais e o enquadramento quando a Resolução CONAMA N<sup>o</sup> 462/2014. Essa resolução baliza o órgão quanto ao tipo de estudo ambiental que o empreendedor deverá apresentar, sendo geralmente, ou EIA/RIMA ou RAS. Caso a área não seja passível de licenciamento, essa etapa suspende o avanço no processo de obtenção das licenças e dispêndio relativos as medições de vento, necessárias para habilitação do projeto junto a EPE.

Mello et al. (2013) aplica um estudo de caso no qual insere questões socioambientais na análise de prospecções de áreas, como os limites das áreas de proteção permanente (APP); distância pré-determinada de residências, tanto isoladas, quanto em aglomerados urbanos, calculada através da estimativa de ruído produzido pelos aerogeradores e impactos relacionados a sombra e análise de infraestrutura baseado nas distâncias das vias de transporte e linhas de transmissão, considerando que quanto menor a existências dessas vias e linhas, maior será o custo para interligar o parque ao sistema elétrico e os acessos para transporte das peças dos aerogeradores, desencadeando maior alteração do ambiente para se executar determinadas obras.

O recurso eólico é outro fator posto em consideração para definição das melhores áreas. Através das rugosidades do terreno, dados de vento e topografia, gera-se o recurso via software específico e se obtém um mapa com as informações do potencial de vento de cada local na altura pré-determinada. A partir dessas informações, Mello et. al. (2013) calculou as áreas de cada restrição e contabilizou o percentual total de área sem restrições e com restrições para a instalação de um empreendimento eólico, comprovando a viabilidade positiva ou negativa para posterior implantação do empreendimento.

Uma análise preliminar desse tipo com ferramentas de geoprocessamento e a utilização de dados gratuitos, apresenta-se útil para o empreendedor pré-selecionar uma área, levando em consideração não apenas aspectos técnicos, mais aspectos estruturais e ambientais. A Figura 6 dispõe de informações que podem e/ou devem ser levadas em consideração na seleção de áreas a serem prospectadas para a atividade de geração de energia eólica, desde aspectos técnicos como o potencial eólico, aspectos estruturais relacionados a parte de logística e transmissão de energia e restrições socioambientais.

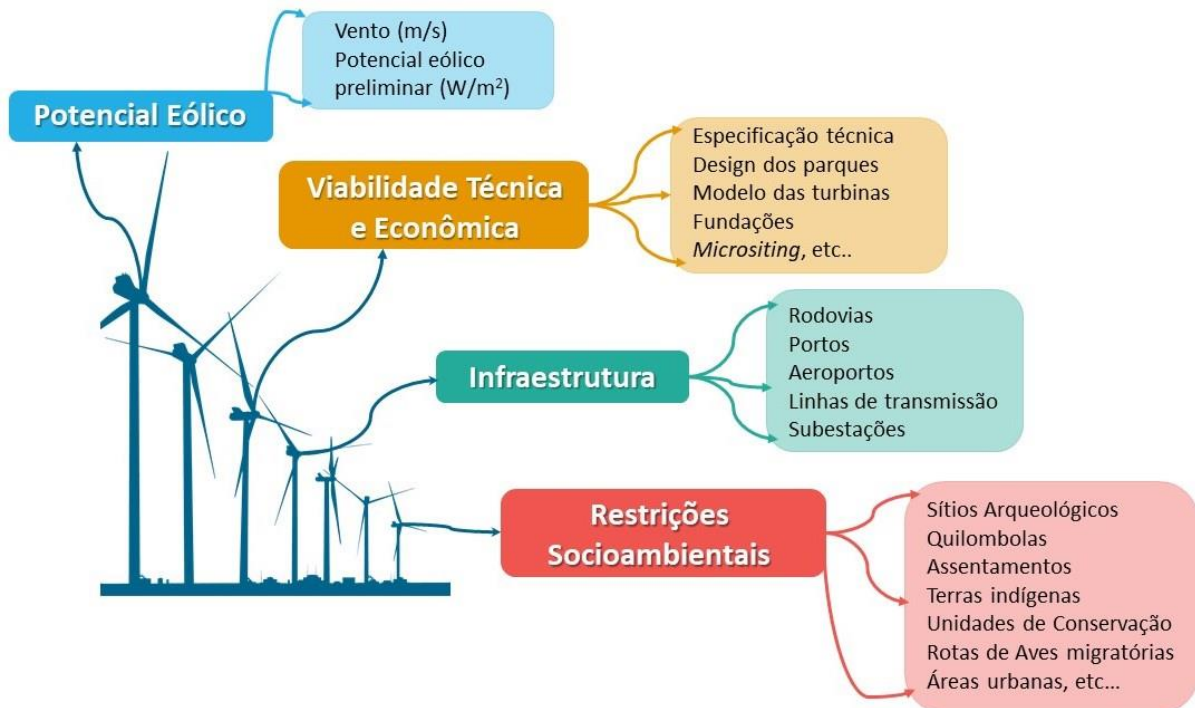


Figura 6–Informações que podem e/ou devem ser levadas em consideração na prospecção de áreas para a energia eólica a fim de se evitar problemas socioambientais futuros.

Por ser uma análise preliminar, essa etapa tende a ser executada com dados gratuitos, sendo fundamental observar a escala dos dados e data de atualização, ou seja, se é apropriado e atende a área que se está analisando e se é necessário um dado mais atualizado.

Entende-se que a análise da escolha da área, já inserindo uma visão socioambiental, tende a prever, prevenir e remediar impactos socioambientais mais severos, essa etapa é o estudo de viabilidade ambiental do empreendimento, que deverá ser realizado na fase inicial do processo de implantação das usinas eólicas, ou seja, antes mesmo de se iniciar as medições de vento na área.

Esse tipo de análise faz parte do planejamento ambiental enquanto instrumento de decisões ou escolhas acerca das melhores alternativas para o aproveitamento dos recursos disponíveis. Uma ferramenta potencial para essa análise é o próprio ZEE que é um dos instrumentos mais completos de organização do território na implantação de planos, obras e atividades públicas e privadas. Essas ferramentas são poderosas ao direcionar os melhores locais para implantação de determinado empreendimento, levando em consideração os aspectos técnicos, físicos, biológicos e antrópicos.



Sendo assim, sugere-se aos empreendedores uma análise mais detalhada na fase do pré-licenciamento, incorporando detalhes das restrições socioambientais na fase de seleção da área, diminuindo futuros conflitos socioambientais.

### **3.2 LICENCIAMENTO E CONDICIONANTES AMBIENTAIS**

Em 10 de junho de 2014, na 56ª Reunião Extraordinária, foi aprovado o texto da nova Resolução do CONAMA Nº 462 publicada em 24 de julho de 2014 que estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica.

Essa nova resolução estabelece ainda que empreendimentos eólicos considerados de baixo impacto ambiental poderão ser licenciados por meio de procedimento simplificado, contudo, quando o empreendimento se enquadrar em alguns dos casos dispostos no Art. 3º, parágrafo 3º, não será considerado baixo impacto, exigindo a apresentação de EIA/RIMA.

Os casos não considerados de baixo impacto ambiental será quando o empreendimento se localizar em: formações dunares; planícies de deflação; mangues e áreas úmidas; mata atlântica e implicar em supressão de vegetação primária e secundária; zona costeira e implicar em alterações significativas; áreas de rota, pouso, descanso, alimentação e reprodução de aves migratórias; locais que venham a gerar impactos socioculturais diretos; áreas com ocorrência de espécies ameaçadas de extinção e; áreas de endemismo restrito.

Salienta-se que alguns desses locais é considerada APP. As APP são locais especialmente protegidos, sinalizando instrumentos de relevante interesse ambiental, importantes na integração do desenvolvimento sustentável no qual são instituídas pela legislação federal através do Novo Código Florestal (Lei nº 12.651 de 25 de maio de 2012).

Contudo, como regra geral, as APP são caracterizadas pela intocabilidade e vedação de uso econômico direto, dada a singularidade e o valor estratégico dessas áreas, porém existe uma exceção quanto ao seu uso definida exclusivamente na Resolução CONAMA nº 369 de 28 de março de 2006 que dispõe sobre os casos excepcionais, de utilidade pública, interesse social ou baixo impacto ambiental, que possibilitam a intervenção ou supressão de vegetação em APP. Esta mesma resolução em seu Artigo 2º apresenta como utilidade pública “as obras essenciais de infraestrutura destinadas aos serviços públicos de transporte, saneamento e energia”.

Um dos processos do licenciamento ambiental é a elaboração e análise do estudo de impacto ambiental. A estrutura mínima do estudo ambiental é prevista em algumas



resoluções e também são fornecidas pelo órgão ambiental através de um Termo de Referência (TR). Para as usinas eólicas, BRASIL (2014) especifica em seus anexos I e II uma proposta de termo de referência tanto para um EIA/RIMA, quanto para o RAS. Os órgãos ambientais também dispõem de TRs próprios que podem ser alterados conforme a área.

Dentre as etapas existentes do estudo, estão as informações gerais e caracterização do empreendimento, determinação da área de influência do empreendimento e diagnóstico ambiental. As etapas anteriores oferecem subsídios para execução de um dos passos mais importantes que é a identificação, previsão e análise dos impactos ambientais. Após a identificação dos impactos ambientais que possam surgir com a implantação e operação do empreendimento é realizada a análise desses impactos em relação a parâmetros ambientais pré-estabelecidos e posterior mensuração quanto ao seu grau de magnitude ou criticidade, conforme o meio ao qual está inserido. Posteriormente, serão analisadas medidas mitigadoras que possam ser estabelecidas para minimizar esses impactos. Essas medidas são subdivididas e descritas em planos e programas ambientais básicos. A eficácia das medidas e da implantação desses programas deve ser acompanhada por meio de indicadores ambientais que deverão ser implantados no decorrer da instalação e operação do empreendimento.

Nessa etapa deve-se esperar que as medidas propostas tenham mais consistência com a realidade do empreendimento, e após a concessão da licença é necessário um acompanhamento efetivo da sua implementação. Esse acompanhamento deve ser feito mesmo depois da licença de operação a fim de acompanhar os reais impactos ambientais ocasionados.

No geral, o propósito do estudo ambiental é apresentar a viabilidade de um empreendimento em determinada área quando comparado aos impactos socioambientais negativos e positivos ocasionados pelo empreendimento. Um estudo de impacto ambiental deficiente, bem como a correta aplicação e avaliação da eficácia na implantação dos programas e planos ambientais pode subtrair atividades antrópicas, infraestruturas sociais e econômicas, espécies animais, vegetais e aspectos físicos (JERONYMO; BERMANN; GUERRA, 2012).

Os principais tipos de licenças ambientais são a prévia (LP), instalação (LI) e operação (LO). A licença prévia é concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção. Esse tipo de licença é a primeira a ser emitida para parques eólicos, sendo uma exigência pela EPE para habilitação do projeto e posterior participação nos leilões de energia.



A licença de instalação autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante. A licença de operação autoriza a operação da atividade ou empreendimento, e estabelece medidas de controle ambiental e monitoramentos que devem ser continuadas durante toda a fase de operação.

Cada licença ambiental apresenta uma série de condicionantes ambientais que deverão obrigatoriamente ser cumpridas pelo empreendedor. Caso não sejam cumpridas, o empreendedor assumirá as responsabilidades jurídicas, sofrerá penalidades e perderá a licença do empreendimento.

Muitos estudos apontam sobre a falta de acompanhamento na implantação dos programas e planos ambientais e também em relação a falta de uma avaliação pós-licenciamento, visando identificar se os objetivos da mitigação dos impactos socioambientais foram atingidos ou não, como previu o estudo de impacto ambiental que antecede a implantação. Uma das razões do insucesso de planos e programas ambientais é a falta de acompanhamento sistemático das ações, possibilitando assim, correções ainda durante a execução dos programas.

~~Para a análise posterior sugestões nesse item do presente artigo, foram solicitados ao órgão ambiental vista aos processos de 05 parques eólicos localizados no litoral setentrional do RN cujo estudo de impacto ambiental requerido foi o RAS.~~

~~A análise permitiu verificar que não há uma padronização na escolha e solicitação das informações ao empreendedor contidas nas licenças ambientais, ou seja, mesmo para alguns programas menos específicos, não foi observado um “padrão” na solicitação dos planos, programas e monitoramentos ambientais, bem como nas condicionantes das licenças. As mesmas tendem a ser aleatórias e não seguem uma sequência aparente, mesmo tendo a repetição de condicionantes em algumas situações.~~

É sabido que cada instalação e operação de um determinado empreendimento dispõem de particularidades, sendo comum que as condicionantes e monitoramentos sejam diferentes, no entanto existem generalidades que podem ser seguidas. Por exemplo, existem impactos ambientais que podem ocorrer com a instalação de eólicas e tendem a existir independentemente da localização, variando apenas conforme o modelo da máquina, como o impacto visual na paisagem; poluição sonora através da geração de ruídos emitidos pelos aerogeradores; interferências eletromagnéticas; impacto ocasionado pela sombra dos



aerogeradores nas habitações e o impacto sobre a avifauna, se for uma área de rota migratória.

Nesse caso, alguns planos poderiam ser solicitados a todos os empreendimentos como o monitoramento de ruído e, especificamente para zona litorânea, enquanto zona de rota migratória de aves, o monitoramento de avifauna. Outros programas são importantes de serem contemplados nas licenças independentemente da localização como o Programa de Comunicação Social e Educação Ambiental, que se forem bem realizados, contribuem para a diminuição de conflitos com a população local, sendo o primeiro, o estabelecimento de um canal de comunicação da sociedade com o empreendedor e o segundo, incentivo à conscientização da população em relação as questões ambientais.

O estabelecimento de uma listagem de condicionantes comuns a todos os empreendimentos é de fundamental importância, para em seguida, listarem critérios específicos e comuns apenas à determinado empreendimento.

Também não foi observado nos processos analisados a emissão de Termos de Referência (TRs) com conteúdo mínimo a ser contemplado nos Planos, Programas e Monitoramentos Ambientais; a inexistência desse tipo de procedimento contribui para a amplitude na metodologia de execução dos monitoramentos, o que pode implicar no recebimento tanto de trabalhos superficiais, quanto mais completos.

A elaboração desses TRs para os programas de monitoramento colaboraria para a eficácia de aplicação do plano/programa e uniformizaria a avaliação por parte dos analistas ambientais, ou seja, dependendo do contexto, a opinião técnica pode variar, podendo ocasionar em decisões diferentes para situações similares.

A criação de procedimentos é eficaz na definição de condicionantes para as licenças ambientais, lembrando que estabelecer procedimentos não significa que todas as licenças sejam iguais, mas podem funcionar como um guia para os analistas ambientais na determinação das condicionantes e análise dos relatórios;

Em relação as outras condicionantes, vale destacar algumas solicitadas pelo órgão como o desenvolvimento de ações para promoção de capacitação e treinamento de mão-de-obra local, que poderia ser solicitada para a maioria dos empreendimentos. Tal condicionante reflete uma preocupação do órgão ambiental em agregar e contribuir com o retorno do empreendimento para a comunidade, incentivando qualificação profissional e absorção da mão-de-obra local para a construção.



Também foi observada algumas contradições na emissão das condicionantes. Em um dos parques existia a condicionante em que dizia que "*O empreendedor não poderá instalar aerogeradores em Áreas de Preservação Permanentes - APP*", nesse caso, existe uma contradição do órgão, pois os aerogeradores em sua maioria foram instalados em dunas móveis, à época em que a Resolução CONAMA Nº 303/2002 que dispõe sobre parâmetros, definições e limites de APP, em seu Artigo 3º e Inciso XI, coloca duna como APP, ainda estava em vigor.

Em relação a eficiência dos programas ambientais, o órgão ambiental coloca como condicionante que "*Deverá ser realizadas constantes avaliações quanto à aplicabilidade e eficácia dos planos, programas e projetos devendo sempre que necessário readequá-los para que os mesmos cumpram seus objetivos e metas, ou seja, a preservação, conservação e/ou recuperação ambiental*". Tal condicionante é de extrema importância se houver de fato uma análise sobre a verdadeira eficácia dos programas ambientais na minimização ou anulação dos impactos ambientais oriundos da implantação e operação do empreendimento.

A criação de um TR específico para a avaliação da aplicabilidade e eficácia dos planos, programas e projetos já com sugestão de indicadores de avaliação, contribuiria para a verificação não apenas do cumprimento da condicionante, mas para comprovação de que a mitigação do impacto está sendo atingida, pois tão importante quanto aplicar uma medida mitigadora, é avaliar se ela realmente é eficaz;

Outro ponto fundamental é a exigência por parte do órgão ambiental de que os Planos e Programas Ambientais tenham objetivos claramente definidos e metas devidamente estabelecidas, com indicadores mensuráveis que possam ser utilizados para avaliar a eficácia de cada programa ambiental.

FURTADO; PEREIRA; FILHO (2005) expõe que uma das razões do insucesso de planos e programas ambientais é a falta de acompanhamento sistemático das ações, possibilitando correções ainda durante a execução dos programas. BARÃO (2007) faz uma análise crítica do licenciamento ambiental do setor hidrelétrico, o autor atestou que o EIA/RIMA e a proposição de medidas e programas ambientais através dos Planos Básicos Ambientais (PBA), são ferramentas indispensáveis para o equacionamento de problemas ambientais, contudo não atuam plena e suficientemente para atingir o desenvolvimento sustentável. Duarte et al (2013) coloca como recursos necessários na gestão ambiental a utilização de indicadores. As técnicas baseadas em indicadores e índices pretende avaliar e comparar variantes para um mesmo projeto visando integrar o processo de avaliação. Os indicadores



podem ser quantitativos ou qualitativos e devem expressar o estado do ambiente, descrever o seu funcionamento e permitir estimar as mudanças no ambiente decorrentes da ação promovida.

Por vezes os próprios programas ambientais não delimitam corretamente em seu escopo os objetivos e metas, nem tão pouco os indicadores de avaliação. Muitas vezes, os objetivos são atingidos, mas não as metas, pois não há 'parâmetros de avaliação de desempenho ambiental', nem 'identificação dos indicadores de desempenho', nem tampouco 'métodos e unidades de medição' ou 'critérios de avaliação dos resultados obtidos' (Processo TC 025.829/2010-6).

### **3.3 PÓS-LICENCIAMENTO E DESCOMISSIONAMENTO**

O Pós-Licenciamento remete-se a etapa posterior a operação do parque eólico, ou seja, sua desativação. As turbinas eólicas apresentam tempo de vida útil de aproximadamente 20 anos, que coincide com os contratos de venda de energia. Após esse período, ou é realizado o descomissionamento ou é realizada uma nova repotenciação. O primeiro é quando o parque eólico é completamente desativado e descomissionado. O segundo é quando é realizada uma nova habilitação técnica, participação novamente em leilão de energia, novo processo de licenciamento ambiental e troca das turbinas e/ou instalação de novas.

Existe uma pesquisa executada pelo Tribunal de Contas da União (TCU) que analisou procedimentos de licenciamento ambiental em obras de infraestrutura (Processo TC 025.829/2010-6). O objetivo do levantamento foi identificar pontos que pudessem ser aperfeiçoados em todo o processo. O relatório coloca que o procedimento de avaliação do pós-licenciamento é uma etapa fundamental para a efetividade do processo de licenciamento ambiental, mas que ainda não é realizado sistematicamente e que não há um procedimento padronizado para o pós-licenciamento, nem critérios que permitam analisar os resultados obtidos quanto à eficácia da mitigação de impactos e das medidas adotadas para mitigá-los.

Desta forma, é comprovado que o pós-licenciamento segue atrelado aos resultados obtidos com a implantação de monitoramentos, planos e programas ambientais que foram executados ao longo dos anos de construção e operação do empreendimento, assim, se não houver controle da efetividade desses planos, a avaliação do pós-licenciamento estará comprometida. Grande parte das pesquisas estão voltadas para os EIA e AIA, o que torna a





abordagem ao tema pós-licenciamento, avaliação da efetividade dos planos e programas ambientais e eficácia da implantação das medidas mitigadoras em segundo plano.

A etapa do Pós-Licenciamento engloba também o descomissionamento do parque eólico, ou seja, a desativação do empreendimento cujas etapas são: i) o desmonte dos aerogeradores; ii) a destinação final ambientalmente adequada dos materiais e equipamentos e iii) a recuperação da área desmobilizada.

No Brasil, ainda não foi registrada a desativação de nenhum parque eólico, ou seja, não temos ainda a experiência do descomissionamento de parques eólicos, contamos hoje apenas com a experiência internacional, sendo necessária a preparação para essa fase quando vier a ocorrer. O órgão ambiental do RN (IDEMA) já solicita nas licenças um plano de desativação do empreendimento, caso o empreendedor encerre suas atividades, em atendimento ao Art. 53 da Lei Complementar Estadual nº 272/04.

O respectivo Artigo 53, em seu Parágrafo 1º que a comunicação ao órgão ambiental sobre a desativação deverá ser acompanhada, do referido Plano de Desativação que contemple a situação ambiental existente e, se for o caso, informe a implementação das medidas de restauração e de recuperação da qualidade ambiental das áreas que serão desativadas ou desocupadas. O Parágrafo 2º coloca que após a restauração ou recuperação da qualidade ambiental, o empreendedor deverá apresentar um relatório final, acompanhado das respectivas Anotações de Responsabilidade Técnica, atestando o cumprimento das normas estabelecidas no Plano de Desativação.

O Ministério do Meio Ambiente e Mudanças Climáticas (em inglês *Ministry of the Environment and Climate Change Resources- MOECC*) de Ontário, no Canadá, solicita em seu check list para aprovação de projetos de energia renovável informações quanto ao descomissionamento como procedimentos para desmontagem ou demolição da instalação do empreendimento eólico, descrição das atividades relacionadas à restauração de qualquer ecossistema afetado negativamente pela instalação e os procedimentos para gerenciar a destinação dos materiais e resíduos, similar a um Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (PGRS) (MOECC, 2009).

Já o Setor de Planejamento e Desenvolvimento Econômico do Havaí aponta alguns aspectos sobre a desativação do empreendimento. O proprietário será o responsável pelos custos do descomissionamento do parque que deve incluir as despesas com a desmobilização dos componentes dos aerogeradores como as turbinas eólicas, torres, edifícios, cabos, componentes elétricos, fundações e quaisquer outras instalações



associadas e o desmonte deverá ocorrer obrigatoriamente no máximo após 11 meses da paralisação das atividades. Caso o empreendedor não execute a desativação, a legislação do Haváí coloca que o dono da propriedade deverá tomar as medidas necessárias para concluir o descomissionamento. Para isso, o acordo entre o dono do parque e o proprietário da terra deve contemplar segurança financeira para a realização desse serviço. Como parte do descomissionamento, o empreendedor deverá restaurar a área utilizada e modificada o mais próximo às condições originais como antes da instalação do parque.

Em relação aos aspectos de descomissionamento, é possível fazer as seguintes observações:

- A avaliação da efetividade das medidas mitigadoras e monitoramentos ambientais dos parques eólicos é fundamental para a análise do pós-licenciamento da área, pois é através dela que se verifica se as medidas foram realmente eficientes e com isso, pode-se destacar quais áreas e impactos merecerão maior destaque no Plano de Desativação do empreendimento e nas medidas de descomissionamento;
- É necessário que o órgão já crie procedimentos para o descomissionamento, incluindo quais documentos, estudos e análises deverão ser realizados pelo empreendedor;
- Outro ponto relevante é a solicitação de provisionamento de recursos advindos com o lucro da venda de energia por um determinado tempo, a fim de garantir que o empreendedor terá recursos para realizar o descomissionamento corretamente;
- Importante realizar uma análise socioeconômica para o descomissionamento, pois caso o empreendimento tenha contribuído para a geração de empregos, aumento da renda familiar e da receita tributária, a sua desativação poderá implicar na diminuição desses recursos;
- Importante analisar o impacto à segurança energética com possíveis desativações do parque;
- O mercado da reciclagem deverá estar preparado para receber os resíduos em caso da desativação da estrutura do parque;
- Após a execução do Plano de Desativação, incluindo a recuperação das áreas, é importante o órgão ambiental incluir em seus procedimentos uma vistoria técnica com vistas a realizar uma reunião com registro de ata entre o proprietário do terreno e do parque a fim de resolver questões sobre a aceitação do estado da área após a recuperação.



## 6 CONCLUSÕES

É inegável a inter-relação de todas as fases que compõem a vida útil de um parque eólico, principalmente relacionado a aspectos socioambientais como a fase de pré-licenciamento, licenciamento e pós-licenciamento, por isso, todas essas etapas devem ser vistas sistematicamente integradas como parte de um todo, em que a decisão/escolha/fundamento de realização de uma ação em uma etapa repercutirá na outra desencadeando uma reação em cadeia.

É fundamental a análise da área anterior até à instalação das torres anemométricas. Uma análise preliminar com ferramentas de Geoprocessamento e a utilização de dados disponíveis gratuitamente por órgãos oficiais, ou de mérito científico reconhecido, apresenta-se útil ao empreendedor na pré-seleção de uma área de interesse, evitando assim conflitos socioambientais na fase do licenciamento.

Para o licenciamento ambiental foi recomendada a elaboração de procedimentos a serem considerados na licença prévia, de instalação e operação do empreendimento, entre os quais sugere-se: estabelecer uma listagem de condicionantes comuns a todos os empreendimentos para, em seguida, listarem critérios específicos e comuns apenas à determinado tipo de empreendimento; elaborar TR para os monitoramentos, planos e programas ambientais; bem como para a avaliação da aplicabilidade e eficácia dos planos, programas e projetos; criação de um Manual de Boas Práticas para que planos e programas desenvolvidos com sucesso para alguns empreendimentos se tornem exemplos a serem seguidos por outros empreendimentos, entre outros.

Nos aspectos de descomissionamento foi sugerida a elaboração de procedimentos para o descomissionamento, incluindo a listagem de quais documentos, estudos e análises deverão ser realizados pelo empreendedor; a solicitação de provisionamento de recursos advindos com o lucro da venda de energia por um determinado tempo, a fim de garantir que o empreendedor tenha recursos para a realização correta e em conformidade do descomissionamento.

Recomenda-se ainda, como trabalhos futuros, o emprego dos procedimentos propostos para as etapas de licenciamento e pós-licenciamento, as quais somente serão efetivamente desenvolvidas a partir da vivência diária do órgão ambiental, no estabelecimento de rotinas junto à equipe de analistas, que garanta maior eficiência no processo e no caráter técnico-científico-jurídico aos procedimentos de licenciamento ambiental.



O processo de licenciamento ambiental deve avaliar frequentemente suas carências e intensificar os aspectos positivos, ao diminuir o excesso de subjetividade, estabelecer procedimentos que não generalizem o processo, aumentar os aspectos técnicos científicos, garantir recomendações que promovam a real efetividade das medidas mitigadoras. Ainda, deve estar aliado às ferramentas tecnológicas de planejamento ambiental, que ofereçam subsídios e contribuições ao planejamento e ordenamento territorial adequado, garantindo maior equilíbrio do homem com os ecossistemas, superando as barreiras em que os instrumentos de planejamento ambiental são teoricamente eficazes mas, na prática, são ineficientes na garantia do desenvolvimento sustentável.

## 7 REFERÊNCIAS

AMENDOLA, M. **Uma avaliação do ordenamento territorial no processo de planejamento governamental: estudo do Rio de Janeiro.** Tese de doutorado (Programa de Pós-Graduação em Geografia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

BARÃO, M. A. **Avaliação crítica do licenciamento ambiental como ferramenta para o desenvolvimento sustentável – estudo de caso do setor hidrelétrico.** Dissertação (Pós Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos). Curitiba, 2007.

BRASIL (PNMA). Lei no 6.938, de 31 de agosto de 1981. A **Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação.** Brasília, 1981.

BRASIL, Resolução CONAMA Nº 237 de 19 de dezembro de 1997. **Licenciamento ambiental; competência da União, Estados e Municípios; listagem de atividades sujeitas ao licenciamento; Estudos Ambientais, Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental,** 1997.

BRASIL, Resolução CONAMA Nº 369, de 28 de março de 2006. **Dispõe sobre os casos excepcionais, de utilidade pública, interesse social ou baixo impacto ambiental, que possibilitam a intervenção ou supressão de vegetação em Área de Preservação Permanente-APP.** Publicado no D.O.U.

BRASIL, Resolução CONAMA Nº 462 de 24 de julho de 2014. **Estabelecimento de procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre,** altera o art. 1º da Resolução CONAMA n.º 279, de 27 de julho de 2001, 2014.

BRASIL. CONAMA, Resolução nº 001/1986. Conselho Nacional do Meio Ambiente. **Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental.**

BRASIL. CONAMA, Resolução nº 279, de 27 de julho de 2001. Conselho Nacional do Meio Ambiente. **Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental.**



BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília: [s.n.], 1988.

BRASIL. Tribunal de Contas da União - TC.025829/2010-6 /DNIT, Relator: André Luis de Carvalho/ Procurador Geral Lucas Rocha Furtado. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2856-44/11-P. 2011.

DINIZ, C. H. G. et al. **Representação tridimensional de processos de erosão costeira em Ilhas Barreiras utilizando tecnologia de jogos**. Anuário do Instituto de Geociências – UFRJ, v. 40, n.3, p. 147-158, 2017.

FURTADO, R. C.; PEREIRA, M. C. L.; MASCARENHAS FILHO, J. L. **Monitoramento e Controle de Projetos Sociais**. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Curitiba-PR. 2005.

GELPI, A.; KALIL, R. M. L. **Planejamento e Gestão do Território: Escalas, Conflitos e Incertezas**. Cidades, v. 12, p. 74-103, 2015.

GRIGIO, A.M.; AMARO, V. E.; DIODATO, M. A.; VITAL, H. **Análise Multitemporal do uso e ocupação do solo, em áreas de atuação da indústria petrolífera, com base em produtos de sensoriamento remoto e sistema de informação geográfica: Município de Guimarães (RN)**. Revista de Geografia (São Paulo), Rio Claro- São Paulo, v. 30, 2005, n.1, p. 177-197.

JERONYMO, A. C. J.; BERMANN, C.; GUERRA, S. M. G. **Considerações sobre a desconstrução do licenciamento ambiental brasileiro**. Raega - O Espaço Geográfico em Análise, v. 26, 2012.

MELLO, M. T. C. **Estudo de Viabilidade Técnico-Ambiental para Implantação de Parques Eólicos: Um Estudo de Caso em um Fragmento do Litoral Setentrional do Rio Grande do Norte/Brasil**. Dissertação (Mestrado em Geografia) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

MELLO, M. T. C. SILVA, R. E. C. LEMOS, D. F. A. L. FERNANDES, E. **O uso de técnicas de geoprocessamento na prospecção de áreas para aproveitamento de energia eólica**. Anais XVI Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto - SBSR, Foz do Iguaçu, PR, Brasil, 2013

MINISTRY OF THE ENVIRONMENT AND CLIMATE CHANGE RESOURCES – MOECC. Checklist for Requirements under O. Reg. 359/09 **Supplement to Application for Approval of a Renewable Energy Project**. Ontário, Canadá.

Novo Código Florestal (Lei nº 12.651 de 25 de maio de 2012)

RN. Lei Complementar nº 272, de 03 de março de 2004. **Regulamenta os artigos 150 e 154 da Constituição Estadual, revoga as Leis Complementares Estaduais nº 140, de 26 de janeiro de 1996, e nº 148, de 26 de dezembro de 1996, dispõe sobre a Política e o Sistema Estadual do Meio Ambiente, as infrações e sanções administrativas**



**ambientais, as unidades estaduais de conservação da natureza, institui medidas compensatórias ambientais, e dá outras providências.**

SÁNCHEZ, L. E. **Avaliação de impacto ambiental**. Oficina de Textos, 2015.

SANTOS, R. F. **Planejamento ambiental: teoria e prática**. São Paulo: Oficina de Textos, 2004.

SOUTO, M. V. S. **Análise multitemporal dos elementos geoambientais da Planície estuarina de Região da Ponta do Tubarão, área de influência dos campos petrolíferos de Macau e Serra, Município de Macau**. RN, v. 120, 2004. SOUTO et al., 2006;

SOUTO, M. V. S., AMARO, V. E. (2003). **Análise multitemporal quanto ao uso e ocupação do solo da região de ponta do tubarão, município de Macau/RN, utilizando técnicas de geoprocessamento**. XI Simpósio de Sensoriamento Remoto. Belo Horizonte, MG. pag. 1649 a 1655.



**Brazil  
Windpower  
Papers**

**20 e 21  
Outubro  
2021**



*CATEGORIA 6*

**MISCELÂNEAS**

# CONSIDERATIONS ON THERMOMECHANICAL ANALYSIS OF WIND TOWER CONCRETE FOUNDATIONS

Amanda Moreira Lima Machado, Alexandre Conrado Maia Vidal, Lucas Feitosa de Albuquerque Lima Babadopulos, Antônio Eduardo Bezerra Cabral

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil: Estruturas e Construção Civil (PEC), Universidade Federal do Ceará (UFC)

**ABSTRACT:** Analyzing the thermomechanical aspects of the concretes used in the foundation blocks of wind towers is extremely important due to the risks of cracking and delayed ettringite formation from the heat generated during the cement hydration process. Therefore, this article presents the steps and intervening parameters necessary to carry out a thermomechanical analysis on these structures, exemplifying and showing the results of a computer simulation of a wind tower foundation block. The main results are the evolution of the concrete temperature and its cracking index. In addition, it presents practical recommendations for concrete pouring and choosing monitoring points. Finally, the data received from on-site monitoring are compared with the results of computer simulations.

## 1. INTRODUCTION

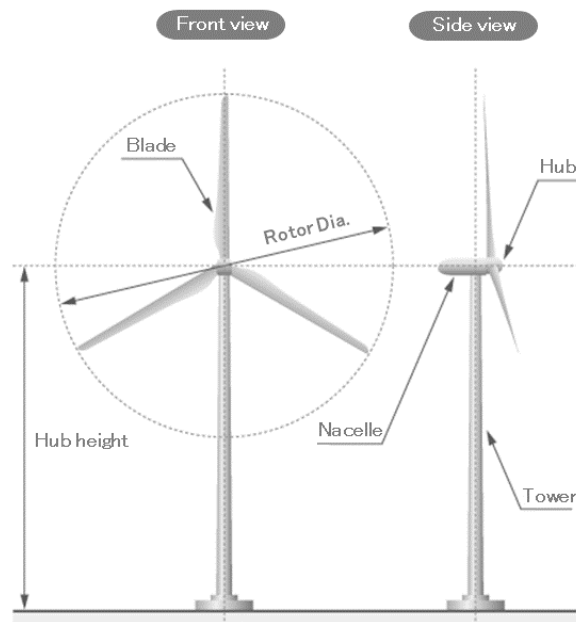
The electricity production from mechanical energy coming from the wind is proving effective and it has shown an increased usage rate in many countries, with emphasis on Brazil, in particular to the Northeast region. According to the Global Wind Report 2019 (GWEC, 2020), the Brazilian auction model, efficient and competitive, promoted the eolic energy capacity installed to grow from 0,6 GW to 15,4 GW in the last ten years, putting Brazil in the seventh world position in onshore eolic energy capacity installed. The most recent data from ABEólica (2021) shows that Brazil has an infrastructure composed of 726 wind farms installed with a total of 8.585 wind turbines.

According to ANEEL (2020), the eolic source represents 8,94% of the operating Brazilian energy matrix and shows significant expansion rates among the power generation ventures granted in implementation, representing 33,04% of the under-construction ventures and 27,82% of those that whose have not yet begun.



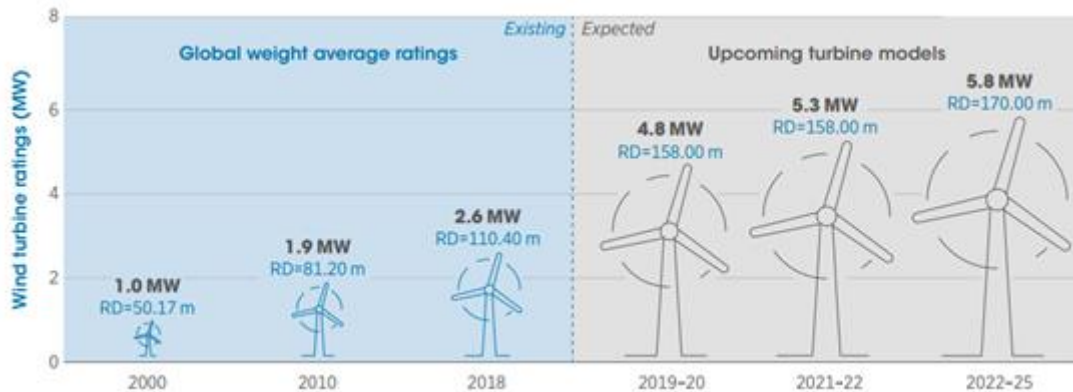
Due to the eolic turbines' technological advancements, there was an expansion in the eolic energy generation capacity. This occasioned a rotor diameter (RD) increase, which corresponds to the measured diameter between the shovels, and the height of eolic towers (IRENA, 2019). This allows the contact of the eolic shovels with more constant and faster winds, elevating the energy harvesting, the capacity factor (percentage of use) and, so, the reliability of the system. Further, higher towers are necessary to ensure a safer distance between longer shovels and ground (LANTZ et al., 2019). Figure 1 shows the elements of a wind tower and Figure 2 shows a temporal evolution of wind turbines size and output.

Figure 1 - Elements of a wind tower



Source: Venti Japan Inc. (2017).

Figure 2 – Temporal evolution of wind turbine size and output



Source: Irena (2019).

The towers are supported on foundations of large volumes of reinforced concrete, in the order of hundreds of cubic meters. Due to its dimensions, there is a large volume and a relatively small surface area for exchanging heat (generated by hydration reactions) with the environment to provide cooling of the concrete. Therefore, it is necessary to control the temperature rise in these structures.

The rise in temperature can cause the appearance of cracks because of the coupling between the thermal phenomenon (expansion-contraction of materials under non-uniform temperature distribution due to the heat generated) and the mechanical phenomenon (total or partial impediment of material movement in the hardened state, for example, by the action of a temperature gradient). Cracks occur when tensile stresses, of thermal origin, exceed the tensile strength of concrete (WU *et al.*, 2011).

Another pathological manifestation that can arise as a result of temperature increase is that resulting from the delayed ettringite formation - DEF. This defect can occur when the temperature of the concrete exceeds 65 °C during the hydration reactions, preventing the formation of ettringite in its fresh state (in which it is benign) so that the ettringite ends up forming with the concrete already in the hardened state. As it is an expansive phenomenon (LAROSCHE, 2009), the ettringite formed later causes an increase in internal tensions in the concrete, which can break it by exceeding the resistant capacity of the material.

It is possible to make predictions and evaluations of the internal temperature of large volumes of concrete by solving the heat equations associated with the problem (involving the heat of hydration of the cement as a source and propagating it by conduction/convection through the volume of material and its surface). Finite element commercial software can be used in these analyses. It is possible to estimate the evolution of the temperatures distributed in the concrete with time, the maximum temperatures and determine the points considered critical for the appearance of cracks of thermal origin. Monitoring the temperature at some points of the structure over time, together with model predictions, allows us to assess the risk of thermal cracking.

This paper addresses an important issue related to wind towers: the thermomechanical study necessary to carry out the pouring of foundation blocks,

including the subsequent monitoring of concrete temperatures of these blocks. Thus, this article presents a procedure for the thermomechanical study of foundation blocks, showing possible measures to avoid thermal rises harmful to concrete. The results presented here are from the Research Group on Building Materials and Structures (GPMATE) and Research Group in Materials Rheology, both from the Federal University of Ceará (UFC) and were developed in the Building Materials Laboratory (LMCC) of UFC.

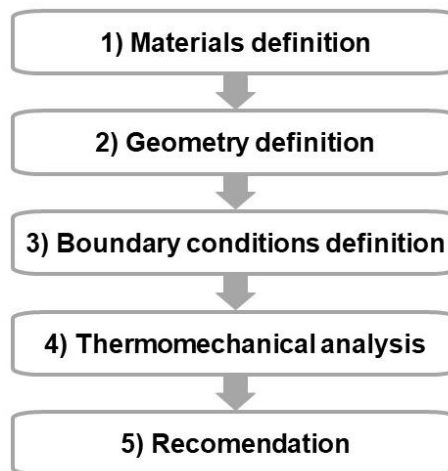
## **2. THERMOMECHANICAL STUDY OF WIND TOWER FOUNDATION BLOCKS**

To carry out thermomechanical studies of foundation blocks, simulations are performed using commercial finite element software widely used in both academic and technical environments, such as b4cast, Comsol, Abaqus, Diana, Ansys among others. Such software use the finite element method to calculate the temperatures and tensile and compression stresses of concrete inside the foundation blocks, as a function of time.

To solve thermomechanical problems associated with the concrete heating, the following are required: cement parameters (e.g. activation energy and the rate of heat released during cement hydration) and concrete parameters, (e.g. cement content in the mix design, thermal capacity, specific gravity, thermal conductivity, specific heat, coefficient of thermal expansion, modulus of elasticity, Poisson's ratio, tensile and compressive strength over age, initial temperature, among others). These parameters must be determined through tests or estimated through specialized bibliography. Data on the boundary conditions of the structure must also be entered, such as the relative humidity, the ambient temperature of the place, the wind speed, the type and time of use of formwork, the characteristics of the soil in contact with the structure, among others, as will be better explained later.

The main steps for performing the simulations are specified in Figure 3. In this article, for each of the steps, an example of the application of the simulation procedure will be given for a concrete foundation block of a wind tower, using the software b4cast.

Figure 3 – Steps for performing the simulations



### **2.1. Materials definition**

For the simulations, it is essential to have the correct characterization of the constituent materials of the concrete and the realistic characterization of the properties of the concrete itself. One way to measure the rate of heat released during cement hydration is through isothermal calorimetry. In addition, there are Brazilian standards that establish tests to find most of the parameters mentioned above, as NBR 12820 (ABNT, 2012) for thermal conductivity, NBR 12817 (ABNT, 2012) for specific heat, NBR 8522 (ABNT, 2017) for modulus of elasticity, NBR 5739 (ABNT, 2018) for compressive strength and NBR 9778 (ABNT, 2005) for specific gravity.

Table 1 presents the concrete thermal properties, extracted from literature, used in the simulations presented in this article. In Figure 4, the evolution of the compressive and tensile strengths of concrete of  $f_{ck} = 30\text{MPa}$  used in the foundation block of the wind tower, whose thermomechanical simulation is the object of this article, is shown. For the construction of this structure, concrete of  $f_{ck} = 40\text{MPa}$  was also used on the top of the block. Figure 5 presents the values of the elevation of the modulus of elasticity of the concrete used in the simulation performed, which were obtained according to the method described by NBR 8522 (ABNT, 2017).

Table 1 - Thermal parameters adopted for the concrete studied in this article

|                                  |                      |
|----------------------------------|----------------------|
| Specific heat (kJ/kg/°C)         | 1.2                  |
| Thermal conductivity (kJ/m/h/°C) | 13                   |
| Coefficient of thermal expansion | $1.15 \cdot 10^{-5}$ |

Source: Gonçalves (2018).

Figure 4 - Evolution of compressive and tensile strengths of 30 MPa concrete

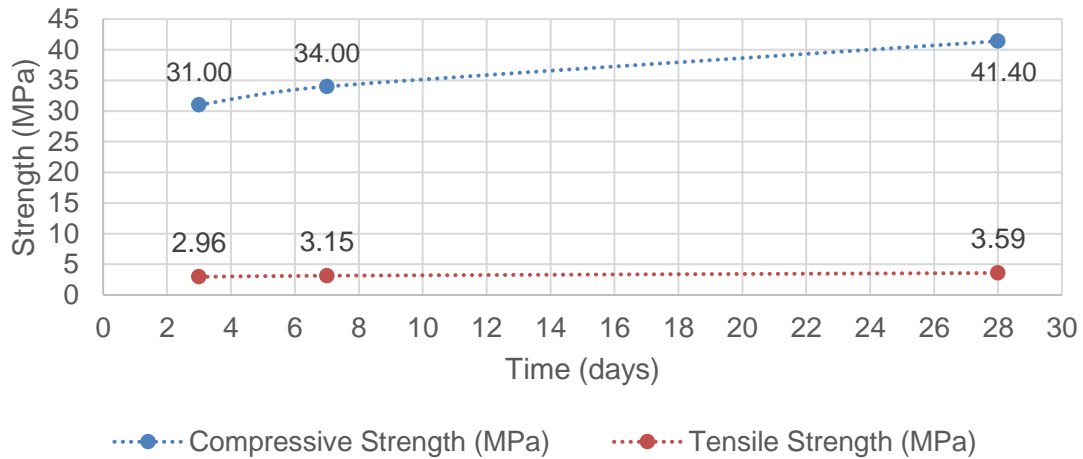
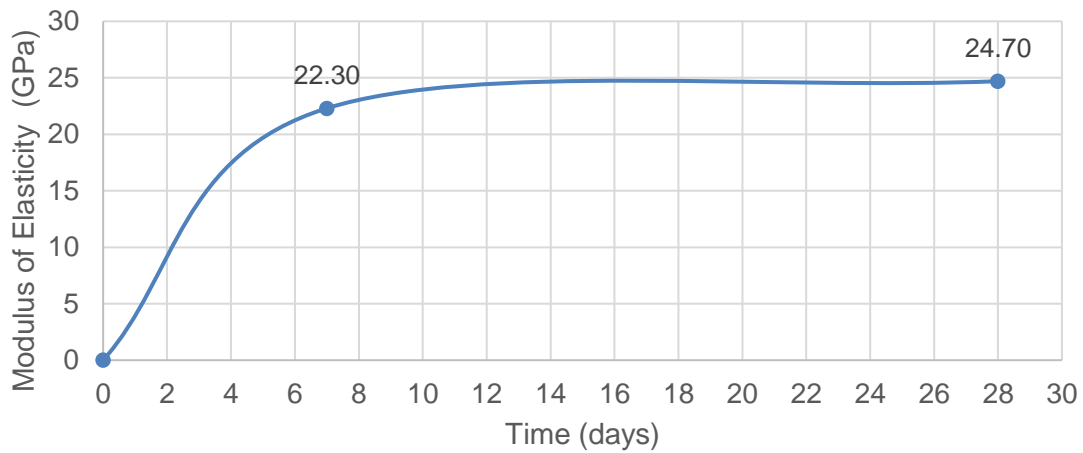


Figure 5 - Evolution of the modulus of elasticity of 30 MPa concrete



To avoid thermal elevations dangerous to concrete, it is recommended to use types of cement classified as low heat of hydration, which according to NBR 16697 (ABNT, 2018), have total heat generated less than 270 J/g in 41h of testing. Table 2 presents heat of hydration data for various types of cement made in Brazil.

Table 2 – Heat of hydration data for some types of cement

| Time (hours) | Heat of hydration (J/g) |            |              |                       |
|--------------|-------------------------|------------|--------------|-----------------------|
|              | CP II E 32 RS           | CP II E 40 | CP III 40 RS | CP IV 32 with fly ash |
| 12           | 115                     | 217        | 123          | 62                    |
| 24           | 192                     | 275        | 201          | 149                   |
| 41           | 236                     | 294        | 234          | 194                   |
| 72           | 261                     | 301        | 246          | 212                   |
| 120          | 280                     | 307        | 250          | 226                   |
| 168          | 291                     | 314        | 250          | 234                   |

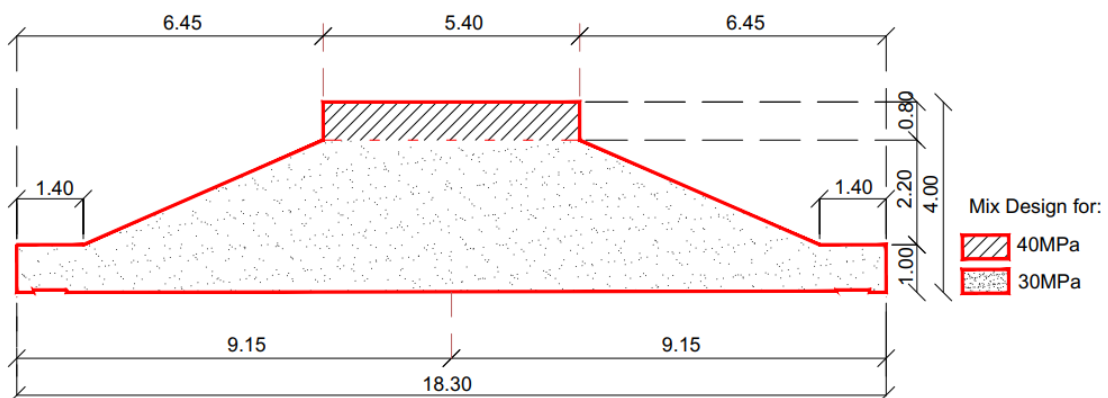
Fonte: Cabral (2017), ABCP (2020).

It is important to note that caution should be exercised when using values for these parameters from the literature, as they may not represent the materials used in the construction of structures, thus distancing simulations from reality (COUTO, 2018).

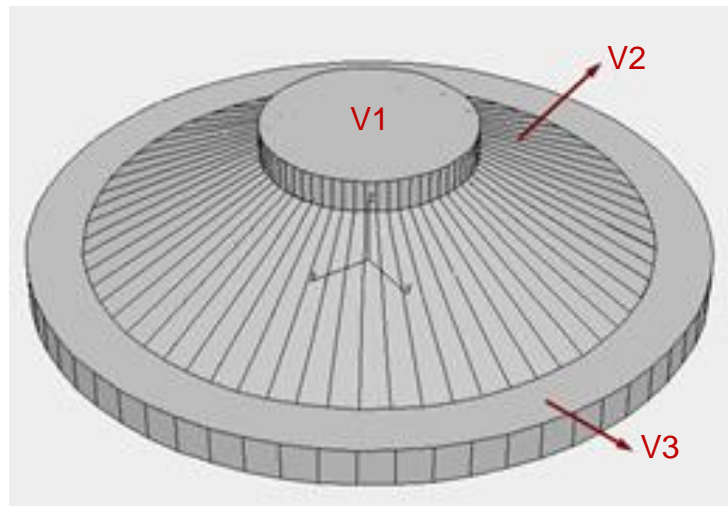
## 2.2 Geometry definition

The other necessary step is defining the geometries. According to the project of the studied structure (Figure 7a), its volume must be created on software (Figure 7b).

Figure 6 – a) Cross-section of the foundation structure; b) Geometry of the evaluated foundation block



(a)



(b)

### **2.3. Boundary conditions definition**

The boundary conditions that will be applied to previously defined geometries can have a great influence on the simulation results. Thus, different strategies must be taken, balancing the intention of searching for the most accurate reality representation, with enough simplicity.

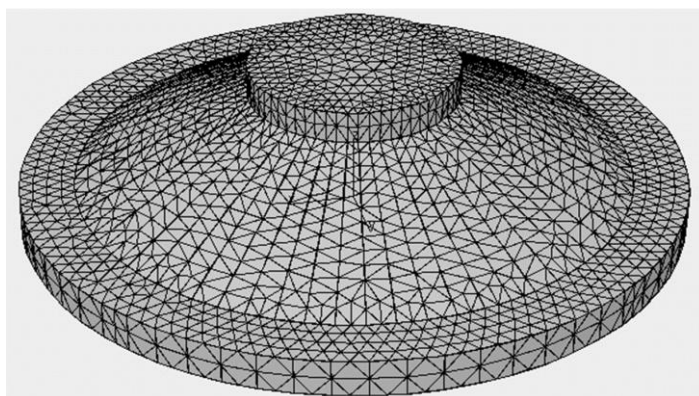
For the definition of convection temperatures, the ambient temperature of the place where the structure will be built must be considered. Convection heat transfer occurs between a moving fluid and a surface, such as the face of formwork and the wind (INCROPERA; DEWITT; BERGMAN; LAVINE, 2008). Furthermore, if, on the sides of the geometry, there is an element such as formwork or insulating material, its thermal conductivity coefficients, thickness and contact times must be considered. The characteristics of the soil in contact with the block must be included in the contour characterization, such as specific heat, thermal conductivity, deformation modulus and dimensions. Finally, the wind speed must be applied to the geometry faces exposed to it.

On the sides of the bottom and upper foundation cylinders, there are steel plates as formworks, and the other surfaces are in contact with air. On the underside of the foundation, the soil was placed as a boundary condition. From this definition, the thermal properties of materials in contact with concrete are defined from the software library.

## 2.4 Thermomechanical analysis

For the analyses, the structure construction mode must be defined, choosing whether the concreting will be carried out in a single step or if it will be divided into layers, for example. In addition, it's necessary to define the finite element mesh used. Figure 9 shows the mesh used, formed by tetrahedral elements. The distance between the nodes must be established so that the results converge (small variation in the simulation when the mesh density increases). In axisymmetric structures, only a part of the structure can be simulated, reducing the computational effort, as long as adequate boundary conditions are considered.

Figure 7 - Mesh defined in the b4cast software

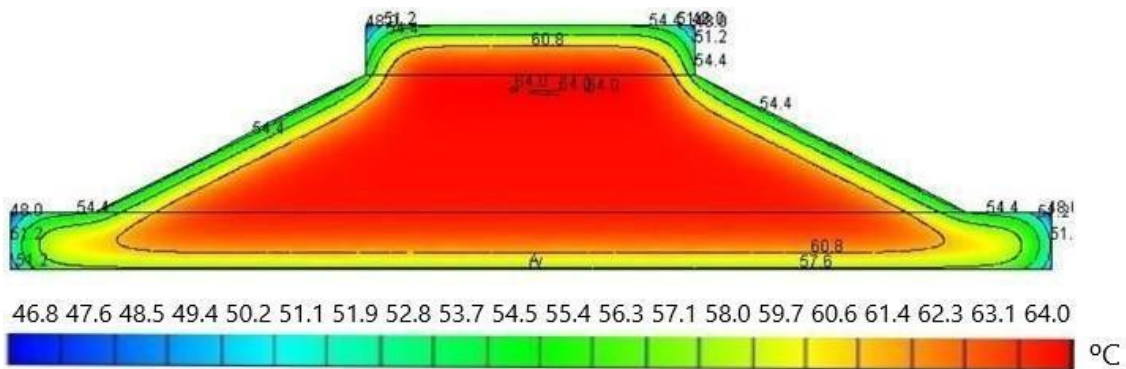


Although there is no Brazilian standard that determines a maximum limit for the temperature of concrete during hydration, some considerations of this temperature can be found in the literature, such as 65 °C (MEHTA & MONTEIRO, 2014) and 70 °C (TAYLOR; FAMY; SCRIVENER, 2001). The most adopted limit temperature in Brazil is 65 °C. For tensile stresses, one of the conditions for there to be no cracks is that the maximum tensile stresses, arising from the thermal shrinkage of the concrete, are not superior to the resistant tensile stresses, throughout the simulation time. Usually, the software presents the values of tensile stress requesting and resistance at any point of the foundation geometry. The analysis of isothermal lines, which join points with equal temperature values, is another element of great importance to interpret the results of thermal



simulations. Through them, it is possible to visualize the temperature values inside the structure. Figure 8 exemplifies isothermal lines in a cut in the center of a foundation block, at the moment it reached its maximum temperatures, reaching 64°C

Figure 8 - Isotherms in the center of the foundation block with the maximum temperatures obtained, for the pouring temperature of 35°C



Additionally, it is important to choose points inside the structure to monitor, in the field, the temperatures and tensile stresses for a certain period, usually up to 15 days after pouring. In Figure 9, there is an example of points chosen for monitoring a structure (points A to H), while in Figure 10, the thermal elevation at each point over time is presented. Generally, the points are chosen due to the tendency to reach the maximum temperatures (points B, E, C and G in the example) of the structure (points distant from the heat exchange surfaces with the environment) and the greater possibility of reaching the maximum stresses requiring traction (points A, D, F and H in the example) of the structure (points with greater temperature gradient).

To assess the risk of cracking, some software, such as b4cast, define an indicator called the crack index, which is the ratio between the requesting tensile stress and the resistant tensile stress of the concrete at a given moment. If this index is greater than 1, it means that the expected tensile stress is greater than the tensile strength at that point and that the part will crack. If this index is less than 1, the part must not crack at that point. Figure 11 shows the monitoring of this index for each point of the foundation exemplified in this article, verifying, through it, that the structure is not at risk of cracking, since the cracking index presented up to 7 days of age does not exceed the unit value.

Figure 9 – Critical points identified after the analyses of foundation block

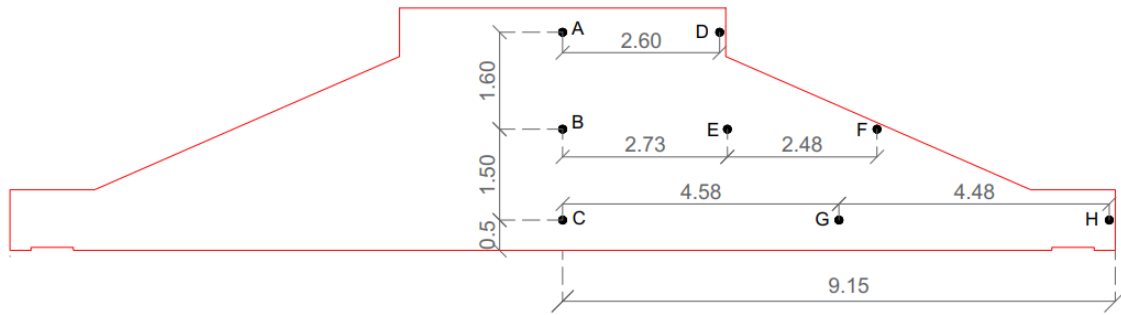


Figure 10 – Temperature over time at each selected point of the foundation (as in Figure 9) considering the average environmental temperature in the analysis

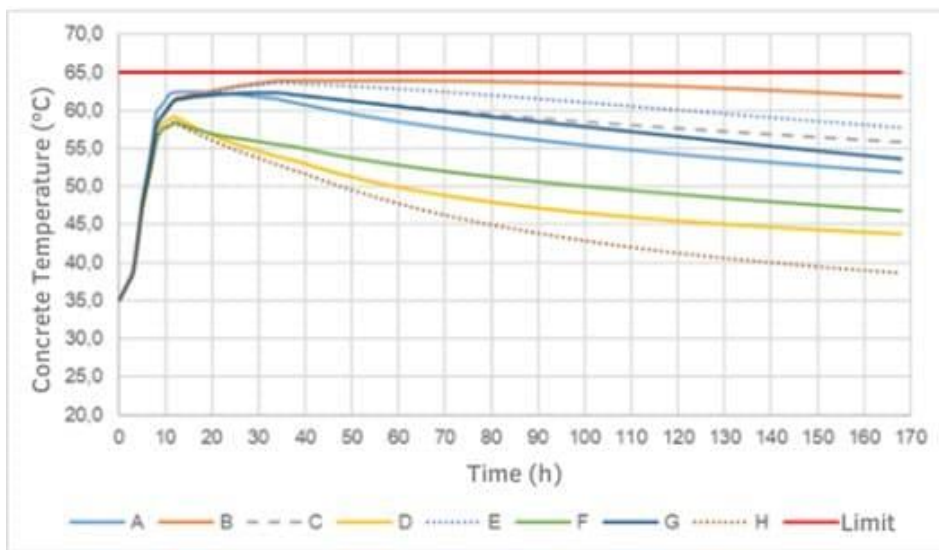
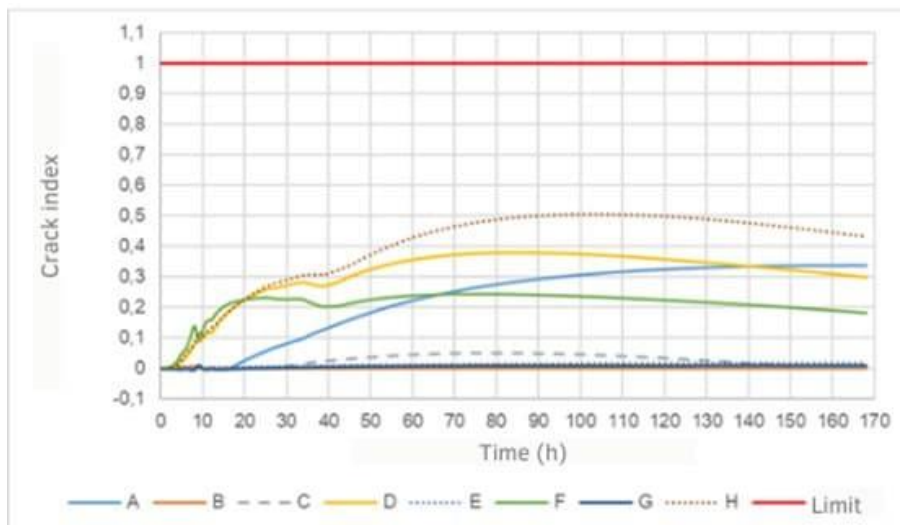


Figure 11 - Evolution of the cracking index at points A to H of the foundation block over time



## **2.5 Recommendations based on thermomechanical analysis**

Thermomechanical analyses for application in the study of concrete foundations determine two things: (i) the maximum pouring temperature of the concrete so that the maximum temperatures foreseen in the concrete do not exceed the maximum allowed value, in this case being considered 65 °C; and (ii) zones with a tendency to crack due to thermal shrinkage. In possession of the maximum temperature for pouring the concrete, mechanisms must be sought to reach such temperature, for example the cooling of the mixing water, usually to values between 1°C and 5°C; the exchange of mixing water for ice; the cooling of aggregates; the cooling of the concrete mass through ducts inserted in it where water or cold gas would pass; among others. In the case of the structure exemplified in this article, the replacement of water in the concrete mix by ice was used, placing it directly in the concrete mixer truck.

Table 3 shows, illustratively, the thermal balance of the concrete mix design, to determine the amount of ice needed in the mixture, so that the concrete launch temperature is 27°C. This is calculated considering the amount of heat removed from the concrete by the action of ice melt ( $Q_1=m_g*c_L$ ), which cools the concrete ( $Q_2=m*c_e*(T_f-T_i)$ ). On what:

$Q_1$  = Amount of latent heat (kcal)

$Q_2$  = Amount of sensitive heat (kcal)

$m_g$  = Mass of ice (kg)

$m$  = Mass of other materials (kg)

$c_L$  = Latent heat (kcal / kg)

$c_e$  = Specific heat (kcal / kg °C)

$T_i$  = Initial temperature (°C)

$T_f$  = Pouring temperature (°C)

Table 3 – Thermal balance of a 30 MPa concrete mix

| Materials                 | Content (kg/m <sup>3</sup> ) | Specific Heat (kcal/kg.°C) | Latent heat (kcal/kg) | Initial Temperature (°C) | Q=m*c*(Ti-Tf) (kcal) | Q=m*c (kcal) |
|---------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------|--------------------------|----------------------|--------------|
| Cement                    | 335.00                       | 0.20                       | -                     | 70                       | 3484.00              | -            |
| Fine Aggregate            | 825.00                       | 0.18                       | -                     | 40                       | 3285.15              | -            |
| Coarse Aggregate          | 947.00                       | 0.18                       | -                     | 40                       | 3770.95              | -            |
| Water                     | 97.73                        | 1.00                       | -                     | 5                        | -1270.55             | -            |
| Ice                       | 95.27                        | -                          | -80.00                | -                        | -                    | 7,621.22     |
| Water from ice            | 95.27                        | 1.00                       | -                     | 0                        | -1714.77             | -            |
| Admixture                 | 3.02                         | 1.00                       | -                     | 40                       | 66.44                | -            |
| Total heat:               |                              |                            |                       |                          | 0.00                 |              |
| Pouring Temperature (°C): |                              |                            |                       |                          | 18                   |              |

In addition to establishing the concrete pouring temperature and checking it, it is necessary to measure, in loco, the temperatures in the critical regions of the foundation blocks. It is recommended to install temperature sensors, such as thermocouples (Figure 12), fixed at the critical points identified during the simulations, as shown in Figure 13.

Figure 12 - Thermocouple for monitoring the temperature inside the foundation block



Figure 13 – Thermocouples installed in the reinforcement before the pouring of a foundation structure



The acquisition of temperature data must be performed through an electronic temperature recorder, which can be manual or automatic. The equipment should have a memory for electronic recording, with an interface for later downloading of data into a computer. Finally, it is recommended that the acquisition of temperatures is hourly until 50 hours after the pouring process and, after that, every 3 hours until the temperature stabilizes. This will allow comparing the model results with reality and generating information for quick decision-making if any action is needed, such as, for example, increasing the amount of ice in the mix or reducing the temperature of the aggregates.

### **3. Results from field monitoring**

The procedures exposed previously were used in the construction of a wind farm on Ceará State, Brazil. The company measured concrete temperature using the thermocouple placement scheme presented in Figure 14. Table 4 shows some data sent from one of the foundations.

Figure 14 - Positioning of the thermocouples installed on the actual concrete structures

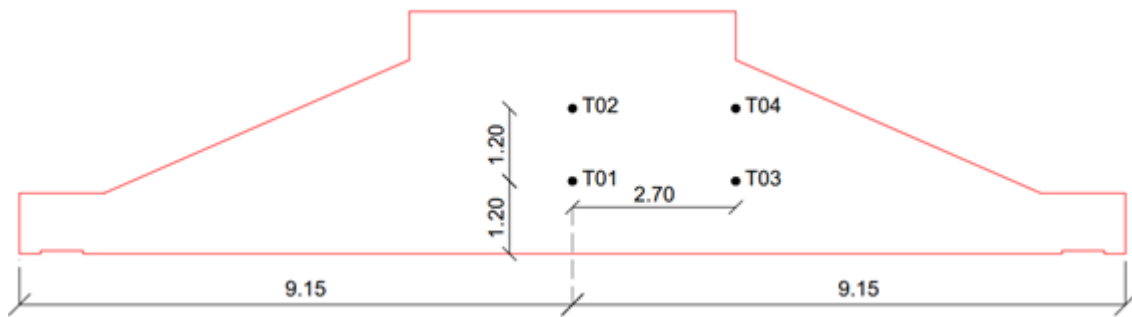
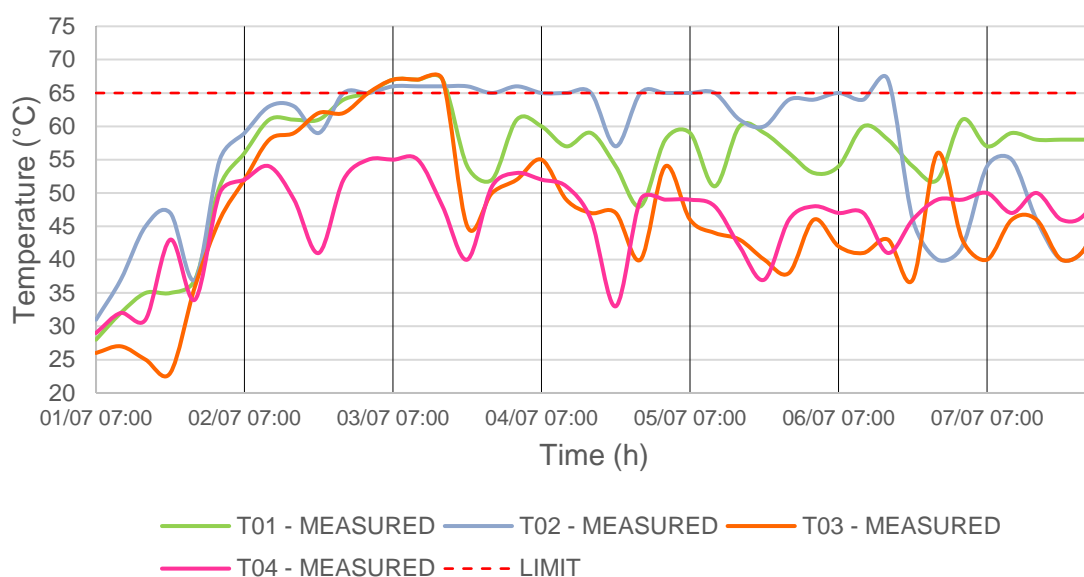


Table 4 - Example of the data sent from one of the foundations of Wind Farm (points nomenclature according to positions indicated on Figure16)

| Nº Acquisition | Time (h) | T01 (°C) | T02 (°C) | T03 (°C) | T04 (°C) |
|----------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 1              | 0        | 28       | 31       | 26       | 29       |
| 2              | 4        | 32       | 37       | 27       | 32       |
| 3              | 8        | 35       | 45       | 25       | 31       |
| 4              | 12       | 35       | 47       | 23       | 43       |
| 5              | 16       | 37       | 37       | 36       | 34       |
| 6              | 20       | 51       | 55       | 46       | 50       |

Figure 15 shows the data monitoring one of these foundations for one week. In contrast to that observed in the computer simulations, it must be noted that the maximum temperatures of 3 of the 4 thermocouples surpassed the edge of 65°C, which points to the propensity to the occurrence of DEF. Furthermore, it must be noted that temperatures passed through cycles of elevation and reduction after the first 24 hours. The results from thermocouple T04 shows that these cycles also had a 24-hour duration. This can be explained by the influence of boundary conditions, once foundations were exposed to solar radiation and wind convection and the position of T04 was the nearest from the surface, increasing its sensibility to these phenomena. Figure 15 shows the oscillations for each of the thermocouples installed inside the foundation structure.

Figure 15 - Behavior of the field monitoring at intervals of 24 hours



Other variables that were not considered in simulations may have contributed to the behavior observed on site, as the variation in position and time of concrete pouring; evaporation of water, which takes heat away from the system; variations in the composition of the concrete; flows during placing.

#### 4. Conclusions

As for the thermomechanical analysis, this article showed, by discussing the intervening parameters, the procedure for investigating both the temperature evolution and the cracking index in concrete foundations of wind towers using commercial software. The results allow us to estimate maximum concrete pouring temperatures to avoid the appearance of pathological manifestations that impair the performance and durability of these structures. It is recommended to choose maximum temperature control points (usually at the center of the structure and surroundings) and maximum stresses (generally at the edges) so that, with the results, it is possible to find the most critical points, in which they must be installed thermocouples for on-site monitoring of foundations.

As some of the values of the thermal and mechanical properties of concrete are obtained from the literature, it is important to consider the use of safety factors,

safety factors, since the modeling results never fully reflect reality and, therefore, depending on the input data in the software, the results may be unbelievable.

From the results from on-site monitoring, oscillations were observed every 24h approximately, due to environmental changes, which are not yet well represented by the model. This conclusion matches with the previous one, since the simplifications in the model, accompanied by the use of literature values for materials properties (concrete, formworks) convert into the differences between simulations and monitoring. Through this, the importance of applying mainly the hourly variations of ambient temperature and wind speed in computer simulations is highlighted so that the observed behavior is closer to reality.

Finally, in the on-site monitoring, the highest temperatures were found on the first 50 hours of monitoring and surpassed the limit of 65°C previously determined, which was the limit to the appearance of pathological manifestations. This occurrence makes it essential to monitor the structure so that possible cracks can be repaired before a more serious condition sets in.

## **ACKNOWLEDGMENTS**

To the Coordination for the Improvement of Higher Education Personnel (Capes) and to the National Council for Scientific and Technological Development (CNPq), for the financial support to the authors during this research. To ConTech Analysis for providing the b4cast software license for performing the study described in this article.

## **REFERENCES**

ABEEÓLICA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **InfoVento 21**. 15 de junho de 2021. Disponível em: [http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/06/2021\\_06\\_InfoVento21.pdf](http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/06/2021_06_InfoVento21.pdf).

ABCP – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE CIMENTO PORTLAND. Relatório de Ensaio. 2020.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL libera a operação comercial de 2 mil MW até março de 2020**. 2020. Disponível em: <https://bit.ly/2Jzyw1s>. Acesso em: 27 maio 2020.



B4CAST (2019). (Versão 6.15) [Software]. Allerød, Denmark: ConTech Analysis ApS.

CABRAL, A. E. B. Avaliação de cimento pozolânico produzido com *fly ash* como proteção para ambientes agressivos. Palestra ministrada no Inovaconstruir 2017. Sinduscon/CE, 2017, Fortaleza.

COUTO, D. A. **Considerações sobre a temperatura em elementos de fundação em concreto de grandes dimensões**. 2018. 145 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2018.

GONÇALVES, L. F. **Avaliação de propriedades térmicas do concreto com cinza volante em fundação de aerogeradores**. 2018. 85 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Engenharia Civil: Construção Civil, Departamento de Engenharia Estrutural e Construção Civil, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018.

GWEC – Global Wind Energy Council. Global Wind Report 2019. Bruxelas, 2020.

INCROPERA, F. P.; DeWITT, D. P.; BERGMAN, T. L.; LAVINE, A. S. Fundamentos da transferência de calor e de massa. 6ª ed. Tradução e Revisão de Eduardo M. Queiroz e Fernando Luiz P. Pessoa. Ed. LTC. Rio de Janeiro, 2008.

IRENA - International Renewable Energy Agency. **Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects**. A Global Energy Transformation paper. Abu Dhabi, 2019. (978-92-9260-155-3).

LANTZ, E.; ROBERTS, O.; NUNEMAKER, J.; DEMEO, E.; DYKES, K.; SCOTT, G. **Increasing Wind Turbine Tower Heights: Opportunities and Challenges**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5000-73629. 2019. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73629.pdf>. Acesso em: 27 maio 2020.

LAROSCHE, C.J. Types and causes of cracking in concrete structures. **Failure, Distress And Repair Of Concrete Structures**, [s.l.], p. 57-83, 2009. Elsevier. <http://dx.doi.org/10.1533/9781845697037.1.57>.

MEHTA, P. K.; MONTEIRO, P. J. M. **Concreto: Estrutura, Propriedades e Materiais**. 2 ed. São Paulo: IBRACON, 2014.

OLIVEIRA, J. L. S. Estudo comparativo entre o módulo de elasticidade real e o teórico de concretos de Fortaleza. Projeto de graduação. Curso de Engenharia Civil. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2019.

SANTOS, A. Logística favorece concreto nos parques eólicos: possibilidade de construir peças pré-fabricadas in loco permite que material seja competitivo diante das estruturas de aço. Entrevista de Novaes, F. F. Cimento Itambé, 2013.

TAYLOR, H.F.W; FAMY, C; SCRIVENER, K.I. Delayed ettringite formation. **Cement And Concrete Research**, [s.l.], v. 31, n. 5, p. 683-693, May 2001. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0008-8846\(01\)00466-5](http://dx.doi.org/10.1016/s0008-8846(01)00466-5).

WU, S.; HUANG, D.; LIN, F.; ZHAO, H.; WANG, P. Estimation of cracking risk of concrete at early age based on thermal stress analysis. **Journal of Thermal Analysis and Calorimetry**, v. 105, n. 1, p. 171-186, 2011.

# GOVERNANÇA POLICÊNTRICA, GOVERNANÇA CORPORATIVA E GESTÃO NO SETOR EÓLICO BRASILEIRO

Daniel Jardim Pardini, Ana Cecília de Almeida Souza

UNIVERSIDADE FUMEC - Programa de Doutorado e Mestrado em Administração

## RESUMO

Devido a crescente diversidade dos atores que atuam na gestão ambiental e energética ascenderam os estudos que tratam da adequação das estruturas de governança à dinamicidade das demandas de implementação e manutenção de ativos ambientais e energéticos. Na governança policêntrica prevalece a maior participação dos atores envolvidos com a utilização dos bens comuns. Se permanece a complexidade inerente ao policentrismo nos sistemas de governança na gestão ambiental, quais seriam as relações entre a o modelo policêntrico, a governança corporativa e a gestão em organizações que atuam no setor eólico? O objetivo do estudo é, então, mensurar o relacionamento da governança policêntrica com a governança corporativa e a gestão no setor eólico brasileiro. Para avaliar as relações entre os construtos governança policêntrica, governança corporativa e gestão, e validar a escala de mensuração dessas relações, utilizamos a metodologia quantitativa. Buscamos também aplicar o método descritivo no sentido de descrever as relações de mensuração entre os construtos do modelo teórico empírico proposto. O questionário foi enviado, por meio da ferramenta *Google Forms*, para 916 profissionais atuantes do setor eólico. Os contatos foram obtidos na rede social *LinkedIn* e, profissionais de diferentes níveis hierárquicos, de 161 organizações diferentes. O modelo foi validado e, além de mensurar o relacionamento entre os três construtos principais, também confirmamos a aderências dos indicadores utilizados para cara um dos construtos. Os resultados do teste do modelo comprovam que, tanto a governança corporativa quanto a gestão impactam positivamente a governança policêntrica. Ou seja, quanto mais as ferramentas de governança corporativa e gestão estiverem desenvolvidas e sendo utilizadas nas organizações do setor eólico brasileiro, maior será a capacidade de atendimento aos requisitos e indicadores de governança policêntrica.

**Palavras-chave:** *Governança policêntrica, Governança Corporativa, Gestão, Setor Eólico*

## ABSTRACT

Involving the diversity of actors that work in environmental and energy management, ascend to studies that deal with the adequacy of governance structures to the dynamic demands of implementation and maintenance of environmental and energy assets. In polycentric governance, a greater participation of actors involved with the use of common goods prevails. If the complexity inherent to polycentrism in governance systems in environmental management becomes, what are the relationships between the polycentric model, corporate governance and management in associations that operate in the wind industry? The objective of the study is, therefore, to measure the relationship of polycentric governance with corporate governance and management in the Brazilian wind industry. To assess the relationships between polycentric governance, corporate governance and management constructs, and to validate the measurement scale of these relationships, using the quantitative methodology. We also seek to apply the descriptive method in the sense of describing the measurement relationships between the constructs of the proposed empirical theoretical model. The questionnaire was sent, through the Google Forms tool, to 916 professionals working in the wind industry. Contacts were obtained from the social network

LinkedIn and professionals from different hierarchical levels from 161 different associations.

The model was validated and, in addition to measuring the relationship between the three main constructs, it also confirms the adherence of the indicators used to face one of the constructs. The model test results prove that both corporate governance and management positively impact polycentric governance. In other words, the more the corporate governance and advanced management tools used in associations in the Brazilian wind industry, the greater the capacity to meet the requirements and indicators of polycentric governance.

*Keywords: Polycentric Governance, Corporate Governance, Management, Wind Industry*

## 1. INTRODUÇÃO

A transição energética, que visa maior fornecimento de energia limpa e renovável em substituição aos combustíveis fósseis, é tema da discussão acerca da busca do desenvolvimento sustentável, além de ser tópico presente em pautas de estudos em escala mundial. Neste sentido, entendemos que a gestão ambiental perpassa pela dinâmica da estruturação da governança que sustenta os empreendimentos de transformação de energia de fontes naturais em energia renovável e limpa.

Não tem sido diferente no mercado de geração de energia eólica mundial, visto os números globais de crescimento da indústria que transforma vento em energia em todo o mundo (ABEEólica, 2020a). Tradicionalmente, é fato que as tratativas de governança e gerenciamento do setor eólico estão limitadas a participações de atores governamentais. Entretanto, essa estrutura vem passando por transformações significativas com a presença, também, de entidades não governamentais (Mattos, 2019).

Devido a essa crescente diversidade dos atores que atuam na gestão ambiental ascenderam os estudos que tratam da adequação das estruturas de governança à dinamicidade das demandas de implementação e manutenção de ativos ambientais. É nesse contexto que pesquisadores têm adotado a abordagem da governança policêntrica para investigar as mudanças climáticas (Ostrom, 2009b), a transição energética (Mattos, 2019), a utilização da água (Villamayor-Tomas, 2018), as políticas de energia renovável (Andonova et al., 2018) e a geração de energia solar (Bijlsma, 2019) e eólica (Juerges et al., 2018).

Há de se pontuar que são raras as pesquisas que alinham governança corporativa e gestão no setor eólico e, quase desconhecidos, os estudos que relacionam esses dois construtos a governança policêntrica (BDTD, 2020; CAPES, 2020). Remete-se ao policentrismo quando a estrutura observada é composta por mais de uma instituição, governamental ou não, que possui autonomia para tomar decisões relacionadas à utilização de determinado recurso ou bem comum (Carlisle & Gruby, 2017; McGinnis, 2005; Ostrom, 1999b).

Na governança policêntrica prevalece a maior participação dos atores envolvidos com a utilização dos bens coletivos nos processos de tomada de decisão nas estruturas de governança que gerenciam os recursos comuns, o que favorece a manifestação dos princípios da transparência e da eficácia no sistema de governança em questão (Mattos, 2019).

Outra característica na governança policêntrica é a ausência da autoridade central dominante sobre os outros atores do sistema (Carlisle & Gruby, 2017; McGinnis, 2005; Ostrom, 1999b). Além disso, oferecem graus de liberdade em diferentes níveis. Assim, a governança multinível em sistemas policêntricos pressupõe que a autonomia para a tomada de decisão não esteja presente em um único nível, ou seja, que não haja concentração do

poder em apenas uma das esferas - federal, estadual, municipal ou indivíduos e empresas privadas (Pahl-Wostl, 2009).

Se permanece a complexidade inerente ao policentrismo nos sistemas de governança na gestão ambiental, quais seriam as relações entre a o modelo policêntrico, a governança corporativa e a gestão em organizações que atuam no setor eólico? No caso brasileiro, compõem a cadeia produtiva do setor eólico, os fabricantes de equipamentos e prestadores de serviço, os órgãos que desenvolvem as políticas públicas, as instituições de regulação e fiscalização e, ainda, os agentes institucionais e econômicos (ABDI, 2018; Tolmasquim, 2011).

O objetivo do estudo é, então, mensurar o relacionamento da governança policêntrica com a governança corporativa e a gestão no setor eólico brasileiro. Pretendemos contribuir com a expansão do conhecimento sobre a interação da governança e da gestão no cenário do sistema policêntrico da indústria eólica, além de validar uma escala de avaliação das dimensões que formam estes três construtos.

## **2. CONCEPÇÕES DE BENS COMUNS, GOVERNANÇA POLICÊNTRICA, GOVERNANÇA CORPORATIVA E GESTÃO DA ENERGIA EÓLICA**

A energia eólica é limpa e renovável, pois advém do aproveitamento do recurso natural do vento. Já os ventos são causados pela rotação da Terra e pela radiação solar que ocasionam o aquecimento desigual no planeta e são transformados em energia elétrica, a partir da utilização de turbinas eólicas, também chamadas de aerogeradores (Manwell et al., 2015; Fadigas, 2011). O conjunto de diversos aerogeradores interligados em rede compõem os parques eólicos que podem ser de dois tipos: *onshore* – instalados em terra e *offshore* – instalados no mar (Pinto, 2013).

O interacionismo entre atores e instituições, predominante na implementação e gestão da indústria eólica, tem suas premissas na própria característica da fonte de energia utilizada ser um bem comum. São considerados bens comuns todos os recursos de propriedade coletiva que incluem rios, florestas e bacias hidrográficas, além dos assuntos de interesse global, do conhecimento compartilhado por um grupo de pessoas e o próprio ato de criar, restaurar, manter e governar algo em comum (Bianchi, 2018; Hess & Ostrom, 2007; Ostrom, 2009; Marella, 2017).

No caso da utilização da energia eólica, regiões com boa potencialidade do aproveitamento do vento podem ser objeto da influência, tanto de organizações que atuam no setor, quanto de instituições governamentais amparadas por legislações sobrepostas das esferas federal, estadual e municipal (Fadigas, 2011; Juerges et al., 2018; Pinto, 2013). A presença desses atores nas comunidades de entorno dos parques eólicos reforça a necessidade de estruturas de governança que facilitem e viabilizem a instalação dos projetos (Fadigas, 2011; Juerges et al., 2018; Pinto, 2013)

As estruturas de governança incluem o amplo conjunto de atores e instituições governamentais e não governamentais que as sociedades criam para fornecer, gerenciar ou mitigar a variedade de questões ou problemas coletivos, geralmente, por meio de políticas, leis e regulamentos (Heikkila e Weible, 2018). Além disso, asseguram que a maneira como as sociedades projetam os sistemas de governança afeta a alocação de poder e autoridade nessa mesma sociedade.

Aqui é importante distinguir governo de governança. A governança é mais abrangente que o governo por estar relacionada a atividades que podem derivar, ou não, de responsabilidades legais e formalmente prescritas e, não necessariamente, depender do poder público para alcançar determinado objetivo (Rosenau et al., 1992). Dessa forma, as instituições podem fazer parte do sistema de governança, ao mesmo tempo em que detêm mecanismos informais e não governamentais que são utilizados para atingir suas metas.

Vale adicionar, em especial para este estudo, que o termo governança pode ser utilizado ainda para descrever o sistema de controle ou regulamentação que engloba o processo de nomeação das instituições que serão as controladoras ou reguladoras dos setores da economia (Turnbull, 1997). O pressuposto é que os modelos de governança das instituições que atuam em um setor econômico buscam intensidade de adequação ao sistema de governança em que atuam.

No bojo das concepções de governança encontrados na literatura optamos pela governança policêntrica por sua adequação à realidade do desenvolvimento da indústria eólica e capacidade de solução para os problemas complexos e incertos da gestão de bens comuns. A governança policêntrica se constitui no sistema em que diversos atores ou usuários utilizam o recurso de propriedade comum. Cada ator tem autonomia para definir ao menos algumas das regras relacionadas a maneira em que o recurso em questão deve ser utilizado (Carlisle & Gruby, 2017; Juerges et al., 2018; McGinnis, 2005; Ostrom, 1999b).

Para avaliar a estrutura e a dinâmica decisória do sistema de governança policêntrico três indicadores podem ser utilizados: a multiplicidade, a sobreposição e a autonomia dos centros de decisões (Bijlsma, 2019). Múltiplas entidades decisórias ocorrem quando a decisão sobre a utilização de um determinado recurso demanda do envolvimento de vários atores. A quantidade de centros de tomada de decisão é indicador chave para identificar a policentricidade na estrutura de governança. Nesse contexto, é preciso haver a combinação de múltiplos níveis e diversos tipos de organizações governamentais ou não que possuem áreas de responsabilidade e capacidades funcionais sobrepostas. Assim, empresas privadas, associações voluntárias e organizações comunitárias desempenham papéis críticos de apoio no sistema policêntrico de governança, mesmo sem a competência de exercerem papéis públicos oficiais. (Bijlsma, 2019; Carlisle & Gruby, 2017; McGinnis & Ostrom, 2011; Ostrom, 1999a).

O segundo indicador do sistema de governança policêntrica é a sobreposição utilizada para descrever a jurisdição ou o domínio do centro de tomada de decisão. São três os tipos de sobreposição: territorial, vertical e horizontal. A territorial ocorre quando as jurisdições dos centros de tomada de decisão se sobrepõem no espaço, seja ele, nas esferas local, estadual ou nacional. Por outro lado, a sobreposição horizontal acontece na interação entre as autoridades que estão no mesmo nível governamental, exclusiva entre organizações da mesma esfera governamental. A vertical, por sua vez, advém das relações entre entidades de níveis diversos – município-estado, estado-governo federal central, governo federal central-município (Schröder, 2018). O terceiro indicador de avaliação é a autonomia, que se refere ao nível de independência dos centros de tomada de decisão, ou seja, o quanto podem agir sem consultar outras instituições (Bijlsma, 2019).

Três outras dimensões são encontradas na literatura que refletem a dinamicidade do sistema de governança policêntrico (Carlisle & Gruby, 2017): a) a capacidade adaptativa, b) a mitigação de risco por redundância e c) o ajuste institucional do sistema. Essas variáveis devem ser consideradas, tanto para o sistema de governança em si, quanto para as organizações que dele fazem parte.

O segmento policêntrico em estudo deve ser capaz de alterar processos e, se necessário, converter elementos estruturais de forma a se adaptar às mudanças experimentadas na sociedade e no ambiente natural (Pahl-Wostl, 2009). Se o sistema de governança produz ou desenvolve instituições com estruturas de governança corporativa que são adequadas aos sistemas de recursos naturais e mitiga riscos por meio da redundância de funções, provavelmente terá sua capacidade de adaptação aprimorada (Carlisle & Gruby, 2017). Desta argumentação ascende a seguinte hipótese para o sistema policêntrico da governança e gestão de bens ambientais comuns, em especial, do setor eólico brasileiro:

**H1:** *a governança corporativa tem efeito positivo sobre a governança policêntrica.*

As organizações fazem parte de um sistema maior, denominado sistema de governança, que engloba o seu setor de atuação, as instituições públicas e privadas com quem mantêm relações, os órgãos de regulação e os sistemas econômico, judiciário e legislativo das localidades onde exercem suas atividades. A estruturação da governança corporativa das organizações que compõe um determinado setor econômico tende a seguir as diretrizes dos elementos que formam o sistema do qual fazem parte.

Quais seriam então as dimensões que constituem a base dos mecanismos de governança que regem as relações entre proprietários, executivos e demais stakeholders em uma organização? Para avaliar as relações da governança corporativa de organizações do setor eólico brasileiro e o sistema policêntrico dominante resgatamos na literatura as perspectivas normativa, de finanças, procuradoria e stakeholders que tratam da governabilidade corporativa.

A abordagem normativa abarca os princípios, normas e valores, pilares básicos para a atuação das organizações em um setor específico (OCDE, 2015). Setores que exploram bens comuns demandam o domínio do marco regulatório e a institucionalização da participação de partes interessadas nas estruturas de governança em decisões que envolvem o uso de ativos ambientais (Iftimoaei, 2015). A perspectiva de finanças, ou *shareholder perspective*, trata dos mecanismos que asseguram ao acionista o retorno sobre o capital investido (Monks e Minow, 2004). Pode ser mensurada com as ações que permitem, ou não, aos investidores, mesmo que minoritários, terem garantidos seus interesses no empreendimento.

As abordagens de procuradoria e stakeholders retratam os estudos da representatividade das partes interessadas na governança corporativa. Os procuradores dos acionistas, ou mesmo do Estado no caso da governança pública, estão presentes nos Conselhos de Políticas Públicas quando se trata de bens comuns e nos Conselhos de Administração na definição dos assuntos estratégicos das organizações que atuam na gestão ambiental. O modelo de stakeholders expande o atendimento da governança corporativa à participação externa. O que se pretende mensurar nessa pesquisa é a interação entre os diversos stakeholders no setor eólico – instituições governamentais, empresas concessionárias e consumidores de energia elétrica e se todos envolvidos têm acesso às informações dos empreendimentos eólicos. O que se argumenta é que a governança corporativa tenha repercussões na gestão organizacional, o que remete à segunda hipótese:

**H2:** *a governança corporativa tem efeito positivo na gestão.*

As dimensões de gestão selecionadas para compreender as relações com a governança corporativa e policêntrica referem-se às funções de planejamento e administração de ativos e recursos humanos. A intensidade do aspecto regulatório que envolvem os bens comuns direciona a gestão das empresas que atuam no setor a: (a) planejar os limites coletivos que definem a ação de cada envolvido; (b) alocar recursos e investimentos de forma eficiente; (c) resolver conflitos entre stakeholders e (d) proceder de acordo com as regras e legislações vigentes (Fremeth & Marcus, 2016; Ostrom, 1990). O papel da gestão é crítico para que os processos de governança corporativa sejam atendidos, especialmente no que diz respeito ao tratamento dos conflitos inerentes a dinâmica das estruturas na governança policêntrica (Provan & Kenis, 2008; Roth et al., 2012). Neste sentido propomos a terceira hipótese que relaciona a gestão à governança policêntrica:

**H3:** *a gestão tem efeito positivo sobre a governança policêntrica.*

Avaliar os níveis de relacionamento entre os três construtos demonstra a graduação

da maturidade de sistemas de governança e gestão de bens comuns e contribui com o debate teórico sobre a relação entre as dimensões de cada um deles. No tópico seguinte relatamos a metodologia do estudo.

### 3. METODOLOGIA

Para avaliar as relações entre os construtos governança policêntrica, governança corporativa e gestão, bem como validar a escala de mensuração dessas relações, utilizamos a metodologia quantitativa. Buscamos também aplicar o método descritivo no sentido de descrever as relações de mensuração entre os construtos do modelo teórico empírico proposto.

Ao tratarmos da governança policêntrica selecionamos os seguintes indicadores: múltiplos centros de decisão, sobreposição dos centros de decisão, autonomia dos centros de decisão, capacidade adaptativa, ajuste institucional e mitigação de riscos por redundância. No que concerne à governança corporativa extraímos quatro dimensões da revisão da literatura: normativa (base jurídica e regulatória), finanças (direito dos acionistas), procuradoria (conselho de administração) e *stakeholders*. Já em relação ao construto gestão trabalhamos com três fatores conceituais: gerenciamento de ativos, planejamento estratégico e gestão de pessoas. O questionário estruturado foi respondido por profissionais, professores e pesquisadores que atuam ou atuaram no setor eólico em empresas privadas, instituições governamentais e associações do setor. A amostra não-probabilística foi escolhida por conveniência. O Quadro 1 evidencia os indicadores descritivos, as dimensões e variáveis do modelo teórico empírico.

#### Quadro 1.

Construtos, variáveis e legendas do modelo teórico empírico

| Construto   |   |                          | Legenda   | Variáveis   |
|-------------|---|--------------------------|---|---|
| DESCRITIVOS |   |                          | DESC_01   | Relação com o setor eólico  |
|             |   |                          | DESC_02   | Tempo em que trabalha no setor eólico   |
|             |   |                          | DESC_03   | Posição hierárquica   |
| GOVE        | Múltiplos Centros de Decisão                    | MCTD_01                  | 01. São bem definidas as funções de cada centro de tomada de decisão no que diz respeito à governança e gestão da energia eólica. |   |
|             |   | MCTD_02                  | 02. Prevalece uma boa relação entre os centros de tomada de decisão que fazem a gestão da energia eólica.                         |   |
|             |   | MCTD_03                  | 03. Há uma descentralização e autonomia dos centros de tomada de decisão que atuam no setor eólico.                               |   |
|             |   | MCTD_04                  | 04. O número de centros de tomada de decisão interfere no desempenho da gestão do sistema eólico.                                 |   |
|             | Sobreposições Funcionais dos Centros de Decisão | Sobreposição Territorial | SOB_T_01  | 05. A jurisdição sobre o funcionamento do setor eólico é afetada pela hierarquia institucional do sistema de governo (federal, estadual e municipal).   |
|             |   |                          | SOB_T_02  | 06. A sobreposição de funções para a autorização dos processos na indústria eólica interfere no tempo de implementação de um parque eólico.   |
|             |   | Sobreposição Vertical    | SOB_V_01  | 07. A celeridade para o funcionamento de um parque eólico é menor quando as decisões para o início das atividades dependem da autorização advinda de dois ou mais centros diversos (federal, estadual e municipal) de decisão governamentais. |



|            |   |  |   |   |  |
|------------|---|--|---|---|--|
|            |   |  | SOB_V_02  | 08. O desempenho na implementação de parques eólicos é maior quando as decisões e fiscalização governamental não dependem de dois ou mais centros diversos (federal, estadual e municipal) de decisão governamentais. |  |
|            |   | Sobreposição Horizontal                                      | SOB_H_01  | 09. As decisões sobre autorização e funcionamento do parque eólico são mais céleres quando dependem somente da coordenação de um centro governamental (federal, estadual ou municipal).                               |  |
| GOVERNANÇA | CORPORATIVA   |  | SOB_H_02  | 10. O desempenho na implementação de parques eólicos é maior quando as ações práticas não dependem de dois ou mais centros de tomada de decisão.  |  |
|            |   | Autonomia dos Centros de tomada de decisão                   | Exercício Ativo de Opiniões Diversas  | EAOD_01   | 11. O centro de tomada de decisão que conduz as políticas do setor eólico tem total autonomia para permitir a instalação do empreendimento.  |
|            |   |  |   | EAOD_02   | 12. O município e as comunidades locais são sempre consultados sobre a implantação e desenvolvimento dos parques eólicos.  |
|            |   |  | Autoridade Formal do Centro de Decisão  | AFCD_01_I   | 13. As decisões sobre autorização e funcionamento do parque eólico são realizadas por um centro de tomada de decisão autônomo que não necessita consultar outros órgãos governamentais.                                  |
|            |   | Capacidade Adaptativa do Setor Eólico                        | CASE_01   | 14. As políticas públicas implantadas respondem facilmente aos impactos sociais provocados pela instalação de parques eólicos.  |  |
|            |   |  | CASE_02_I   | 15. As políticas públicas implantadas não respondem aos impactos ecológicos advindos da instalação de parques eólicos.  |  |
|            |   | Mitigação de Risco por Redundância                           | MRAN_01   | 16. O risco envolvido no desenvolvimento e implantação de um parque eólico é menor quando há convergência normativa nos diferentes centros de tomada de decisão (federal, estadual ou municipal).                     |  |
|            |   | Ajuste Institucional às Características Sociais e Ecológicas | Ajuste social   | AS_01   | 17. A normativa praticada no setor para o desenvolvimento de um parque eólico leva em consideração as características sociais da população local.  |
|            |   |  |   | AS_02_I   | 18. As decisões para o desenvolvimento de um parque eólico não consideram os interesses sociais de grupos locais considerando suas crenças, valores e outros aspectos sociais.   |
|            |   |  | Ajuste ecológico  | AE_01   | 19. A normativa praticada no setor eólico para o desenvolvimento de um parque eólico considera as características ecológicas locais.   |
|            |   |  |   | AE_02_I   | 20. As decisões para desenvolvimento de um parque eólico não levam em consideração o que outras partes envolvidas (organizações ambientais, comunidades locais etc.) têm a dizer em relação à proteção ao meio ambiente. |
|            |   | Base jurídica e regulatória                                  | BJR_01  | 21. A legislação brasileira que regula a indústria eólica é suficiente para atender todas as demandas do setor.   |  |
| BJR_02     | 22. A legislação brasileira que regula a indústria eólica atende a normas internacionais para a implementação de parques eólicos. |  |   |   |  |
| BJR_03     | 23. Os órgãos reguladores têm desempenhado seu papel quanto à legislação do setor eólico brasileiro.                              |  |   |   |  |
|            |   | STAKE_01   | 24. No sistema de governança do setor eólico brasileiro, prevalece uma interação constante entre as organizações do governo, as empresas concessionárias e os consumidores de energia eólica. |   |  |

|                  |  |  |          |  |
|------------------|--|--|----------|--|
|                  |  | Stakeholders   | STAKE_02 | 25. Os acionistas, diretores, auditores, funcionários e demais <i>stakeholders</i> (mídia, consumidores, fornecedores, credores, etc.) podem comunicar livremente as suas preocupações em relação à implementação de um Parque Eólico sem que prejudiquem seus direitos por esse fato. |
|                  |  |  | STAKE_03 | 26. Os acionistas, diretores, auditores, funcionários e demais <i>stakeholders</i> (mídia, consumidores, fornecedores, credores, etc.) têm acesso às informações relacionadas à implementação de um Parque Eólico.   |
|                  |  |  |          |  |
|                  | Conselho de Administração  | Conselho de Política Energética  | CPE_01   | 27. O Conselho de Política Energética consulta as empresas concessionárias e as partes interessadas na formulação de políticas para o setor.   |
|                  |  |  | CPE_02   | 28. Os órgãos reguladores de energia têm presença ativa no monitoramento e na fiscalização do setor eólico.  |
|                  |  |  | CPE_03   | 29. Os governos estaduais e municipais, as concessionárias e os consumidores estão representados nos principais órgãos que definem as políticas públicas para o setor eólico.  |
|                  |  | Conselhos de Administração de Empresas do Setor Eólico   | CAESE_01 | 30. Os Conselhos de Administração das empresas do setor eólico definem os investimentos a serem realizados nas áreas dos parques eólicos.  |
|                  |  |  | CAESE_02 | 31. As empresas do setor eólico brasileiro praticam a transparência e a ética na concepção e implementação de parques eólicos.   |
|                  |  |  | CAESE_03 | 32. Conselheiros e executivos das empresas do setor eólico brasileiro são escolhidos por sua competência e conhecimento na área.   |
|                  |  | Direitos dos acionistas  | DA_01    | 33. Os assuntos relacionados à governança e gestão do setor eólico são temas das assembleias gerais de acionistas das instituições do setor.   |
|                  |  |  | DA_02    | 34. Os acionistas majoritários e minoritários são tratados de forma igual em relação aos assuntos de governança e gestão do setor eólico.  |
|                  |  |  |          | Planejamento Estratégico   |
| PE_02            | 36. Nos projetos de parques eólicos, são considerados os impactos que a implantação tem nas atividades dos funcionários, consumidores, fornecedores, credores, a sociedade de maneira geral e outros <i>stakeholders</i> . |  |          |  |
| PE_03            | 37. Na definição das estratégias de implantação de sistemas eólicos, são consultadas organizações parceiras, fornecedores e clientes das empresas de energia eólica.   |  |          |  |
| PE_04            | 38. A segurança física das instalações, a segurança pessoal, a arquitetura tecnológica e a segurança das operações são contempladas de forma integrada na gestão dos parques eólicos.                                      |  |          |  |
| PE_05            | 39. As empresas de energia eólica dispõem de plano de continuidade do serviço para os casos de incidentes nos parques eólicos.   |  |          |  |
| PE_06            | 40. As empresas eólicas estão aptas a captar no mercado ou a desenvolver as melhores soluções de <i>software</i> e <i>hardware</i> , visando ao aproveitamento das fontes de energia eólica.                               |  |          |  |
| Gerenciamento de | GA_01  |  |          |  |
|                  | GA_02  | 42. As empresas do setor eólico controlam a permissão e o acesso físico e lógico aos ativos dos Parques Eólicos. |          |  |

|  |  |                   |        |  |
|--|--|-------------------|--------|--|
|  |  | ativos            | GA_03  | 43. A configuração e as mudanças nos ativos de tecnologia da informação são gerenciadas de forma compatível com o risco para a infraestrutura do funcionamento das usinas eólicas.                             |
|  |  | Gestão de pessoas | GRH_01 | 44. As empresas do setor eólico utilizam estratégias de socialização para conscientizar novos e antigos funcionários e terceirizados sobre planos, procedimentos, tecnologias e controles dos Parques Eólicos. |
|  |  |                   | GRH_02 | 45. Na contratação de pessoal, são considerados os antecedentes do funcionário em relação à operação e aos procedimentos de segurança em um Parque Eólico.   |
|  |  |                   | GRH_03 | 46. As empresas do Setor Eólico adotam planos de treinamento e educação continuada sobre a operação e os procedimentos de segurança nas Usinas Eólicas.  |
|  |  |                   | GRH_04 | 47. Na descrição de cargos e funções das empresas do Setor Eólico, são claramente atribuídas responsabilidades de operação e procedimentos de segurança nos Parques Eólicos.                                   |

Fonte: Elaborado pelos autores.

O questionário foi enviado, por meio da ferramenta *Google Forms*, para 916 profissionais atuantes do setor eólico. Os contatos foram obtidos na rede social profissional *LinkedIn* e, profissionais de diferentes níveis hierárquicos, de 161 organizações diferentes, receberam o instrumento de pesquisa. Obtivemos, então, 115 questionários respondidos com a taxa de resposta de 12,6% da amostra selecionada. A grande maioria dos 115 respondentes (85,2%) advém de empresas privadas. A amostra conta ainda com 10,4% de professores e pesquisadores, 3,5% de representantes e funcionários de associações do setor e 0,9% remanescentes do setor público.

Além das três hipóteses principais que compõem o modelo teórico-empírico, definimos as seguintes hipóteses secundárias relacionadas a cada um dos três construtos abordados na pesquisa.

*Hipóteses relacionadas às dimensões de governança policêntrica:*

**h4:** o fator ajuste institucional é componente do construto governança policêntrica;

**h5:** o fator capacidade adaptativa é componente do construto governança policêntrica;

**h6:** o fator múltiplos centros de decisão é componente do construto governança policêntrica;

**h7:** o fator sobreposição dos centros de decisão é componente do construto governança policêntrica;

**h8:** o fator ajuste social é componente do indicador ajuste institucional;

**h9:** o fator ajuste ecológico é componente do indicador ajuste institucional;

**h10:** o fator MCD 01 é componente do indicador múltiplos centros de decisão;

**h11:** o fator MCD 02 é componente do indicador múltiplos centros de decisão;

**h12:** o fator sobreposição horizontal é componente do indicador sobreposição dos centros de decisão;

**h13:** o fator sobreposição territorial é componente do indicador sobreposição dos centros de decisão;

**h14:** o fator sobreposição vertical é componente do indicador sobreposição dos centros de decisão.

*Hipóteses relacionadas às dimensões de gestão:*

**h15:** o fator gerenciamento de ativos é componente do construto gestão;  
**h16:** o fator planejamento estratégico é componente do construto gestão;  
**h17:** o fator gestão de pessoas é componente do construto gestão;  
**h18:** o fator planejamento estratégico (1 e 2) é componente do indicador planejamento estratégico.

*Hipóteses relacionadas às dimensões de governança corporativa:*

**h19:** o fator dimensão normativa é componente do construto governança corporativa;  
**h20:** o fator direito dos acionistas é componente do construto governança corporativa;  
**h21:** o fator Conselho de Administração é componente do construto governança corporativa;  
**h22:** o fator *stakeholders* é componente do indicador governança corporativa;  
**h23:** o fator Conselho de Política Energética é componente do indicador Conselho de Administração;  
**h24:** o fator Conselho de Administração das Empresas do setor eólico é componente do indicador Conselho de Administração.

Para os testes estatísticos de dados ausentes, análise descritiva e estimativas de padrão, *outliers*, normalidade, linearidade, redundância e multicolinearidade utilizamos os aplicativos LVPLS, SMARTPLS, AMOS 5.0 e SPSS 15. No teste das hipóteses aplicamos a análise multivariada para mensurar as relações entre os construtos do modelo teórico-empírico proposto (Hair Jr., Black, et al., 2014).

#### **4. VALIDAÇÃO DO MODELO, ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS**

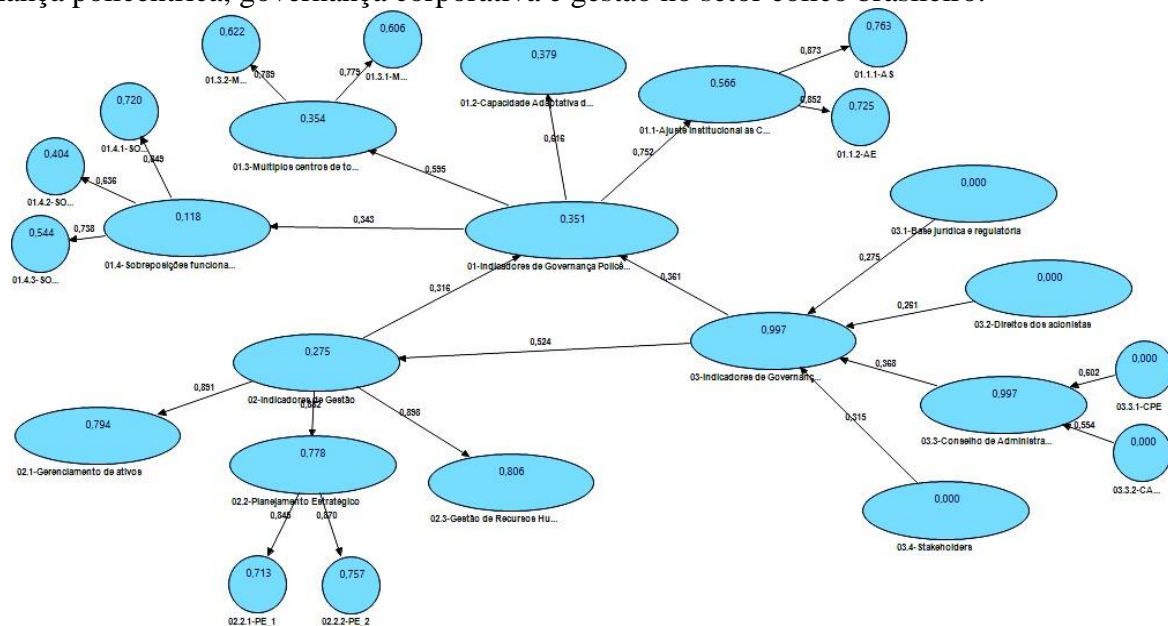
Nos testes realizados não foram identificados dados ausentes, nem dados com distorções significativas e nenhum registro de *outliers* nas respostas de 58,3% dos participantes. A normalidade foi avaliada nas 47 variáveis que compõem o instrumento desta pesquisa. Dessas, 30 apresentaram assimetria significativa com médias elevadas. A assimetria foi negativa para 46 variáveis. Na análise da dimensionalidade identificamos a baixa correlação entre as variáveis de “sobreposição vertical” (0,15) e “exercício ativo de opiniões diversas” (0,18).

Na validade do instrumento de pesquisa algumas variáveis do construto governança policêntrica não alcançaram os níveis adequados de carga e significância T. São elas: autonomia dos centros de decisão (Carga=0,15 e T=0,55) e mitigação de risco por redundância (Carga=0,42 e T=1,58). Esse mesmo indicador (mitigação de risco por redundância) ainda apresentou multicolinearidade excessiva (Carga=1,00 e T=0,00). Essas variáveis, por apresentarem discrepância nos valores, foram excluídas dos cálculos seguintes aplicados na pesquisa.

O fato de os indicadores supracitados não terem apresentado carga de significância adequada sugerem que, ainda que sejam identificadas algumas características de governança policêntrica no setor eólico, a estrutura não é suficientemente madura para apresentar determinados indicadores. Além disso, existem lacunas na literatura que não esclarecem orientações práticas de como mensurar determinadas características desse construto (Bijlsma, 2019; Carlisle & Gruby, 2017). Os restantes das variáveis atestaram aderência aos respectivos construtos.

Dando prosseguimento às análises estatísticas, foi aplicada a técnica de modelagem das equações estruturais para testar o modelo teórico. Conforme já informado

utilizamos a abordagem PLS para analisar o modelo estrutural proposto (Figura 1) considerando os dados das 115 respostas obtidas na coleta de dados. A partir daí, foram confirmadas as hipóteses principais de investigação do relacionamento entre os construtos governança policêntrica, governança corporativa e gestão no setor eólico brasileiro.



**Figura 1.** Modelo principal estimado no PLS: pesos padronizados e R<sup>2</sup>Fonte: Elaborado pelos autores.

Na Tabela 1 são expostos os resultados de peso, desvio padrão e o teste T das hipóteses testadas.

**Tabela 1**  
**Resultado das hipóteses do modelo proposto (principais)**

| h | Relações   | Peso | Desv | T    | Resultado |
|---|--|------|------|------|-----------|
| 1 | 03-Indicadores de Governança Corporativa → 01-Indicadores de Governança Policêntrica | 0,36 | 0,10 | 3,68 | Suportada |
| 2 | 02-Indicadores de Gestão → 01-Indicadores de Governança Policêntrica                 | 0,32 | 0,10 | 3,10 | Suportada |
| 3 | 03-Indicadores de Governança Corporativa → 02-Indicadores de Gestão                  | 0,52 | 0,08 | 6,88 | Suportada |

Fonte: Elaborado pelos autores.

Nota. a) **Peso** é o peso padronizado obtido para amostra completa; b) **Desv** é o desvio padrão da estimativa; c) O valor **T** é a razão entre o peso não padronizado pelo seu erro padrão.

Como pode ser verificado na Tabela 1, as três hipóteses principais h1, h2, h3 foram suportadas e confirmadas pelo teste do modelo. A governança corporativa tem efeito positivo sobre a governança policêntrica da ordem de 0,36, ou seja, quanto maior a governança corporativa em termos dos índices de investimentos que forem feitos, mais se atende aos requisitos da governança policêntrica.

A gestão apresenta efeito positivo na governança policêntrica da ordem de 0,32, ou seja, também é possível aumentar o atendimento à governança policêntrica à medida em que são melhorados os indicadores de gestão. A governança corporativa tem efeito positivo

sobre a gestão da ordem de 0,52, o maior índice entre as hipóteses principais.

A confirmação da hipótese H2, ressalta o que foi dito no referencial teórico de que, para que o sistema de governança policêntrica funcione de maneira eficaz, é preciso haver mecanismos de gestão adequados à utilização do recurso em questão (Bijlsma, 2019; Mattos, 2019; Ostrom, 2009b).

Caso haja interesse das empresas do setor eólico se adequarem melhor ao modelo de governança policêntrica, é relevante que façam investimentos em governança corporativa nas organizações. Já que, como foi dito, esse construto tem efeito positivo tanto sobre a gestão (0,52) quanto sobre a própria governança policêntrica (0,36).

Quanto as hipóteses secundárias relacionadas à governança policêntrica, a única não suportada foi a h7 conforme pode ser observado na Tabela 2. Ou seja, o modelo desenvolvido não encontrou relação direta do indicador “sobreposição dos centros de decisão” com o construto governança policêntrica. A literatura menciona que ainda existem poucos estudos empíricos que dissertam a respeito de como realizar a mensuração prática dos indicadores de Governança Policêntrica (Bijlsma, 2019; Carlisle & Gruby, 2017). Diante desse fato de não confirmação da hipótese h7, se percebe que realmente há a necessidade de desenvolvimento de estudos futuros que procurem entender melhor esse conceito.

**Tabela 2**  
**Resultado das hipóteses secundárias “Governança Policêntrica”**

| <b>h</b> | <b>Relações</b>  | <b>Peso</b> | <b>Desv</b> | <b>T</b> | <b>Resultado</b>     |
|----------|--|-------------|-------------|----------|----------------------|
| 4        | 01-Indicadores de Governança Policêntrica → 01.1-Ajuste Institucional                  | 0,75        | 0,12        | 6,34     | Suportada            |
| 5        | 01-Indicadores de Governança Policêntrica → 01.2-Capacidade Adaptativa do Setor Eólico | 0,62        | 0,15        | 4,08     | Suportada            |
| 6        | 01-Indicadores de Governança Policêntrica → 01.3-Múltiplos Centros de Decisão          | 0,59        | 0,18        | 3,39     | Suportada            |
| 7        | 01-Indicadores de Governança Policêntrica → 01.4-Sobreposições dos Centros de Decisão  | 0,34        | 0,23        | 1,47     | <b>Não Suportada</b> |
| 8        | 01.1-Ajuste Institucional → 01.1.1-AS  | 0,87        | 0,02        | 45,86    | Suportada            |
| 9        | 01.1-Ajuste Institucional → 01.1.2-AE  | 0,85        | 0,03        | 30,68    | Suportada            |
| 10       | 01.3-Múltiplos Centros de Decisão → 01.3.1-MCD 01                                      | 0,78        | 0,19        | 4,04     | Suportada            |
| 11       | 01.3-Múltiplos Centros de Decisão → 01.3.2-MCD 02                                      | 0,79        | 0,04        | 19,62    | Suportada            |
| 12       | 01.4- Sobreposições dos Centros de Decisão → 01.4.1-SOB_H                              | 0,85        | 0,03        | 27,08    | Suportada            |
| 13       | 01.4- Sobreposições dos Centros de Decisão → 01.4.2-SOB_T                              | 0,64        | 0,11        | 5,63     | Suportada            |
| 14       | 01.4- Sobreposições dos Centros de Decisão → 01.4.3-SOB_V                              | 0,74        | 0,09        | 7,81     | Suportada            |

Fonte: Elaborado pelos autores.

Nota. a) **Peso** é o peso padronizado obtido para amostra completa; b) **Desv** é o desvio padrão da estimativa; c) O valor **T** é a razão entre o peso não padronizado pelo seu erro padrão.

A confirmação de todas as outras hipóteses relacionadas ao construto governança policêntrica corroboram com a literatura, confirmando que os indicadores “ajuste institucional”, “múltiplos centros de decisão” e “capacidade adaptativa” são componentes e auxiliam a explicar o construto em questão (Bijlsma, 2019; Carlisle & Gruby, 2017).

As hipóteses secundárias relacionadas ao construto gestão foram todas suportadas (Tabela 3) e são as seguintes:

**h15:** o fator gerenciamento de ativos é componente do construto gestão;

**h16:** o fator planejamento estratégico é componente do construto gestão;  
**h17:** o fator gestão de pessoas é componente do construto gestão;  
**h18:** o fator planejamento estratégico 01 e 02 é componente do indicador planejamento estratégico;

**Tabela 3**  
**Resultado das hipóteses secundárias “Gestão”**

| <b>h</b> | <b>Relações</b>  | <b>Peso</b> | <b>Desv</b> | <b>T</b> | <b>Resultado</b> |
|----------|--|-------------|-------------|----------|------------------|
| 15       | 02-Indicadores de Gestão → 02.1-Gerenciamento de Ativos  | 0,89        | 0,02        | 45,92    | Suportada        |
| 16       | 02-Indicadores de Gestão → 02.2-Planejamento Estratégico | 0,88        | 0,03        | 34,70    | Suportada        |
| 17       | 02-Indicadores de Gestão → 02.3-Gestão de Pessoas        | 0,90        | 0,03        | 27,46    | Suportada        |
| 18       | 02.2-Planejamento Estratégico → 02.2.1-PE_1              | 0,84        | 0,03        | 25,43    | Suportada        |
| 19       | 02.2-Planejamento Estratégico → 02.2.2-PE_2              | 0,87        | 0,02        | 42,69    | Suportada        |

Fonte: Elaborado pela autora.

Nota. a) **Peso** é o peso padronizado obtido para amostra completa; b) **Desv** é o desvio padrão da estimativa; c) O valor **T** é a razão entre o peso não padronizado pelo seu erro padrão.

As hipóteses secundárias relacionadas à Governança Corporativa (Tabela 4) também foram suportadas e são:

**h19:** o fator dimensão normativa é componente do construto governança corporativa;

**h20:** o fator direito dos acionistas é componente do construto governança corporativa;

**h21:** o fator Conselho de Administração é componente do construto governança corporativa;

**h22:** o fator *Stakeholders* é componente do indicador governança corporativa;

**h23:** o fator Conselho de Política Energética é componente do indicador Conselho de Administração;

**h24:** o fator Conselho de Administração das Empresas do Setor Eólico é componente do indicador Conselho de Administração.

**Tabela 1**  
**Resultado das hipóteses secundárias “Governança Corporativa”**

| <b>Relações</b>   | <b>Peso</b> | <b>Desv</b> | <b>T</b> | <b>Resultado</b> |
|---|-------------|-------------|----------|------------------|
| 03.1-Dimensão normativa → 03-Indicadores de Governança Corporativa        | 0,27        | 0,03        | 10,68    | Suportada        |
| 03.2-Direitos dos Acionistas → 03-Indicadores de Governança Corporativa   | 0,26        | 0,04        | 6,87     | Suportada        |
| 03.3-Conselho de Administração → 03-Indicadores de Governança Corporativa | 0,37        | 0,03        | 13,40    | Suportada        |
| 03.3.1-CPE → 03.3-Conselho de Administração                               | 0,60        | 0,03        | 23,20    | Suportada        |
| 03.3.2-CAESE → 03.3-Conselho de Administração                             | 0,55        | 0,02        | 29,55    | Suportada        |
| 03.4- <i>Stakeholders</i> → 03-Indicadores de Governança Corporativa      | 0,32        | 0,02        | 13,99    | Suportada        |

Fonte: Elaborado pela autora.

Nota. a) **Peso** é o peso padronizado obtido para amostra completa; b) **Desv** é o desvio padrão da estimativa; c) O valor **T** é a razão entre o peso não padronizado pelo seu erro padrão.

Para o construto Governança Corporativa era esperado que todas as hipóteses se confirmassem pelo fato de ter sido considerada como variável independente no modelo. Ou seja, foi estabelecido que a Governança Corporativa se completa pelos 4 subconstrutos

utilizados: “dimensão normativa”, “direito dos acionistas”, “Conselho de Administração” e “*stakeholders*”. Desses, o que apresentou maior relevância foi o “Conselho de Administração” com o peso na ordem de 0,36.

#### 4. CONCLUSÃO

Foi empregado, para teste do modelo teórico empírico proposto, o método de estimação por Mínimos Quadrados Parciais (*Partial Least Squares - PLS*). O modelo foi validado e, além de mensurar o relacionamento entre os três construtos principais, também confirmamos a aderências dos indicadores utilizados para cara um dos construtos.

Os resultados do teste do modelo comprovam que, tanto a governança corporativa quanto a gestão impactam positivamente a governança policêntrica. Ou seja, quanto mais as ferramentas de governança corporativa e gestão estiverem desenvolvidas e sendo utilizadas nas organizações do setor eólico brasileiro, maior será a capacidade de atendimento aos requisitos e indicadores de governança policêntrica.

O modelo também mostrou que a governança corporativa tem impacto positivo sobre a gestão. Isso significa que a governança corporativa impacta positivamente e simultaneamente tanto a governança policêntrica quanto a gestão. Com isso, podemos inferir que, caso a organização decida realizar investimentos e precise escolher entre um dos construtos, o ideal é que o faça em governança corporativa. Assim, os índices dos demais construtos também serão melhorados.

Em relação ao construto governança policêntrica, as características “múltiplos centros de decisão”, “ajuste institucional” e “capacidade adaptativa” confirmaram aderência ao modelo. Foi identificado que o fator de maior peso é o “ajuste institucional”. Entretanto, os índices da característica “sobreposição dos centros de decisão” não alcançaram os valores mínimos sugeridos pela literatura e, portanto, não obtiveram aderência suportada ao modelo. Ainda assim, a escala proposta foi capaz de explicar 35% do construto governança policêntrica.

A utilização da abordagem policêntrica tem crescido na academia e foi percebido que ainda existem lacunas a serem preenchidas, principalmente, as que possam oferecer metodologias práticas para sua mensuração. Esse fato evidencia, ainda mais, a contribuição metodológica desta pesquisa que inovou ao elaborar e validar uma escala que fosse capaz de mensurar as características da governança policêntrica e o seu relacionamento com a governança corporativa e a gestão.

Durante a realização desta pesquisa identificamos algumas limitações. A primeira delas diz respeito ao fato de que o estudo foi realizado em um setor específico da indústria brasileira, o que não permite generalizar os resultados. Outras limitações foram percebidas em relação à amostra: quanto ao tamanho, apesar de permitir fazer a validação do modelo proposto, não alcançou a quantidade de respondentes suficientes para atingir 95% de confiança e 5% de margem de erro, conforme é recomendado por alguns autores e, quanto à diversidade, não houve participação relevante de respondentes que atuam em empresas públicas. Faz-se necessário frisar ainda que o fato de o construto governança policêntrica ser complexo e sua abordagem prática ser incipiente na academia também é uma limitação, pois considera-se a possibilidade de que os participantes tenham tido dificuldade de responder às questões, por não compreenderem os conceitos utilizados.

Para trabalhos futuros, sugerimos realizar investigações mais detalhadas, utilizando até de abordagem qualitativa do construto governança policêntrica, a fim de se compreender melhor as características da estrutura e suas implicações nos atores que fazem parte do sistema. Investigar as relações de poder na estrutura policêntrica também pode auxiliar na compreensão mais adequada dos conceitos e contribuir para a academia. Pode-se, além disso, revisar o modelo proposto e validado neste trabalho, aprimorando as variáveis para que



os resultados tenham mais aderência com a teoria. Sugerimos ainda que o modelo seja utilizado para observar outros contextos. Há também a possibilidade de se executar um estudo comparativo entre países a respeito da estrutura policêntrica percebida no setor eólico.

## REFERÊNCIAS

- ABDI. (2018). *Atualização do mapeamento da cadeia produtiva da indústria eólica no Brasil*. Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial. [http://inteligencia.abdi.com.br/wp-content/uploads/2017/08/2018-08-07\\_ABDI\\_relatorio\\_6-1\\_atualizacao-do-mapeamento-da-cadeia-produtiva-da-industria-eolica-no-brasil-WEB.pdf](http://inteligencia.abdi.com.br/wp-content/uploads/2017/08/2018-08-07_ABDI_relatorio_6-1_atualizacao-do-mapeamento-da-cadeia-produtiva-da-industria-eolica-no-brasil-WEB.pdf)
- ABEEólica. (2020). Energia eólica: Os bons ventos do Brasil. *InfoVento* 16, 16, 1–2.
- Andonova, L. B., Castro, P., & Chelminski, K. (2018). Transferring Technologies - The Polycentric Governance of Clean Energy Technology. *Governing Climate Change : Polycentricity in Action ?*, 2010, 266–284.
- BDTD. (2020). *Biblioteca Digital Brasileira de Teses e Dissertações*. <http://bdtb.ibict.br/vufind/>
- Bianchi, I. (2018). The post-political meaning of the concept of commons: the regulation of the urban commons in Bologna. *Space and Polity*, 22(3), 1–21. <https://doi.org/10.1080/13562576.2018.1505492>
- Bijlsma, N. (2019). *Polycentric governance for renewable energy policies ?* Utrecht University - Faculty of Geosciences.
- CAPES. (2020). *Portal de Periódicos da Capes*. <https://www.periodicos.capes.gov.br/>
- Carlisle, K., & Gruby, R. L. (2017). Polycentric Systems of Governance: A Theoretical Model for the Commons. *Policy Studies Journal*, 00(00), 1–26. <https://doi.org/10.1111/psj.12212>
- Fadigas, E. A. F. A. (2011). *Energia Eólica*. Manole
- Fremeth, A., & Marcus, A. A. (2016). The role of governance systems and rules in wind energy development: Evidence from Minnesota and Texas. *Business and Politics*, 18(3), 337–365. <https://doi.org/10.1515/bap-2015-0045>
- Hair, J. F. J., Black, W. C., Babin, B. J., & Anderson, R. E. (2014). *Multivariate Data Analysis*. Pearson Education Limited.
- Heikkila, T., & Weible, C. M. (2018). A semiautomated approach to analyzing polycentricity. *Environmental Policy and Governance*, 28, 308–318. <https://doi.org/10.1002/eet.1817>
- Hess, C., & Ostrom, E. (2007). Understanding Knowledge as a Commons: From Theory to Practice. In *The MIT Press*. Massachusetts Institute of Technology All. <https://doi.org/10.7551/mitpress/6980.001.0001>
- Iftimoaei, C. (2015). Good Governance : Normative vs. descriptive dimension. *Practical Application of Science*, III(1), 309–316.
- Juerges, N., Leahy, J., & Newig, J. (2018). Actor perceptions of polycentricity in wind power governance. *Environmental Policy and Governance*, 1–12. <https://doi.org/10.1002/eet.1830>
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2015). *Wind Energy Explained* (2nd ed.). Wiley. <http://repositorio.unan.edu.ni/2986/1/5624.pdf>
- Marella, M. R. (2017). The Commons as a Legal Concept. *Law and Critique*, 28(1), 61–86. <https://doi.org/10.1007/s10978-016-9193-0>
- Mattos, B. (2019). A Caminho da Transição Energética? O papel dos atores e interesses privados em meio à governança policêntrica do clima. *BPC Papers*, 6(2), 1–24. <http://www.bricspolicycenter.org/publicacoes/a-caminho-da-transicao-energetica-o-papel-dos-atores-e-interesses-privados-em-meio-a-governanca-policentrica-do-clima/>
- McGinnis, M. D. (2005). Costs and challenges of polycentric governance. *Workshop on Analyzing Problems of Polycentric Governance in the Growing EU*, 27. [http://www.indiana.edu/~workshop/papers/mcginnis\\_berlin.pdf](http://www.indiana.edu/~workshop/papers/mcginnis_berlin.pdf)
- McGinnis, M. D., & Ostrom, E. (2011). Public Administration and the Disciplines Refl

- ections on Vincent Ostrom, Public Administration, and Polycentricity 15. *Public Administration Review*, 72(1), 15–25. <https://doi.org/10.1111/j.1540-6210.2011.02488.x>
- Monks, R. A. G., & Minow, N. (2004). *Corporate Governance* (Third). Blackwell Publishing.
- OCDE. (2015). *Princípios da OCDE para a Governança da Água*. <https://www.oecd.org/cfe/regional-policy/OECD-Principles-Water-portuguese.pdf>
- Ostrom, E. (1990). *Governing the commons. The Evolution of Institutions for Collective Action* (J. E. Alt & D. C. North (eds.)). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.4135/9781446200964.n32>
- Ostrom, E. (1999a). Coping With Tragedies of the Commons. *Annual Review of Political Science*, 2(1), 493–535. <https://doi.org/10.1146/annurev.polisci.2.1.493>
- Ostrom, E. (1999b). Polycentricity, Complexity, and the Commons. *The Good Society*, 9(2), 37–41.
- Ostrom, E. (2009a). A general framework for analyzing sustainability of social-ecological systems. *Science*, 325(July), 419–422. <https://doi.org/10.5055/jem.2013.0130>
- Ostrom, E. (2009b). A Polycentric Approach for Coping with Climate Change. In *World Bank Policy Research Working Paper No. 5095*. <https://ssrn.com/abstract=1494833>
- Pahl-Wostl, C. (2009). A conceptual framework for analysing adaptive capacity and multi-level learning processes in resource governance regimes. *Global Environmental Change*, 19(3), 354–365. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2009.06.001>
- Pinto, M. de O. (2013). *Fundamentos de Energia Eólica*. LTC.
- Provan, K. G., & Kenis, P. (2008). Modes of network governance: Structure, management, and effectiveness. *Journal of Public Administration Research and Theory*, 18(2), 229–252. <https://doi.org/10.1093/jopart/mum015>
- Rosenau, J. N. (1992). Governance without government: order and change in world politics. In J. N. Rosenau & E.-O. Czempiel (Eds.), *International Affairs* (Vol. 68, Issue 4, pp. 1–29). <https://doi.org/10.2307/2622748>
- Roth, A. L., Wegner, D., Antunes Júnior, J. A. V., & Padula, A. D. (2012). Diferenças e inter-relações dos conceitos de governança e gestão de redes horizontais de empresas: contribuições para o campo de estudos. *Revista de Administração*, 47(1), 112–123. <https://doi.org/10.5700/rausp1029>
- Schröder, N. J. S. (2018). The lens of polycentricity: Identifying polycentric governance systems illustrated through examples from the field of water governance. *Environmental Policy and Governance*, 28, 236–251. <https://doi.org/10.1002/eet.1812>
- Tolmasquim, M. T. (2011). *Novo Modelo do Setor Elétrico*. Synergia Editora.
- Turnbull, S. (1997). Corporate Governance: Its scope, concerns and theories. *Corporate Governance: An International Review*, 5(4), 180–205. <https://doi.org/10.1111/1467-8683.00061>
- Villamayor-Tomas, S. (2018). Polycentricity in the water–energy nexus: A comparison of polycentric governance traits and implications for adaptive capacity of water user associations in Spain. *Environmental Policy and Governance*, 28(4), 252–268. <https://doi.org/10.1002/eet.1813>

## **Mapeamento dos Processos de Renovação de Licenças Ambientais vinculadas ao Núcleo de Parques Eólicos (NUPE/IDEMA)**

Joyce Clara Vieira Ferreira<sup>1</sup>; Andreza Maiara Silva Bezerra<sup>2</sup>; Janine Beatriz Torres<sup>3</sup>; David Custódio de Sena<sup>4</sup>; Livia Rodrigues Barreto<sup>5</sup>; Ana Lúcia Brenner Barreto Miranda<sup>6</sup>

### **RESUMO**

Esse artigo resultou do Projeto de Fortalecimento Institucional da Gestão Ambiental e Territorial do Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA), realizado em parceria com a Fundação para o Desenvolvimento da Ciência, Tecnologia e Inovação (FUNCITERN). O trabalho teve por objetivo demonstrar o fluxo dos processos de Renovação das Licenças de Operação (RLO) e das Licenças Simplificadas (RLS) do Núcleo de Licenciamento de Parques Eólicos (NUPE) do referido Instituto. Para tanto, foi elaborado um fluxograma através do *software Bonita Studio Soft Community* versão 2021.1 e, posteriormente, foi realizada a descrição dos fluxos dos processos alusivos a esse tipo de licenciamento. Como resultados, elaborou-se um fluxograma dos trâmites dos processos de RLO e RLS, e percebeu-se que os processos tramitam no mínimo, obrigatoriamente, por cinco setores até a sua finalização. Portanto, acredita-se na relevância deste artigo para o desenvolvimento dos trabalhos dos técnicos do IDEMA e para o público externo interessado, haja vista permitir o entendimento dos trâmites referentes à emissão da renovação de uma licença ambiental.

**Palavras-chave:** Mapeamento de processo; Energias renováveis; Licenciamento ambiental, IDEMA-RN, FUNCITERN.

### **ABSTRACT**

This paper is the result of the initiative Fortalecimento Institucional da Gestão Ambiental e Territorial do Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA) Project, carried out in partnership with the *Fundação para o Desenvolvimento da Ciência, Tecnologia e Inovação* (FUNCITERN). The paper aims to demonstrate the process flow of the Renewal Processes of Operating Licenses and Simplified Licenses of the *Núcleo de Licenciamento de Parques Eólicos* (NUPE). A flowchart was created using Bonita Studio Soft Community software version 2021.1 and, later, a description of the process flows was performed. As a result, it was noticed that the Renewal Processes of Operating Licenses and Simplified Licenses must pass through five sectors until their completion. Therefore, this article is important for the development of the work of IDEMA technicians and for the external public, because it makes possible to understand the procedures for issuing the renewal of an environmental license.

**Keywords:** Process mapping; Renewable Energy; Environmental licensing, IDEMA-RN, FUNCITERN.

<sup>1</sup> Doutora em Geografia - Bolsista FUNCITERN/NUPE/IDEMA - E-mail: joyceclaravfgeo@gmail.com;

<sup>2</sup> Mestranda em Engenharia da Produção e Engenharia Ambiental - Bolsista FUNCITERN/NUPE/IDEMA - E-mail: andrezaidema@gmail.com;

<sup>3</sup> Mestra em Geografia e Gestora ambiental - Bolsista FUNCITERN/NUPE/IDEMA - E-mail: janinebeatriz38@gmail.com;

<sup>4</sup> Doutor em Engenharia de Produção - Professor orientador vinculado a FUNCITERN - E-mail: sena@ufersa.edu.br.

<sup>5</sup> Engenheira de Produção - Engenheira vinculada à Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA) - E-mail: liviarodriguesbarreto@gmail.com.

<sup>6</sup> Doutora em Administração - Professora vinculada à Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA) - E-mail: analucia@ufersa.edu.br.

## 1 INTRODUÇÃO

A fim de garantir o equilíbrio ecológico, o poder público, assim como a coletividade, possui o dever de defender, conservar e preservar o meio ambiente para as presentes e futuras gerações, conforme estabelece o Art. 225 da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Para assegurar o direito de todos ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, diretamente relacionado à qualidade de vida da população, existem uma série de responsabilidades previstas a todos os entes federados.

No estado do Rio Grande do Norte, existe o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA), que é uma autarquia originada da união de atribuições entre a Fundação Instituto de Desenvolvimento do RN (IDEC), criada à época pela Lei n.º 4.286, de 6 de dezembro de 1973, e a Coordenadoria de Meio Ambiente (CMA), estabelecida por meio do Decreto n.º 8.718, de 16 de setembro de 1983.

Em 1995, a Fundação IDEC foi vinculada à Secretaria de Estado do Planejamento e das Finanças (SEPLAN/RN) por meio da Lei Complementar n.º 129/1995 e, no ano seguinte, a Fundação transformou-se em Instituto de Desenvolvimento Econômico e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA), através da Lei Complementar n.º 139, de 25 de janeiro de 1996. A partir daí, o IDEMA incorporou as atribuições da então CMA, também vinculada à SEPLAN/RN, e absorveu a competência de formular, coordenar, executar e supervisionar a política estadual de preservação, conservação, aproveitamento, uso racional e recuperação dos recursos ambientais, bem como fiscalizar o cumprimento das normas de proteção, controle, utilização e recuperação dos recursos ambientais, aplicando as penalidades disciplinares e/ou compensatórias às infrações apuradas.

A Lei Complementar n.º 340, de 31 de janeiro de 2007, transformou o IDEMA em Instituto de Defesa do Meio Ambiente, sem alteração na sigla supracitada. No ano seguinte, por meio da Lei Complementar n.º 380, de 27 de dezembro de 2008, o órgão ambiental foi vinculado à Secretaria de Estado do Meio Ambiente e dos Recursos Hídricos (SEMARH/RN), sendo até o presente momento vinculado a ela e passando a chamar-se Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente.

Atualmente, o IDEMA possui profissionais técnicos de nível superior das mais diversas áreas do conhecimento que atuam como bolsistas de pesquisa, extensão e inovação junto ao projeto de fortalecimento institucional da gestão ambiental e territorial do IDEMA, o qual é realizado, atualmente, em parceria com a Fundação para o Desenvolvimento da Ciência, Tecnologia e Inovação (FUNCITERN). A FUNCITERN foi criada em 13 de outubro de 2014, mediante a iniciativa de alguns professores e técnicos da Universidade Estadual do Rio Grande

do Norte (UERN). Os pesquisadores, atualmente vinculados ao IDEMA, foram contratados por meio do convênio nº 02/2021, processo SEI nº 02810012.000604/2020-60, firmado em 1º de setembro de 2020.

Considerando a rotatividade desses profissionais bolsistas no IDEMA, bem como a necessidade de padronização e modernização dos processos (através da implementação do licenciamento ambiental totalmente eletrônico), foi vislumbrada a criação de documentos técnicos para nortear as ações a serem adotadas pelos referidos profissionais, principalmente, quando de sua chegada no Órgão Ambiental. Nesse sentido, justifica-se a necessidade e importância do IDEMA dispor de documentos que descrevam os Procedimentos Operacionais Padrão (POPs), os quais rotineiramente são adotados pelo seu corpo técnico em constante renovação.

Desse modo, o objetivo central deste trabalho consistiu em demonstrar o fluxo dos processos de Renovação das Licenças de Operação (RLO) e das Licenças Simplificadas (RLS) do Núcleo de Licenciamento de Parques Eólicos (NUPE) do Idema. Além disso, buscou-se mapear o fluxo desses processos no setor com ênfase nos procedimentos desenvolvidos pelo corpo técnico do NUPE; descrever as atividades a serem desempenhadas pelo profissional de maneira objetiva, visando a conclusão do parecer técnico e emissão da licença e; expor à comunidade como vem sendo desenvolvidas as pesquisas e o processo de modernização do IDEMA. O artigo está subdividido em cinco momentos, a saber: percurso metodológico; licenciamento ambiental e as normativas vinculadas; mapeamento de processos de RLO e RLS; e considerações finais.

## **2 PERCURSO METODOLÓGICO**

A busca pela eliminação de falhas nas organizações, bem como de atividades que não agregam valor para os resultados gerados é uma questão que necessita de avaliação, pois impactam no desempenho e consome tempo e recurso. Neste sentido, a organização do trabalho é um elemento central para a projeção de recursos e atividades, seu gerenciamento cotidiano e a melhoria contínua das operações. Nesse contexto, Gonçalves (2000) indica que entender o funcionamento dos processos e os tipos existentes são fundamentais para estabelecer o modo como serão administrados, visando o melhor resultado possível.

Conforme Carvalho (2005) a Gestão de Processos é uma técnica de avaliação, análise e melhoria de desempenho que tem significativo impacto na satisfação dos clientes. Segundo Gomes *et al.* (2015), o Gerenciamento de Processos de Negócio vem se tornando uma das

estratégias mais utilizadas pelas organizações na busca pela eficiência e na melhoria das entregas.

A modelagem consiste na representação do processo presente na organização exatamente como o mesmo ocorre na realidade numa perspectiva ponta-a-ponta. Wigg (2013) atenta que o mapeamento de processos ou modelagem de processos busca entender a situação de um processo, analisar melhorias, propor modificações e/ou criações de novos fluxos. Segundo Mello e Salgado (2005), o mapeamento de cada processo deve ser realizado para se visualizar as diferentes etapas e tarefas em uma sequência cronológica, pois para se melhorar um processo é necessário primeiramente visualizá-lo.

A Fundação Nacional da Qualidade - FNQ (2011) define um processo como uma sequência lógica de atividades que interagem entre si e estão inter-relacionadas. Segundo Tregear *et. al.* (2010), processos não existem isoladamente, onde a saída de um é sempre a entrada de outro. Eles acontecem em um ecossistema que possui características variadas e não são compostos apenas de atividades simples em sequência.

De acordo com Mello (2011), existem várias metodologias para mapear processos, com diferentes enfoques, tais como: SIPOC, *Blueprinting*, Fluxograma, Mapofluxograma, Diagrama homem-máquina e IDEF0 a IDEF9 (*Integrated Definition*). Para este estudo de caso, foi utilizada a metodologia do Fluxograma, a qual consiste em uma “técnica que permite o registro de ações de algum tipo e pontos de tomada de decisão que ocorrem no fluxo real” (MELLO, 2011, p. 28). O Fluxograma representa graficamente os processos, a lógica em que acontecem de forma detalhada e oferece a visão das ações e desvios dos fluxos.

Desse modo, foi elaborado um fluxograma através do *software Bonita Studio Soft Community* versão 2021.1 onde foram identificadas sequencialmente todas as etapas dos processos de Renovação de Licença Ambiental vinculadas ao NUPE do IDEMA. Destaca-se que, para elaboração deste documento, foram necessárias reuniões virtuais via *Google Meet*, com periodicidade quinzenal (durante o período de 6 meses), juntamente com o professor orientador da FUNCITERN e os membros do NUPE, além de pesquisas bibliográficas.

Ademais, contou-se com a descrição do fluxo dos processos alusivos a esse tipo de licenciamento (RLO e RLS), aplicado aos seguintes tipos de empreendimentos, licenciados pelo NUPE: Parques Eólicos, Usinas Fotovoltaicas, Subestações de Energia Elétrica, Linhas de Transmissão de Energia e Estações de Rádio Base (ERBS). Vale destacar que o fluxograma e sua descrição se complementam, ou seja, o interessado deverá consultar ambos os documentos no momento da análise das licenças de renovação de empreendimentos de energia e telecomunicações.

### **3 O LICENCIAMENTO AMBIENTAL E AS NORMATIVAS VINCULADAS**

Em um contexto global, incorporando a ideia de desenvolvimento sustentável, as políticas ambientais passaram por alterações a partir dos anos de 1970 no mundo todo, chegando, também, ao Brasil. Em uma breve contextualização, a década de 1980 foi considerada como o período de evolução e consolidação da legislação ambiental brasileira voltada para a ideia de desenvolvimento sustentável. No documento “Nosso Futuro Comum”, publicado em 1987, o Desenvolvimento Sustentável pode ser entendido como o desenvolvimento que garante a manutenção das necessidades das gerações presentes, sem comprometer a capacidade das gerações futuras satisfazerem suas próprias necessidades (BRUNDTLAND, 1987).

O licenciamento ambiental, como se conhece hoje, surgiu como instrumento da Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA), estabelecida pela Lei n.º 6.938/81. Câmara Neta et al. (2015) consideram o licenciamento ambiental como o instrumento mais importante da PNMA, pois através dele passou-se a ser obrigatório para todas as atividades econômicas, que possam interferir na qualidade do meio ambiente. Esse instrumento possui ações com vistas não só ao crescimento econômico, mas também a preservação e recuperação da qualidade ambiental e o desenvolvimento socioeconômico, assegurando condições de proteção dos recursos naturais, bem como a proteção da dignidade da vida humana.

A Lei Complementar Federal nº 140/2011, também conhecida como “Lei do Licenciamento”, fixou normas de cooperação entre a União, os Estados, os municípios e o Distrito Federal na administração de normas relativas à proteção das paisagens naturais, proteção do meio ambiente, preservação das florestas e combate à poluição (BRASIL, 2011). Em seu artigo 3º, são apresentados incisos de competência comum entre as esferas, em que estão dispostas as atribuições em comum de cada uma:

- I - proteger, defender e conservar o meio ambiente ecologicamente equilibrado, promovendo gestão descentralizada, democrática e eficiente;
- II - garantir o equilíbrio do desenvolvimento socioeconômico com a proteção do meio ambiente, observando a dignidade da pessoa humana, a erradicação da pobreza e a redução das desigualdades sociais e regionais;
- III - harmonizar as políticas e ações administrativas para evitar a sobreposição de atuação entre os entes federativos, de forma a evitar conflitos de atribuições e garantir uma atuação administrativa eficiente;
- IV - garantir a uniformidade da política ambiental para todo o País, respeitadas as peculiaridades regionais e locais (BRASIL, 2011, Art. 3º).



Nessa perspectiva, o IDEMA (2021), órgão estadual competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), considera que o licenciamento ambiental consiste no procedimento administrativo onde se avalia a localização e se autoriza a implantação e a operação de empreendimentos considerados potencialmente causadores de poluição ou degradação ambiental. Em outras palavras, Godoy (2005) afirma que o licenciamento ambiental é um meio de controle das atividades potencialmente poluidoras que veio para condicionar a exploração ou uso de um bem ambiental, a partir do cumprimento de requisitos de proteção ao meio ambiente. As licenças de renovação, aqui tratadas, são emitidas para empreendimentos que tiveram Licenças de Operação (LO) ou Licenças Simplificadas (LS).

Em nível Federal, é importante fazer um adendo sobre o Projeto de Lei n.º 3729/2004, referente a Nova Lei do Licenciamento Ambiental, o qual segue no Senado brasileiro para aprovação. Caso seja aprovado pelo Senado e pelo atual Presidente da República, o novo projeto irá flexibilizar a lei de licenciamento ambiental (Lei Complementar Federal n.º 140/2011). Dentre os pontos a serem modificados, destacam-se: a simplificação de alguns processos de licenciamento, criação da autodeclaração de licenciamento e geração de novas dispensas de licença para, por exemplo, no caso do setor elétrico, obras de serviço público de distribuição de energia elétrica até o nível de tensão de 69 kV. Sobre isso, entende-se que independente da quantidade de energia gerada, referente ao seu porte, é importante atentar para a sensibilidade ambiental da área na qual se pretende instalar o empreendimento e o tipo de estudo ambiental a ser apresentado ao órgão licenciador.

Tendo em vista que o objetivo deste trabalho é demonstrar o fluxo dos processos de Renovação das Licenças de Operação (RLO) e das Licenças Simplificadas (RLS) do Núcleo de Licenciamento de Parques Eólicos (NUPE) do IDEMA, cabe relatar sucintamente os principais instrumentos normativos (leis, decretos, resoluções e congêneres) aos quais o órgão tem como base para condicionar a operação dos empreendimentos de energia e telecomunicações citados outrora e que estão instalados na região potiguar.

A Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) n.º 462, de 24 de julho de 2014, estabelece critérios e procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre, sendo esse um dos instrumentos normativos norteadores durante as análises técnicas do NUPE/IDEMA. A referida resolução traz inclusive a proposição de um Termo de Referência (TR) contendo o conteúdo mínimo a ser observado na elaboração dos Estudos de Impactos Ambientais (EIA) de Projetos Eólicos (Anexo I), bem como para o Relatório Ambiental Simplificado (RAS) de Licenciamento (Anexo II) que deve ser apresentado no processo de

licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos eólicos considerados de baixo impacto ambiental.

Outros instrumentos normativos também são utilizados pelos técnicos do NUPE/IDEMA no tocante à elaboração de seus pareceres, tais como: Lei Federal n.º 12.651/2012, que dispõe sobre a proteção da vegetação nativa; NBR n.º 10.151 de 2019, da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, que regulamenta os níveis de ruídos gerados por diversas atividades; Resolução CONAMA n.º 279/2001, aplicada ao licenciamento simplificado de empreendimentos elétricos considerados por lei de pequeno impacto ambiental; e a Lei complementar Nº 272/2004, que a nível estadual estabelece procedimentos para execução da Política e o Sistema Estadual do Meio Ambiente no RN.

No que diz respeito aos valores monetários para obtenção das licenças ambientais, é importante destacar que sua determinação considera a classificação do porte e do potencial poluidor/degradador estabelecidos por meio de resolução do Conselho Estadual de Meio Ambiente (CONEMA), tendo por base o Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM. Nas atividades de sistemas de geração de energia elétrica, verifica-se uma particularidade em comparação às demais atividades licenciadas pelo IDEMA, pois os valores das Licenças Ambientais de Operação e as respectivas renovações (RLO - apenas) desses tipos de empreendimentos, referem-se a cada ano de sua validade (anuidades), contados a partir da sua emissão, conforme estabelece o Art. n.º 55, §16 da Lei n.º 272/2004 alterada pela Lei complementar estadual n.º 558, de 22 de dezembro de 2015.

### **3.1 O SETOR NUPE-IDEMA E O PANORAMA DA GERAÇÃO DE ENERGIA NO RIO GRANDE DO NORTE**

A crise energética ocorrida no Brasil entre os anos de 2001 e 2002, marcada por racionamentos e apagões devido ao baixo nível de reservatórios das hidrelétricas e problemas de gestão, motivaram o Governo Federal a criar políticas urgentes que resultaram na reestruturação do setor energético (AQUILA; JUÁREZ e SILVA, 2017 e ARAÚJO, 2019). Nesse contexto, destacam-se a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) em 2002 o qual incentivou a diversificação da matriz energética brasileira, ampliando o uso das energias renováveis. No ano de 2006, o Rio Grande do Norte passa a produzir energia elétrica por meio da fonte eólica através da implantação do primeiro parque eólico em seu território. Desse momento em diante, a demanda por licenças ambientais para implantação de empreendimentos dessa natureza passou a aumentar, sendo necessário maior atenção por parte do IDEMA.

Na época da sua criação, no ano de 2011, o setor intitulado Núcleo de Parques Eólicos (NUPE) foi pensado visando o licenciamento ambiental de empreendimentos de energia eólica. Ao longo do tempo, as atividades foram se diversificando e o setor passou a licenciar outros tipos de empreendimentos, como por exemplo: subestações de energia elétrica, linhas de transmissão, parques solares, estações de rádio base (ERBs), entre outros empreendimentos relacionados a geração, distribuição de energia e telecomunicações.

De acordo com Leão *et. al.* (2019), a equipe técnica do NUPE era composta por 10 (dez) colaboradores das áreas de biologia, engenharia, geologia, geografia e gestão ambiental. No ano de 2021, verificou-se um aumento de 70% da equipe técnica multidisciplinar em comparação ao ano de 2019, e isso se deu em virtude da alta demanda existente de processos de geração de energia em decorrência de incentivos à diversificação da matriz energética brasileira.

Atualmente, o NUPE conta com equipe técnica multidisciplinar composta por 17 (dezesete) profissionais das mais variadas formações, sendo alguns colaboradores com títulos de doutorado, mestrado e/ou especialização, evidenciando a qualidade intelectual do corpo técnico do setor. A equipe multidisciplinar do NUPE contribui para que os documentos técnicos enviados pelos empreendedores sejam avaliados sob diferentes perspectivas e para elaboração de pareceres técnicos nas diferentes fases do licenciamento ambiental (Prévio, instalação, operação e renovação), gerando subsídios para emissão das licenças ambientais.

No tocante a produção de energias renováveis, é válido salientar que o Rio Grande do Norte vem sendo destaque na geração de energia eólica no Brasil, aparecendo no topo dos leilões de energia nova deste ano (G1, 2021). Segundo o 1º Boletim trimestral da fonte eólica no Rio Grande do Norte, emitido pela Secretaria de Estado do Desenvolvimento Econômico (SEDEC-RN, 2021), elaborado com base nos dados divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), nos seis primeiros meses de 2021, seis novos parques eólicos entraram em operação, representando o aumento de 6% da potência instalada no estado. Atualmente, o Rio Grande do Norte conta com 4.948 MW de potência instalada, distribuídos nos 175 parques eólicos em operação, sendo 35 empreendimentos em fase de construção e 84 em fase de contratação.

Esses dados demonstram a capacidade de geração de energias renováveis e as perspectivas para o futuro do estado do Rio Grande do Norte nesse quesito, ao mesmo passo que indicam a necessidade do fortalecimento do corpo técnico do NUPE/IDEMA no tocante à quantidade e qualidade das emissões das licenças ambientais, e o acompanhamento do

monitoramento dos planos e programas ambientais dos empreendimentos em operação e/ou em fase de instalação, visando o desenvolvimento sustentável do estado.

#### 4 MAPEAMENTO DE PROCESSOS DE RLO E RLS

Através do mapeamento dos processos de RLO e RLS vinculados ao NUPE/IDEMA verificou-se que eles tramitam obrigatoriamente por cinco setores do Instituto até a finalização do processo, sendo eles: Central de Atendimento (CAT), Núcleo de Licenciamento de Parques Eólicos (NUPE), Coordenadoria de Meio Ambiente (CMA), Diretoria Técnica (DT) e Diretoria Geral (DG). A depender da necessidade, o processo poderá ainda tramitar em outros setores do órgão como por exemplo: Geoprocessamento (GEO), Fiscalização (FISC), Assessoria Jurídica (ASSJUR) e/ou Assessoria Técnica. Dessa maneira, a seguir, apresenta-se o mapeamento de processos de RLO e RLS como resultado deste trabalho (Figura 1). Devido ao tamanho da imagem gerada pelo *software*, a Figura 2 apresenta o detalhamento do fluxo do processo de RLO e RLS e, posteriormente, tem-se a sua descrição.

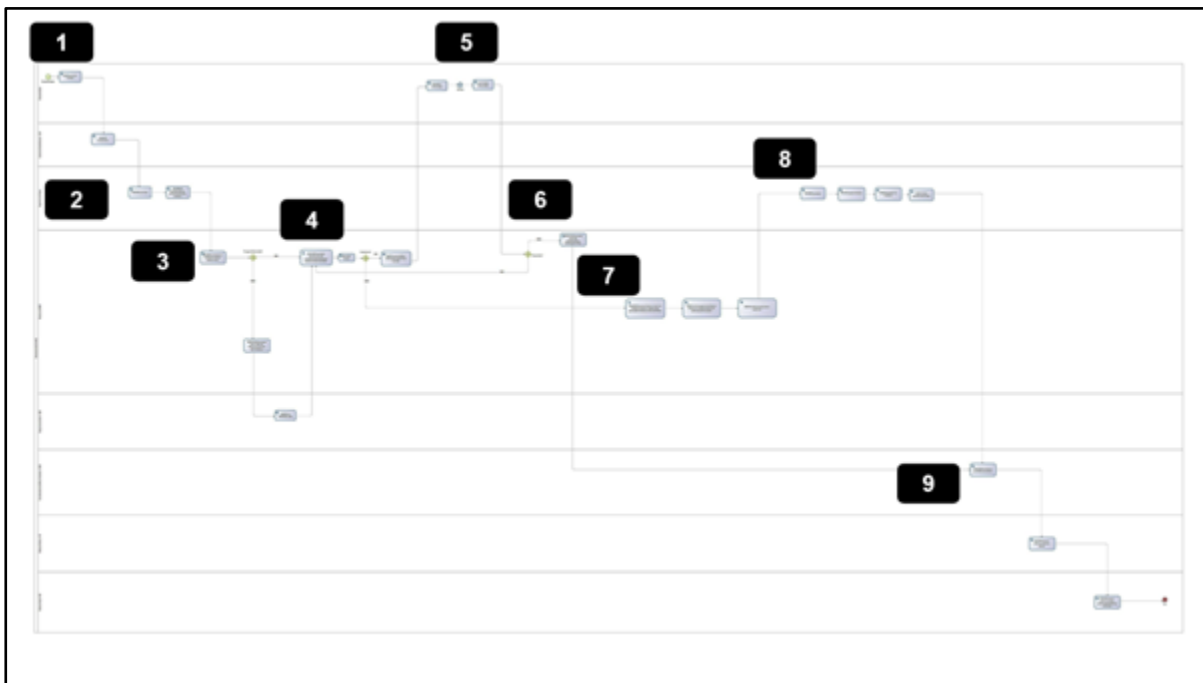
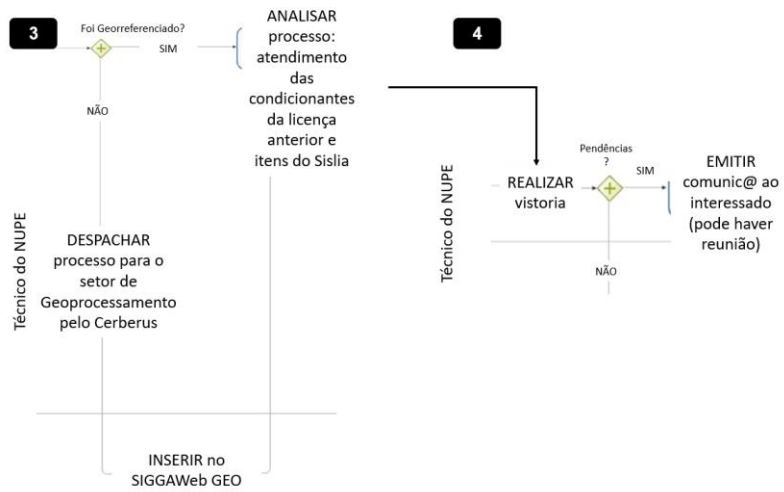
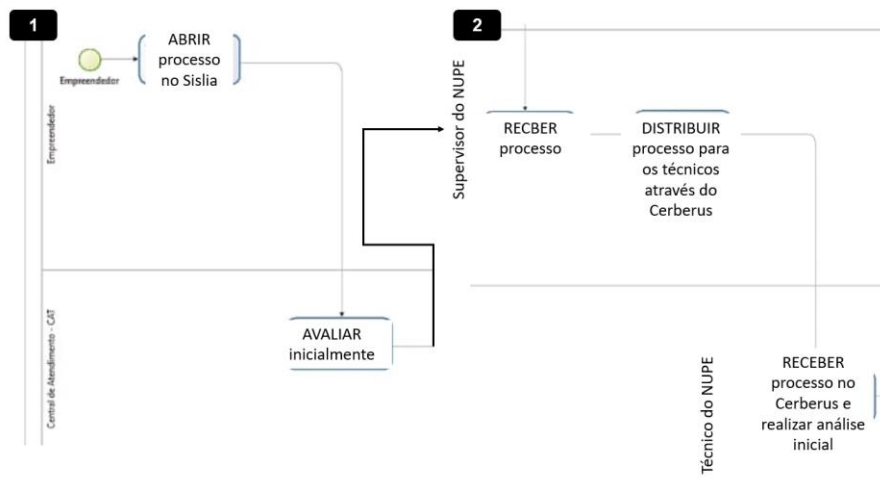


Figura 1: Fluxograma do processo de RLO e RLS



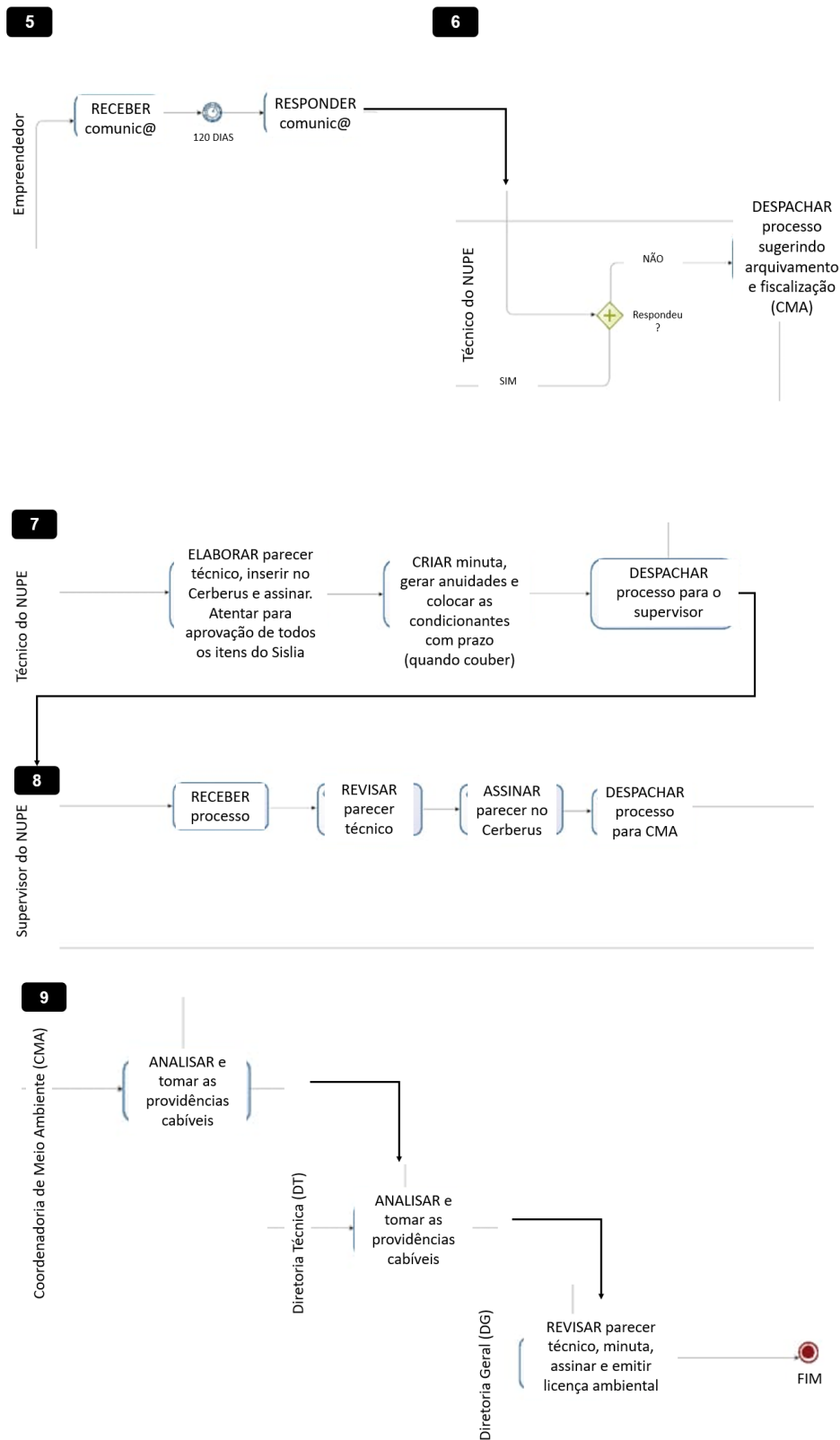


Figura 2: Detalhamento do fluxograma do processo de RLO e RLS

O fluxograma também pode ser visualizado no seguinte link: [Fluxo de processo - RLO e RLS2107-1.0.pdf](#).

#### **4.1 ABERTURA DO PROCESSO NO SISLIA**

A princípio, o processo de RLO ou RLS é formado pelo interessado no Sistema de Licenciamento Ambiental Eletrônico (SISLIA) (<http://sistemas.idema.rn.gov.br/sislia/>) do IDEMA, com base na Lei Complementar n.º 495, de 05 de novembro de 2013. O referido sistema tem facilitado bastante a abertura e tramitação dos processos de forma remota, principalmente durante a pandemia do Covid-19.

Nessa etapa, realizada sob responsabilidade do interessado, é importante que sejam apresentados todos os documentos elencados na Relação de Documentos Básicos para o Licenciamento Ambiental (*Check List*) para atividade de Geração de Energia Eólica e Fotovoltaica (disponível em <http://adcon.rn.gov.br/ACERVO/idema/DOC/DOC000000000190513.PDF>) e que estejam de acordo com as Instruções Técnicas relacionadas (<http://adcon.rn.gov.br/ACERVO/idema/DOC/DOC000000000134229.PDF>).

Os *check lists* das demais atividades citadas (Subestações de Energia Elétrica, Linhas de Transmissão de Energia e Estações de Rádio Base) também se encontram disponíveis no site do IDEMA (<http://idema.rn.gov.br/Conteudo.asp?TRAN=CATALG&TARG=13&ACT=&PAGE=0&PARTM=&LBL=Licenciamento+Ambiental>).

#### **4.2 AVALIAÇÃO INICIAL DA CAT**

Após a abertura do processo, o mesmo é encaminhado automaticamente à Central de Atendimento (CAT) do IDEMA para que seja realizada uma avaliação inicial cujo objetivo é conferir se todos os documentos elencados no *check list* foram apresentados pelo interessado de forma satisfatória. Sendo toda a documentação apresentada, o processo é encaminhado ao supervisor do NUPE e, na ausência de algum documento básico para formação do processo, o interessado é notificado por meio de mensagem via sistema Comunic@ para que apresente o documento faltante.

#### **4.3 AVALIAÇÃO DO NUPE**

##### **4.3.1 PAPEL DO SUPERVISOR DO NUPE**

Ao receber os processos de RLO e RLS da CAT, o supervisor do NUPE realizará a análise preliminar dos mesmos e irá distribuí-los para os técnicos habilitados a analisar

processos dessa natureza, considerando as pautas de trabalho dos técnicos no Cerberus (sistema próprio do IDEMA utilizado para gerenciamento dos processos), bem como a ordem cronológica dos demais processos que tramitam no setor naquele período.

#### **4.3.2 PAPEL DO TÉCNICO RESPONSÁVEL PELO PROCESSO DE RLO/RLS DO NUPE**

Ao receber o processo do supervisor, o técnico do NUPE realizará uma análise inicial para checar os itens do SISLIA (que correspondem aos itens do *check list*, cujo atendimento já foi alvo de análise prévia da CAT) e verificar se o empreendimento foi georreferenciado e inserido no *Siggaweb* pelo setor de Geoprocessamento (GEO) do IDEMA. Caso não tenha ocorrido o georreferenciamento, o processo deverá ser tramitado, por meio de despacho no Cerberus, para o setor de Geoprocessamento.

O despacho deverá solicitar as informações concernentes a área do empreendimento, como por exemplo, distância de Unidades de Conservação (UC) da natureza, presença de Áreas de Preservação Permanente (APP); Reserva Legal; rotas migratórias e áreas de concentração de aves, conforme Relatório Anual do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBIO) atualizado; presença de comunidades tradicionais (por exemplo, quilombolas e indígenas); presença de assentamentos rurais e; existência de cavidades naturais nas proximidades, cadastradas pelo Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas (CECAV). Após a apreciação do GEO, o processo deverá retornar para continuidade da análise do técnico do NUPE.

Após esse procedimento, se verifica o atendimento das condicionantes presentes na licença anterior (LO, LS, RLO ou RLS) e deve-se começar a elaboração do parecer técnico. Caso sejam percebidas pendências por parte do empreendedor, elaboram-se uma mensagem que deverá ser enviada pelo comunic@ solicitando esclarecimentos e/ou complementações ao interessado. Se o empreendedor atender as exigências segue-se com a análise, caso não atenda em um período de até 120 (cento e vinte dias corridos), deve-se despachar o processo para Coordenadoria de Meio Ambiente (CMA) explicando a situação e indicando a fiscalização e o arquivamento dos autos, conforme Instrução Normativa SEI n.º 2, de 29 de janeiro de 2021 (<http://www.adcon.rn.gov.br/ACERVO/idema/DOC/DOC00000000250010.PDF>). Caso o processo seja arquivado, o interessado deverá proceder a abertura de um novo processo, incidindo novamente sobre ele os custos da abertura de um processo no órgão.

Destaca-se que, para as renovações de licenças ambientais, é necessária a realização de uma vistoria técnica com o objetivo de verificar as condições de operacionalidade do



empreendimento, conforme Ficha Avaliativa de Vistoria Técnica do NUPE. Durante a vistoria realizada pelo técnico, verifica-se toda a área do empreendimento, atentando para as condições de drenagem das águas pluviais, presença de erosões, limpeza, organização, sinalização, gerenciamento de resíduos sólidos, efluentes líquidos e emissões atmosféricas e áreas em processos de recuperação. Ressalta-se que, devido ao momento de pandemia do Covid-19, as vistorias presenciais foram temporariamente suspensas e substituídas por vistorias guiadas, às quais são requisitadas por meio de uma Solicitação de Providência (SP) e apresentadas pelo interessado através de Comunic@ contendo vídeos, registros fotográficos georreferenciados e datados, mapa, caminhamento do percurso realizado na área (em formato .kmz ou .kml) e relatório fotográfico de vistoria realizado pelo interessado.

Em continuidade da análise do pleito, o técnico deverá verificar a vistoria do empreendimento, conferir o atendimento integral das condicionantes e finalizar a elaboração do parecer técnico. Posteriormente, deverá ser elaborada no Cerberus a minuta da licença ambiental, gerar as anuidades e inserir as condicionantes ambientais padrão e específicas para o empreendimento (caso necessário), com seus respectivos prazos de atendimento (quando couber). Finalizada esta etapa, o responsável técnico deverá encaminhar o processo por meio de despacho para avaliação do supervisor do NUPE que terá a função de revisar o parecer, assinar e despachar, caso não haja pendências, para a CMA.

A CMA, por sua vez, fará a revisão do parecer técnico e da minuta da licença ambiental. Caso não ocorram conflitos de informações, o processo seguirá, por meio de despacho, para Diretoria Técnica (DT) que também fará uma avaliação dos produtos gerados referentes ao licenciamento e assinará a licença ambiental. Por fim, esse processo chegará ao gabinete do Diretor Geral (DG) para avaliação e assinatura da Licença Ambiental de Renovação do Empreendimento. A partir desse momento, a licença é gerada e o processo é finalizado. Ressalta-se que, a finalização do processo após a emissão da licença resulta nas ações de monitoramento que devem ser realizadas periodicamente pela equipe do NUPE, por meio da análise dos dados do automonitoramento realizado pelo empreendedor e apresentados anualmente ao IDEMA, conforme exigido em condicionante ambiental.

Até que o processo seja então finalizado poderá haver a necessidade de pelo menos uma reunião com o interessado, cujos encaminhamentos e/ou decisões acertadas deverão ser registrados por meio de uma ata de reunião, que deverá ser assinada por todos os participantes da reunião e posteriormente ser anexada aos autos para fins comprobatórios e de registro. Vale destacar que diversos podem ser os motivos da realização da reunião e a mesma poderá ser provocada tanto por um analista ambiental do processo quanto pelo próprio interessado. Além

disso, o Art. 6º da Resolução CONAMA n.º 462/2014 estabelece que “sempre que o órgão licenciador julgar necessário, deverá ser promovida Reunião Técnica Informativa, às expensas do empreendedor, para apresentação e discussão dos estudos ambientais e das demais informações, garantida a consulta e a participação pública”.

Não existe ainda no IDEMA um banco de dados acerca do tempo médio para emissão de licenças ambientais, o que modifica em função de muitas variáveis, e por isso não foi possível citar o tempo de duração aproximado entre a formação do processo e emissão de RLO e de RLS. Sugere-se que pesquisas futuras sejam realizadas no intuito de estimar esses indicadores, que são de suma importância para a qualidade e celeridade dos processos do próprio órgão ambiental.

## **5 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Diante do exposto, percebeu-se que o mapeamento dos fluxos dos processos no IDEMA é de fundamental importância para o desenvolvimento dos trabalhos dos técnicos do Instituto, pois permite o entendimento do todo, desde os trâmites mais básicos até os mais complexos que culminam na emissão da licença ambiental e finalização do processo, bem como na identificação das limitações associadas aos procedimentos internos do Instituto. Desse modo, este artigo demonstrou o fluxo dos processos de renovação de licenças ambientais vinculadas ao NUPE/IDEMA, sendo necessário o mesmo procedimento para os demais tipos de licença, havendo variações conforme a especificidade e necessidade do processo. O projeto da FUNCITERN, vem sendo desenvolvido nesse sentido, visando padronizar os procedimentos realizados dentro do Órgão Ambiental supracitado.

Logo, este trabalho foi produto da colaboração entre os bolsistas da FUNCITERN/IDEMA, o orientador acadêmico e outros pesquisadores da Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA, emergindo com o propósito de mapear o fluxo do processo para dar celeridade à análise, melhorando a qualidade e padronização dos trâmites do licenciamento referentes aos processos de Renovação de Licença de Operação e Licença Simplificada, além de ser uma ferramenta de suporte aos técnicos do NUPE.

Assim, elaborou-se um fluxograma dos trâmites dos processos de RLO e RLS e verificou-se que tais renovações de licenças ambientais tramitam obrigatoriamente por cinco setores até a finalização do processo, sendo eles: Central de Atendimento (CAT), Núcleo de Parques Eólicos (NUPE), Coordenadoria de Meio Ambiente (CMA), Diretoria Técnica (DT) e Diretoria Geral (DG). A depender da necessidade, o processo poderá ainda tramitar em outros

setores do órgão como por exemplo: Geoprocessamento (GEO), Fiscalização (FISC), Assessoria Jurídica e/ou Assessoria Técnica.

Por fim, em relação aos gargalos evidenciados nos trâmites dos processos, um deles refere-se ao monitoramento dos planos e programas ambientais executados pelas empresas e acompanhados pelo IDEMA. Esse monitoramento é cobrado ao empreendedor, em forma de condicionante ambiental emitida na licença, sendo o mesmo obrigado a executar o automonitoramento. No entanto, dada a quantidade significativa de empreendimentos presentes no estado e ao número pequeno de profissionais habilitados para sua análise, o ritmo de análises desses documentos fica aquém do esperado, o que infelizmente, não poderia acontecer em virtude da importância desses monitoramentos para qualidade ambiental do meio ambiente potiguar.

## REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 10.151:** Acústica - Avaliação do ruído em áreas habitadas, visando o conforto da comunidade. Rio de Janeiro: ABNT, 2000.

ARAÚJO, Marcos Antonio Alves de. Território, técnica e eletrificação: as novas configurações do circuito espacial de produção de energia elétrica no estado do Rio Grande do Norte, Nordeste do Brasil. **Tese** (Doutorado em Geografia) PPGE, UFRN. Natal, p. 637. 2019.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicaocompilado.html](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicaocompilado.html)>. Acesso em: 9 ago de 2021.

\_\_\_\_\_. **Lei complementar federal n.º 140, de 8 de dezembro de 2011**. Fixa normas, nos termos dos incisos III, VI e VII do caput e do parágrafo único do art. 23 da Constituição Federal, para a cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios nas ações administrativas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora; e altera a Lei no 6.938, de 31 de agosto de 1981. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/lcp/lcp140.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp140.htm)> Acesso em 9 de ago de 2021.

\_\_\_\_\_. **Lei Complementar n.º 129/1995**. Dispõe sobre a organização do Poder Executivo do Estado do Rio Grande do Norte e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.al.rn.gov.br/storage/legislacao/2019/07/17/560574623fe163cf0e547eb5a76de829.pdf>>. Acesso em 10 de ago de 2021.

\_\_\_\_\_. **Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA): Lei n.º 6.938, de 31 de agosto de 1981**. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l6938.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l6938.htm)>. Acesso em: 10 de ago de 2021.

BRUNDTLAND, G. H.; Nosso Futuro Comum: Relatório Brundtland. **Our Common Future: United Nations**, 1987.

CÂMARA NETA, M. da S. et al. Licenciamento ambiental: Conflito de interesses. **Revista Verde de Agroecologia e Desenvolvimento Sustentável**, v. 10, n. 5, p. 13, 2015.

CHAVES, Leilane Oliveira; BRANNSTROM, Christian; DA SILVA, Edson Vicente. Energia eólica e a criação de conflitos: Ocupação dos espaços de lazer em uma comunidade no nordeste do Brasil. **Sociedade e Território**, v. 29, n. 2, p. 49-69, 2017.

CARVALHO, Marly M.; PALADINI, Edson P. **Gestão da Qualidade: Teoria e casos**. Rio de Janeiro, 2005.

CONAMA. **Conselho Nacional do Meio Ambiente - resolução CONAMA nº 462, de 24 de julho de 2014**. Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre, altera o art. 1º da Resolução CONAMA n.º 279, de 27 de julho de 2001, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www2.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=703>>. Acesso em 9 de ago de 2021.

FNQ – Fundação Nacional da Qualidade. **Cadernos de Excelência: Processos fundação nacional da qualidade**. Programa Nacional da Qualidade. Série Cadernos de Excelência. n.7. São Paulo: FNQ, 2011.

GODOY, A. V. de. **A eficácia do licenciamento ambiental como um instrumento público de gestão do meio ambiente**. Brasília: OAB Editora, 2005.

GOMES, F. M.M. et al. **Mapeamento do fluxo de trabalho: Engenharia Clínica do HCFMRP-USP**. Revista de Medicina USP, v. 48, n.1, 41-47, 2015.

GONÇALVES, J. E. L. As empresas são grandes coleções de processo. **Revista de Administração de Empresas**, v. 40, n. 1, p. 6-19, Jan/Mar, 2000. Disponível em: <<https://www.scielo.br/j/rae/a/RgMGb3VwDT8hGWmhwD84zYf/?lang=pt&format=pdf>>. Acesso em 06 de ago de 2021.

LEÃO, A. H. F. F.; et. al. O licenciamento ambiental de empreendimentos eólicos do estado do Rio Grande do Norte. Brazil Windpower. **Anais**. 2019.

MELLO, A. E. N. S de. **Aplicação do Mapeamento de Processo e da simulação no desenvolvimento de projetos de processos produtivos**. 2008. 117 p. Dissertação de mestrado (engenharia de produção) – UNIFEI, Itajubá, 2008. Disponível em: <[https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/1695/dissertacao\\_0034092.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/1695/dissertacao_0034092.pdf?sequence=1&isAllowed=y)>. Acesso em 6 de ago de 2021.

MELLO, C. H. P.; SALGADO, E. G. **Mapeamento dos processos em serviços: estudo de caso em duas pequenas empresas da área de saúde**. In: ENEGEP, 25, 2005, Porto Alegre.

PORTAL G1. **RN ultrapassa 5 GW de capacidade de produção de energia eólica e busca viabilizar infraestrutura para geração no mar**. Disponível em: <<https://g1.globo.com/rn/rio-grande-do-norte/noticia/2021/05/27/rn-ultrapassa-5-gw-de-capacidade-de-producao-de->

energia-eolica-e-busca-viabilizar-infraestrutura-para-geracao-no-mar.ghtml>. Acesso em 8 de ago de 2021.

RIO GRANDE DO NORTE. **Idema: Instituição.** Disponível em: <<http://www.idema.rn.gov.br/Conteudo.asp?TRAN=ITEM&TARG=481&ACT=&PAGE=0&PARM=&LBL=Instituti%E7%E3o>>. Acesso em 09 de jul. de 2021.

\_\_\_\_\_. **Lei complementar estadual nº 558, de 22 de dezembro de 2015.** Altera a Lei Complementar Estadual nº 272, de 3 março de 2004, e dá outras providências. Disponível em: <<https://www.potigas.com.br/docs/lei-complementar-n-558.PDF>>. Acesso em 9 de ago de 2021.

\_\_\_\_\_. **Lei Complementar nº 139, de 25 de janeiro de 1996.** Legislação ambiental do RN, de 2000. Disponível em: <[http://ead2.ctgas.com.br/a\\_rquivos/aperfeicoamento/LegislacaoBasica/Material%20de%20Apio/LegislacaoAmbiental-RN-01.pdf](http://ead2.ctgas.com.br/a_rquivos/aperfeicoamento/LegislacaoBasica/Material%20de%20Apio/LegislacaoAmbiental-RN-01.pdf)>. Acesso em 9 de ago de 2021.

\_\_\_\_\_. **Lei Complementar nº 340, de 31 de janeiro de 2007.** Altera a lei complementar estadual nº 163, de 5 de fevereiro de 1999, dispondendo sobre órgãos e entes do poder executivo do estado, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.al.rn.gov.br/storage/legislacao/2019/06/24/64e5ad0c842262b7825ba94b85d2a611.pdf>>. Acesso em: 9 de ago de 2021.

\_\_\_\_\_. **Lei Complementar nº 380, de 27 de dezembro de 2008.** Altera a Lei Complementar Estadual nº 272, de 3 de março de 2004, modifica o nome do Instituto de Defesa do Meio Ambiente do RN e dá outras providências. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=153151>>. Acesso em: 9 de ago de 2021.

\_\_\_\_\_. **Lei Complementar nº 495, de 05 de novembro de 2013.** Dispõe sobre o processamento eletrônico dos processos de licenciamento ambiental no âmbito do Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA) e altera a Lei Complementar Estadual nº 272/2004 e dá outras providências. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=261509>>. Acesso em 9 de ago de 2021.

\_\_\_\_\_. **Lei nº 272, de março de 2004.** Regulamenta os artigos 150 e 154 da Constituição Estadual, revoga as Leis Complementares Estaduais nº 140, de 26 de janeiro de 1996, e nº 148, de 26 de dezembro de 1996, dispõe sobre a Política e o Sistema Estadual do Meio Ambiente, as infrações e sanções administrativas ambientais, as unidades estaduais de conservação da natureza, institui medidas compensatórias ambientais, e dá outras providências. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=152817>> . Acesso em 9 de ago de 2021.

\_\_\_\_\_. Secretaria do desenvolvimento econômico. **BOLETIM TRIMESTRAL DA FONTE EÓLICA NO RN, MAIO 2021.** Disponível em: <<http://www.adcon.rn.gov.br/ACERVO/sedec/DOC/DOC000000000257164.PDF>>. Acesso em 9 de ago de 2021.

WIGG, T. X. Mapeamento de processos em um setor de desenvolvimento de sistemas de uma universidade federal de grande porte: o caso do processo de qualificação de demanda. **Monografia.** Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro - UENF, 2013. Disponível em: <<https://uenf.br/cct/leprod/files/2018/06/TCC-Thiago-Ximendes-Wigg.pdf>> Acesso em 10 de ago de 2021.

TREGEAR, R., JESUS, L., MACIEIRA A. **Estabelecendo o Escritório de Processos.** Elo Group: Rio de Janeiro, 2010.

## Proposed Methodology for Calculating P90 - Case Study

**Vanessa G. Guedes<sup>1</sup>, Ricardo Marques Dutra<sup>1</sup>, Antonio Carlos de Barros Neiva<sup>1</sup>,  
Sergio Roberto F. Cordeiro de Melo<sup>1</sup>, André Lannes Bianchi<sup>2</sup>, Jailton C.  
Damasceno<sup>3</sup>, Paulo Roberto Guimarães Couto<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> Centro de Pesquisas de Energia Elétrica -Cepel, Rio de Janeiro, Brasil

<sup>2</sup>Furnas Centrais Elétricas S/A, Rio de Janeiro, Brasil

<sup>3</sup>Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - Inmetro, Rio de Janeiro, Brasil

<sup>4</sup> RMW Soluções Tecnológicas

[vanessag@cepel.br](mailto:vanessag@cepel.br) – [dutra@cepel.br](mailto:dutra@cepel.br) – [neiva@cepel.br](mailto:neiva@cepel.br) – [sergiorf@cepel.br](mailto:sergiorf@cepel.br)  
[andrelb@furnas.com.br](mailto:andrelb@furnas.com.br) - [jcdamasceno@inmetro.gov.br](mailto:jcdamasceno@inmetro.gov.br)- [plrcouto@yahoo.com.br](mailto:plrcouto@yahoo.com.br)

### ABSTRACT

The reason for developing a methodology standard for determining P90, the energy production that has a 90% probability of being reached, is because it is an EPE's requirement to participate in electric energy auctions and is based on the uncertainties of the process to calculate the expected production. Currently, there is no standardized methodology for determining Project uncertainties, accredited consultants and certifiers generally do not provide, in their reports, details of the considerations made for this purpose. While the IEC 61400-15 standard, which should fulfill this gap, is not published, entrepreneurs must accept with few argumentation conditions, the calculations performed by third parties. This article is based on the ABNT ISO/IEC GUM 2008 Guide (Part 3: Guide for the expression of measurement uncertainty), and the IEC 61400-12-1:2017 standard (Wind energy generation systems: Power performance measurements of electricity producing wind turbines). The gaps that these standards do not cover have been overcome with widely recognized bibliographic resources. In this article, a methodology was developed to reduce as much as possible the subjectivity in the estimation of uncertainties to calculate energy production, allowing the entrepreneur to know more about his business and to better understand its risks. Finally, summarized results show a case study, where the relative weights of the different groups of uncertainties affect the total uncertainty.

**Keywords:** *Wind Energy, Uncertainty Measurement, Annual Energy production, P90*

## INTRODUCTION

The estimation of the annual energy production (AEP, Annual Energy Production) of a wind project is carried out using commercial computational tools (WAsP, Openwind, WindSim, etc.) with different methodologies and information of different nature. To obtain the net AEP, which has a 50% probability of being surpassed (therefore called P50), certain losses must be discounted. However, financial agents consider that the planning must be carried out using an AEP value that has a 90% probability of being exceeded (P90). In Brazil, the Energy Research Company (EPE, 2019) determines that the P90 must be calculated as a function of the standard uncertainty, according to equation 1. Table 1 presents the uncertainties that EPE demands to be calculated.

$$P_{90} = P_{50} \cdot (1 - (1,28155 \cdot StandardUncertainty)) \quad 1$$

Table 1 - Uncertainties that must be presented as requested by EPE to participate in energy auctions for regulated market (EPE, 2019)

| Standard uncertainty in the estimation of long-term annual energy production |  |
|--|--|
| Wind measurement uncertainty (%)   | Interannual variability uncertainty (%)  |
| Long term correlation uncertainty (%)  | Power curve uncertainty (%)  |
| Horizontal Extrapolation uncertainty (%)                                     | Other uncertainties (%)  |
| Vertical Extrapolation uncertainty (%)                                       | Standard uncertainty in long-term certified annual energy production estimate (%)  |
| Wake effect calculation method uncertainty (%)                               | Standard uncertainty in short-term certified annual energy production estimate (%) |

The theoretical principles for determining measurement uncertainties are obtained from the Brazilian standard ABNT ISO/IEC GUIA 98-3:2014. The measurand is a specific quantity subjected to measurement or determination. It is necessary to express mathematically the relationship between the measurand and the input estimates, on which the measurand depends (GUM, 2008). The standard uncertainty of a measurand or an input estimate is obtained by the standard deviation with respect to the mean of data obtained from a parameter (Zhang, 2015; GUM, 2008).

## UNCERTAINTIES IN A WIND ENERGY GENERATION PROJECT

The IEC 61400-12-1:2017 standard establishes procedures for calculating the uncertainties in order to obtain the power curve of wind turbines. Currently, this is the only standard that deals with the evaluation of uncertainties related to the calculation of the



energy production of a wind turbine, including measurement, air density and method uncertainties.

The turbulent and three-dimensional variations of wind speed to the velocity gradient in the rotor area (shear) and the slope of the velocity vector in relation to the horizontal plane led IEC (2017) to consider that the power curve of a wind turbine is specific to each location and introduce speed measurement procedures by sweeping the rotor area (REWS, Rotor Equivalent Wind Speed), allowing the use of remote sensing (LIDAR, SODAR) (IEC, 2017).

The uncertainty of a measurand evaluation used in this work, according to Damasceno et al. ("Curso de Avaliação de Incertezas", 2019), follows the next steps:

- Define measurand and its mathematical model for obtaining
- Plot diagram causes effect
- Determine the value of input quantities
- Evaluate standard uncertainty of each input estimate
- Calculate sensitivity coefficients
- Calculate correlation between input estimates
- Calculate the uncertainty components
- Calculate the combined standard uncertainty

The combined standard uncertainty of the measurand is calculated by:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N c_i^2 u^2(x_i) + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N c_i c_j u(x_i) u(x_j) r(x_i, x_j) \quad 2$$

where  $u(x_i)$  is the standard uncertainty of the input estimate  $x_i$ ;  $c_i$  is the sensitivity coefficient of the measurand with respect to the input estimate  $x_i$  and  $r(x_i, x_j)$  is the correlation coefficient of the input estimates  $x_i, x_j$ .

Regarding the correlation between the input quantities, IEC 61400-12-1:2017 states that when two input estimates  $x_i, x_j$  are correlated, the combination of uncertainties depends on the correlation coefficient  $r(x_i, x_j)$ , and in practice, assumes that:

- The uncertainty components are either fully correlated ( $r(x_i, x_j) = 1$ ) or uncorrelated ( $r(x_i, x_j) = 0$ );

- ii. Category A uncertainties are uncorrelated and those of category B are fully correlated.

Table 2 (IEC, 2017) presents a summary of the combination of uncertainties as a function of the category (A or B) and the correlation between the input estimates (fully correlated or uncorrelated).

Tabela 2 - Resumo para efeito de combinação de incertezas em função de sua categoria

| Category | Correlation      | Correlation coefficient |
|----------|------------------|-------------------------|
| A        | Uncorrelated     | 0                       |
| B        | Fully correlated | 1                       |

The combination of uncertainties (both category A and category B) must be performed for each interval of velocity  $i$  (bin). When uncertainties refer to uncorrelated quantities (category A), they must be combined according to the equation (IEC 2017):

$$u_A = \sqrt{(f_0 u_0)^2 + (f_1 u_1)^2 + (f_2 u_2)^2 + \dots + (f_n u_n)^2} \quad 3$$

where  $f_i$  is the relative frequency of occurrence of wind in *bin*  $i$ , which can be obtained from a Weibull distribution or directly from wind velocity measured data.

When uncertainties refer to correlated quantities (category B), they must be combined according to the equation:

$$u_B = f_0 u_0 + f_1 u_1 + f_2 u_2 + \dots + f_{n-1} u_{n-1} + f_n u_n \quad 4$$

According to IEC (2017) the category A and category B uncertainties can be combined as follows to obtain the energy production uncertainty (AEP):

$$u_{AEP} = 8760 \sqrt{u_A^2 + u_B^2} \quad 5$$

The IEC (2017) standard defines category A and B uncertainties that influence both the determination of the power curve and energy production, as follows:

**Category A uncertainties:**

- Power output (power curve)
- Site calibration (in the case it is performed)

**Category B uncertainties:**

- Data acquisition
- Power transducer or power measurement device
- Wind speed - Sensors
- Wind speed – Remote Sensing device (RSD)
- Wind speed – REWS (Rotor Equivalent Wind Speed measurement)
- Wind speed – Terrain (no site calibration)
- Air density
- Method
- Wind direction

The classification of the sources of uncertainty adopted in this article was based on Brower (2012), Zhang (2015), IEC (2017), Lackner (2007) and on the available academic literature, as shown in Figure 1.

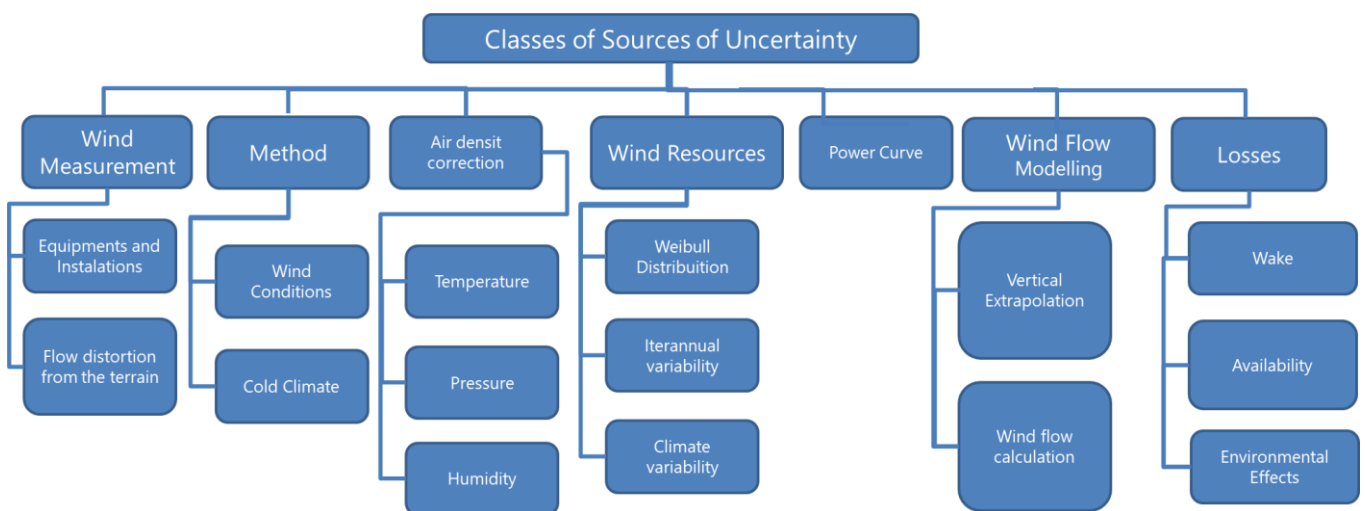


Figure 1 - Classification of sources of uncertainty adopted in this work

○ **Information for wind generation project**

To estimate the energy production of a wind power plant project, the following information is needed:

- Measured data of wind speed and direction
- Measured data of temperature, humidity and pressure (for calculating the density of air)

- Digital terrain model
- Digital roughness model
- Digital model of obstacles
- Wind turbine power curve

Using these information, a map of the distribution of wind speed in the place of interest is obtained, which indicates the best places for installing wind turbines. With the wind speed map and the positioning of wind turbines, the software calculates the energy production of all wind turbines.

After defining the measurand and how to calculate it, the cause-effect diagram must be defined. Figure 2 presents the cause-effect diagram for evaluating the uncertainty in the calculation of energy production of a wind farm based on the GUM (2008), the IEC 61400-12-1 standard (Power performance measurements of electricity producing wind turbines) and the references Zhang (2015) and Brower (2012), based on the structure shown in Figure 1.

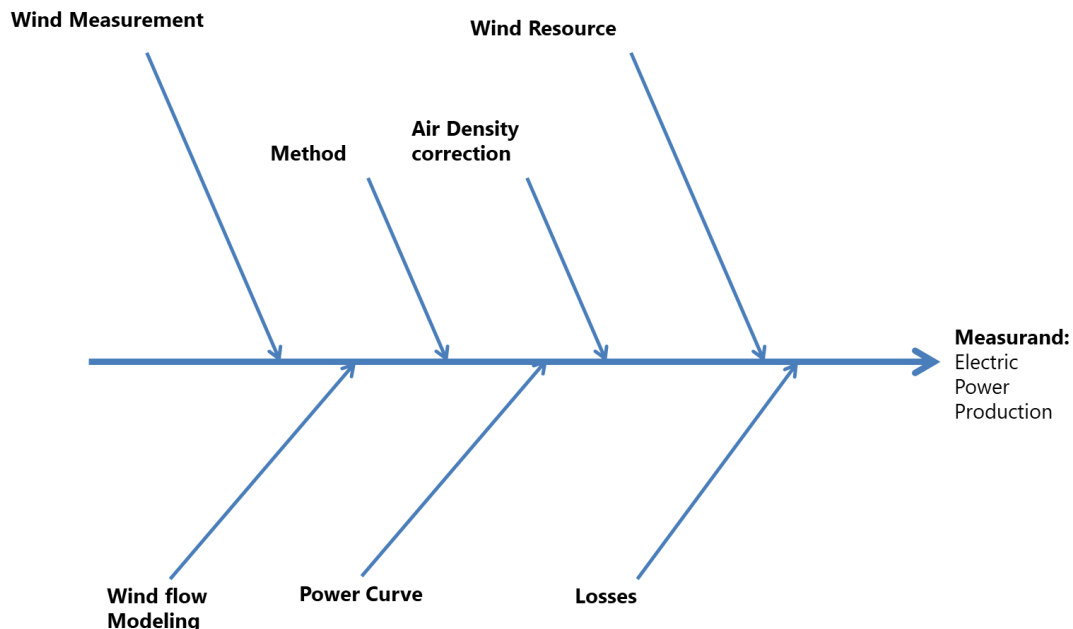


Figure 2 – Cause-effect diagram of energy production calculation

Table 3 shows the main references used to determine each source of uncertainty proposed in the methodology.

Table 3 - Summary of references for sources of uncertainty in energy production calculation

| Sources of uncertainty     | References   |
|----------------------------|--|
| <b>Wind Measurement</b>    | IEC 61400-12-1:2017<br>Damaceno et al. (2019)<br>Zhang (2015)                  |
| <b>Method</b>              | IEC 61400-12-1:2017  |
| <b>Air density</b>         | IEC 61400-12-1:2017<br>Damaceno et al. (2019)                                  |
| <b>Wind Resources</b>      | Zhang (2015)<br>Brower (2012)<br>Lira et al. (2014)<br>GL Garrad Hassan (2011) |
| <b>Wind Flow modelling</b> | Lackner et al. (2007)<br>Zhang (2015)<br>Brower (2012)<br>Lira et al. (2014)   |
| <b>Power Curve</b>         | IEC 61400-12-1:2017<br>Her et al. (2018)                                       |
| <b>Losses</b>              | Lackner (2008)   |

## COMBINING UNCERTAINTIES

The combination of uncertainties depends on the number of towers used to calculate the energy production of the wind farm. Therefore, we will present two options to calculate energy production uncertainty: the first option shows how to calculate the combined uncertainty of all the influences described in this article. The second presents Brower's (2012) proposal for the calculation of the combined uncertainty where several towers are used to estimate the energy production of a wind project.

### Combined uncertainty for the case of only one measuring tower

To obtain the uncertainty of energy production, it is essential that the calculated uncertainties are expressed in power units. When uncertainties are expressed as a function of other units, the respective sensitivity coefficient must be applied. After obtaining the power uncertainty value in power unit, it is multiplied by the total number of hours in the year to obtain the annual energy production uncertainty (AEP) value. Thus, the uncertainty of energy production ( $u_{AEP}$ ) is given by Equação 6.

$$u_{AEP} = 8760 \cdot \sqrt{\left( \sum c_{v,i} \cdot u_{MedVento,i} \right)^2 + \left( \sum c_{v,i} \cdot u_{Met,i} \right)^2 + \left( \sum c_{T,i} \cdot u_{T,i} \right)^2 + \left( \sum c_{B,i} \cdot u_{B,i} \right)^2 + \left( \sum c_{RH,i} \cdot u_{RH,i} \right)^2 + \left( \sum c_{v,i} \cdot u_{WR} \right)^2 + \left( \sum c_{v,i} \cdot u_{VertExt,i} \right)^2 + \left( \sum c_{v,i} \cdot u_{model} \right)^2 + \left( \sum u_{PC,i} \right)^2 + (u_{Loss})^2}$$

Onde:

$c_{v,i}$  = sensitivity coefficient of wind speed in bin  $i$

$u_{MedVento,i}$  = combined uncertainty of wind measurement in bin  $i$

$u_{Met,i}$  = combined uncertainty of method in bin  $i$

$u_{T,i}$  = combined uncertainty of temperature in bin  $i$

$u_{B,i}$  = combined uncertainty of pressure in bin  $i$

$u_{RH,i}$  = combined uncertainty of humidity in bin  $i$

$c_{T,i}$  = sensitivity coefficient of temperature in bin  $i$

$c_{B,i}$  = sensitivity coefficient of pressure in bin  $i$

$c_{RH,i}$  = sensitivity coefficient of humidity in bin  $i$

$u_{WR}$  = combined uncertainty of wind resources

$u_{VertExt,i}$  = combined uncertainty of vertical extrapolation of wind speed to the nacelle height in bin  $i$

$u_{model}$  = wind flow calculation uncertainty

$u_{PC,i}$  = combined uncertainty of power curve in bin  $i$

$u_{Loss}$  = combined uncertainty of losses

### Combined uncertainty for the case of multiple measuring towers

Considering it is very common for a wind project to have more than one measuring tower, at the time of prospecting the potential and during the useful life of the park, each component of uncertainty related to a measuring tower can be combined with the same components of other measuring towers. In case the uncertainties are 100% correlated ( $r(x_i, x_j) = 1$ ) the combination is a linear sum of the uncertainties or the root of a quadratic sum of each uncertainty (when they are not correlated).

The weight given to each measuring tower uncertainty must be assigned as a function of its influence on the estimated wind for the wind turbines close to that tower. Brower (2012) presents a simple way to determine the weights of each tower considering the number of wind turbines that are more directly influenced by its measurement (set of wind turbines close to the tower).

### INFLUENCE OF UNCERTAINTIES - CASE STUDY

The proposed methodology was tested using a real case study and showed promising results. The wind farm used for tests has 136 wind turbines of 2.2 MW and five measuring towers. Figures 3 and 4 show digital model of terrain, positioning of measurement towers and wind turbines and wind speed field. Table 4 presents energy production values, capacity factor, P50 and P90. We note that the P90 value is 75.6% of the P50 value. We also observed that the capacity factor, which for P50 was almost 50%, for P90 is below 40%, very significant differences when carrying out the financial-economic evaluation of the project.

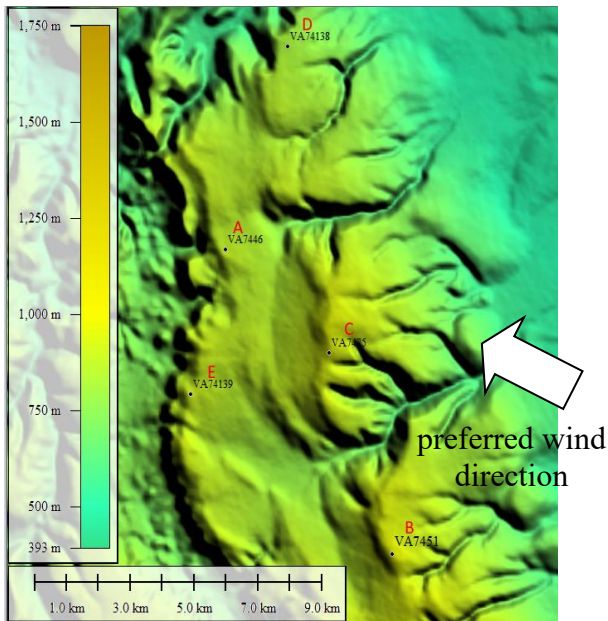


Figure 3  
Digital model of the terrain of the study case project area and positioning of measuring towers

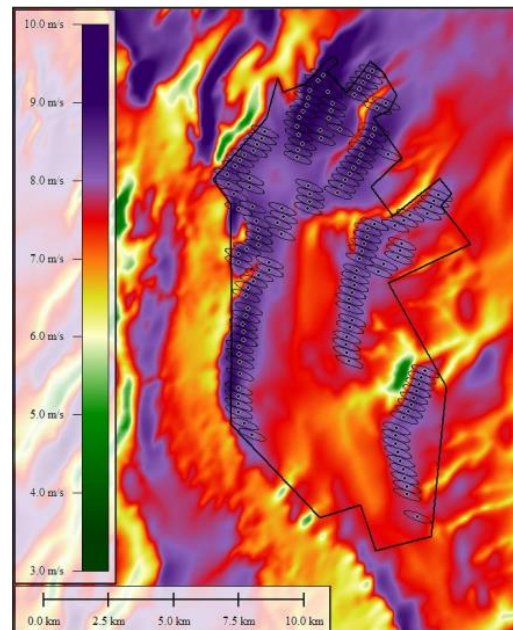


Figure 4  
Wind speed map and the positioning of 136 wind turbines

Table 4 – Energy production and capacity factor P50 and P90 values

|                                     |          |
|-------------------------------------|----------|
| <b>Gross Energy [GWh]</b>           | 1.339,77 |
| <b>Net Energy [GWh] (P50)</b>       | 1.258,10 |
| <b>Capacity factor (P50) [%]</b>    | 47,97    |
| <b>Net Energy [GWh] [GWh] (P90)</b> | 951,10   |
| <b>Capacity factor (P90) [%]</b>    | 36,26    |

The balance of the weight of each source of uncertainty of one anemometer compared to the result of the combined uncertainty of this anemometer is presented in a graphic. Figures 5, 6 and 7 show the uncertainty balances for three wind speeds, 3.0 m/s, 7.0 m/s and 12.0 m/s, for one of the towers present in the park. It can be observed that as wind speed increases, the uncertainty of the flow distortion becomes more significant for the combined uncertainty of the velocity measurement.

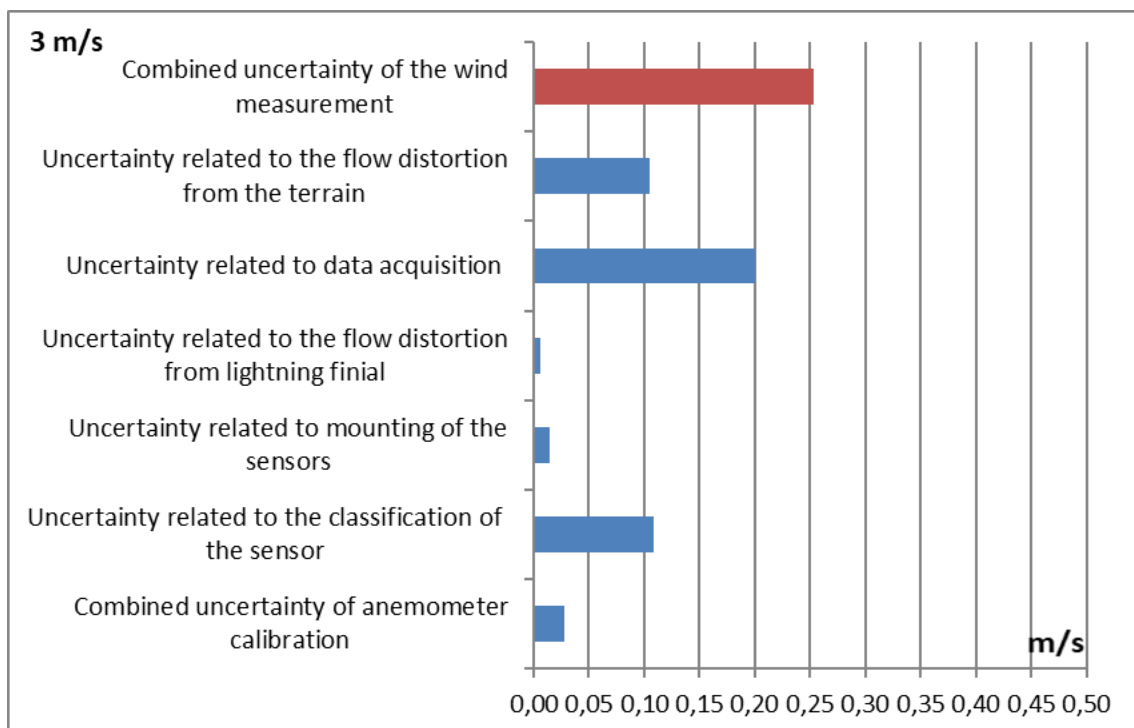


Figure 5 – Measurement uncertainty balance for a wind speed of 3 m/s



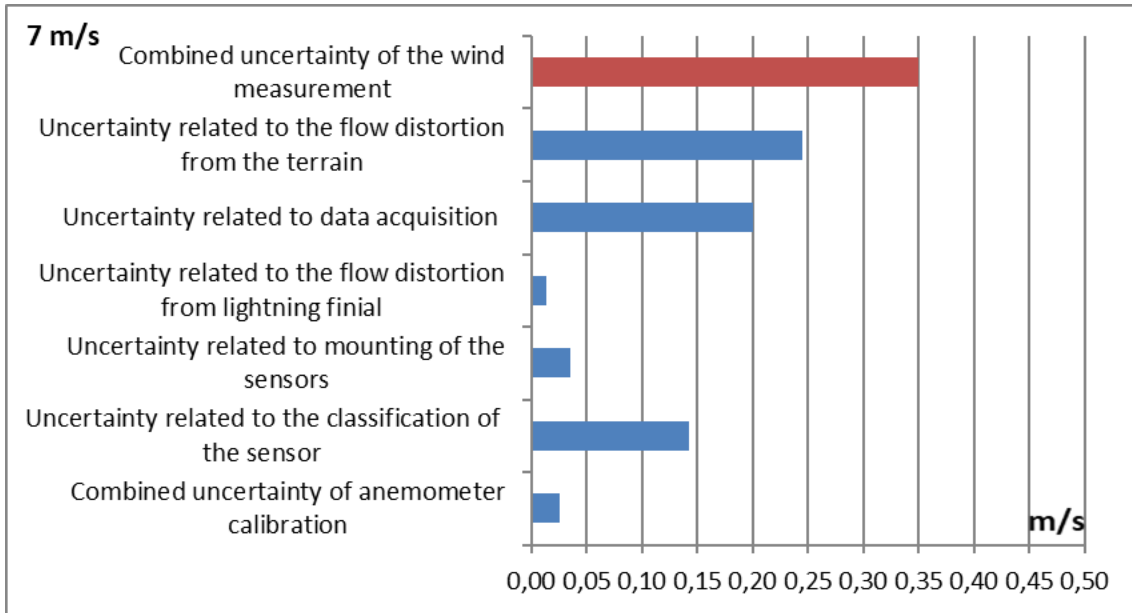


Figure 6 – Measurement uncertainty balance for a wind speed of 7 m/s

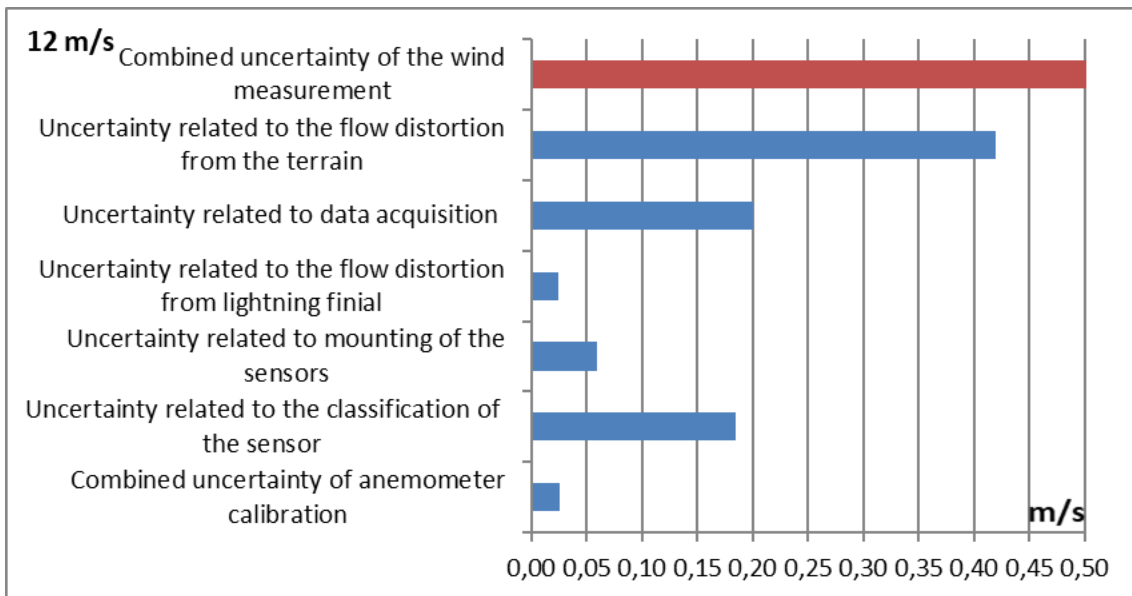


Figure 7 – Measurement uncertainty balance for a wind speed of 12 m/s

Figure 8 presents the composition of uncertainties related to wind measurement considering all wind speeds. It is possible to notice that the uncertainty regarding the terrain distortion represents the greatest weight among the uncertainties of the wind measurement (45%), followed by the uncertainty of data acquisition (21%) and by the classification of the anemometer (20%), indicating that it is valid to invest in good quality speed measurement sensors.

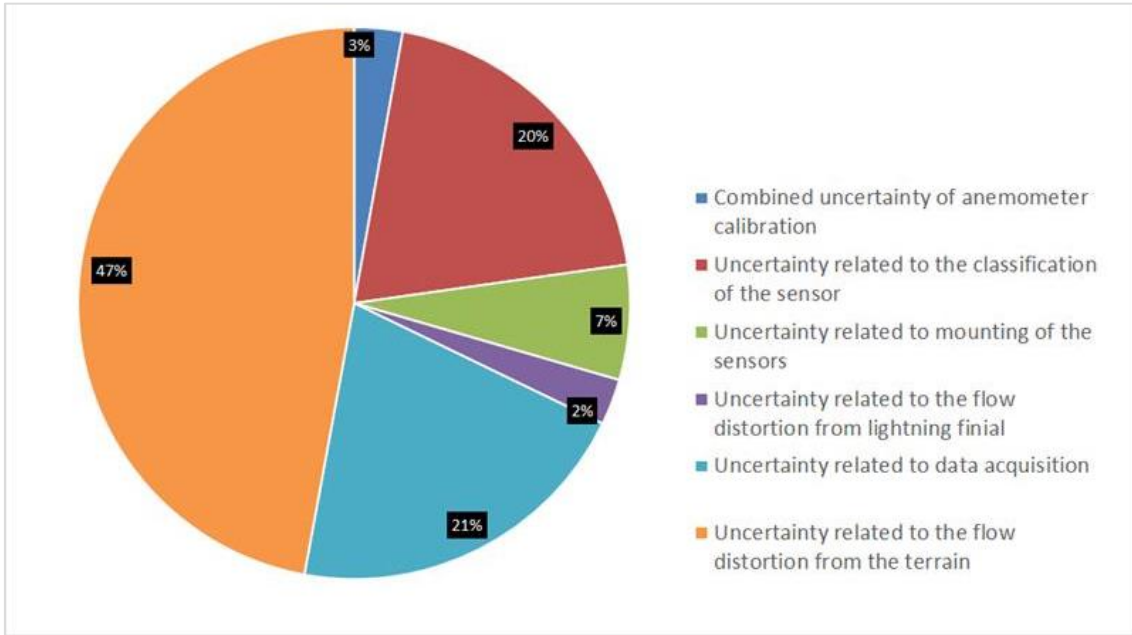


Figure 8 - Influence of the combined uncertainties of speed measurement for all speeds in a measuring tower

The contributions of the sources of uncertainty calculated for the case study are shown in Figure 9. Note that the greatest influence is from the uncertainty related to wind resources.

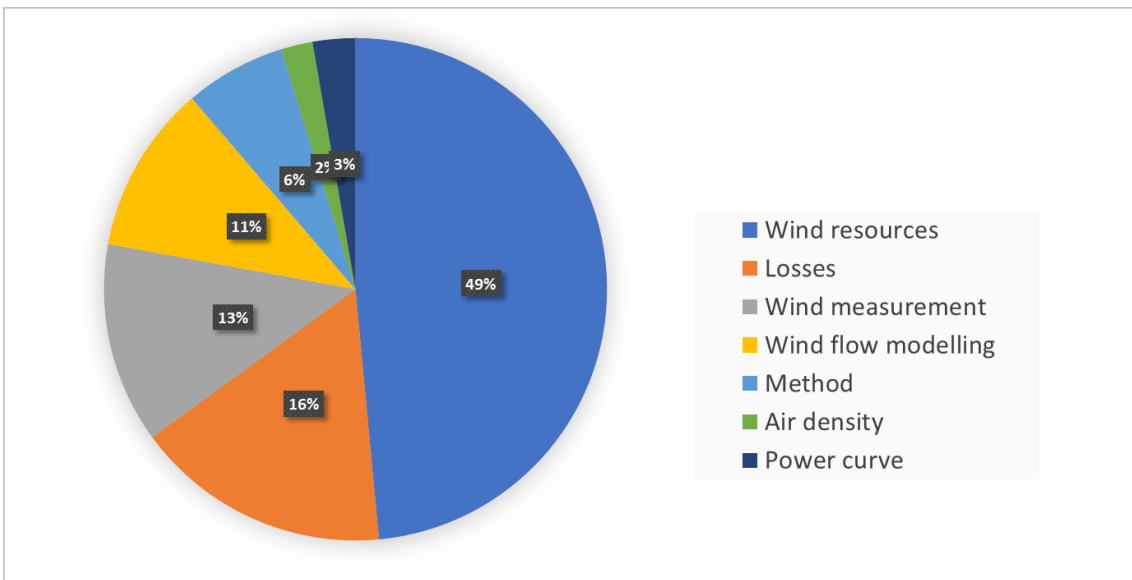


Figura 9 - Distribuição percentual de cada classe de incertezas

Wind Resources uncertainty is composed of two components, the long-term uncertainty, responsible for 33%, and the climate uncertainty, responsible for 15%. The long-term uncertainty, calculated by Equation 7 (Brower, 2012), has two components, one relating to

the measurement at the anemometric tower and the other relating to long-term data (reanalysis data), with long-term correlation uncertainty accounting for 4% and the anemometric tower for 29% of the total project uncertainty. Observing Equation 7, we note the relevance of increasing the number of years of measurement ( $N_{target}$ ) to reduce the uncertainty of a project.

$$u_{var_{inter}} = \sqrt{\underbrace{\frac{R_{MCP}^2}{N_{ref}} \sigma_{ref}^2}_{\text{Term related to the long-term data}} + \underbrace{\frac{(1 - R_{MCP}^2)}{N_{target}} \sigma_{target}^2}_{\text{Term related to the measured data}}} \quad 7$$

In Tables 5 and 6 we observe the percentage uncertainties calculated using the MCP (Measure-Correlate-Predict) methodology or not and the P90 production, with or without MCP. We observed a 27% increase in percentage of uncertainty for not using the MCP. Looking at Equation 5, we also realize that an increase in the number of years of reference wind speed data would further decrease uncertainty (in this case study it was used 10 years).

Table 5 – Percentage uncertainties calculated using and not using MCP

| Classe de incertezas     | Uncertainties with application of MCP technique (Brower, 2012) | Uncertainties without application of MCP technique |
|--------------------------|--|--|
| Wind resources           | 48,51%   | 55,75%   |
| Losses                   | 16,46%   | 14,15%   |
| Wind measurement         | 12,91%   | 11,10%   |
| Modelagem e Cálculos     | 10,85%   | 9,33%  |
| Method                   | 6,49%  | 5,57%  |
| Air density              | 2,03%  | 1,74%  |
| Power curve              | 2,74%  | 2,36%  |
| <b>Total Uncertainty</b> | <b>19,04%</b>  | <b>24,21%</b>                                      |

Table 6 – P90 ( $GWh_{ano}$ ) calculated using and not using MCP

|                      | <b>P90 (<math>GWh_{ano}</math>)</b> |
|----------------------|-------------------------------------|
| <b>Using MCP</b>     | 951,11                              |
| <b>Not using MCP</b> | 867,76                              |

## CONCLUSION

The principles for determining standard uncertainty, which is characterized by the dispersion of values that could reasonable be attributed to a measurand, were presented, as well as the form of combining uncertainties of correlated and uncorrelated quantities. The uncertainties of a wind project were calculated based on the IEC 61400-12-1:2017 standard, which establishes procedures for calculating the uncertainties when obtaining the power curve of wind turbines, and the aspects not covered by this standard were treated based on the specialized literature. The proposed classification of uncertainties presented makes easier the understanding the problem and the application of the calculations.

The results showed that wind resources uncertainty has the greatest influence on the overall combined uncertainty of the project. A detailed assessment of the uncertainty of the wind resources shows that it is possible to decrease the uncertainty and increase the P90 by increasing the period of the wind measurement campaign.

The next step is to develop an accessible and user-friendly computational tool to obtain the uncertainties in the calculation of energy production and, consequently, the estimation of P90. This new tool, which will be developed using this work as a basis, can also be used to generate a detailed sensitivity analysis for the various uncertainties involved.

## REFERÊNCIAS

- Brower, M.C., 2012. Wind Resource Assessment. ISBN 9781118022320. John Wiley & Sons, New York,
- Coquilla, R. V. &Obermeier, J. 2008. Calibration Uncertainty Comparisons Between Various Anemometers. In American Wind Energy Association AWEA, Windpower 2008 – Poster Presentation. May 2008. Arquivodisponívelna internet pelo link: <http://nebula.wsimg.com/2468ce517ea8cdc32c0d9789fa537b3d?AccessKeyId=B028C297F22519E8B7B8&disposition=0&alloworigin=1>
- Damasceno, J.C., Couto, PRG e Vilela, R.L. “Curso de Avaliação de Incertezas” apresentado no Cepel. INMETRO 2019)
- Empresa de EstudosEnergéticos – EPE, 2019. Leilão A-6/2017 – EXPANSÃO DA GERAÇÃO EMPREENDIMENTOS EÓLICOS - Instruções para Solicitação de Cadastramento e

Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20dos%20Resultados%20-%20Leil%C3%A3o%20A-6%202019.pdf>

Garrad Hassan, 2011. Uncertainty Analysis. In GL Garrad Hassan (ed. lit.), WindFarmer Theory Manual (36-39). England: Garrad Hassan & Partners Ltd.

GUM:2008 - ABNT ISO/IEC GUIA 98-3:2014. Incerteza de medição Parte 3: Guia para a expressão de incerteza de medição (GUM:1995)

Her, S., Huh, J., e Kim B., 2018. Formula for estimating the uncertainty of manufacturer's power curve in pitch-controlled wind turbines. IET Renewable Power Generation., 2018, Vol. 12 Ed 3. Pp 292-297. Arquivo disponível na internet pelo link: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8287827>

International Electrotechnical Commission - IEC, 2017. IEC 61400-12-1 - Wind energy generation systems - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, Ed. 2.0, 2017.

Lackner, M. A., 2008. The streamlined site assessment methodology: a new approach for wind energy site assessment. Ph.D. Thesis, University of Massachusetts, Massachusetts, EUA. Arquivo disponível na internet pelo link: <https://www.umass.edu/windenergy/sites/default/files/downloads/pdfs/out.pdf>

Lackner, M. A., Rogers, A.L. e Manwell, J.F., 2007. Uncertainty analysis in wind resource assessment and wind energy production estimation. 45th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit. doi:10.1115/1.2931499. Arquivo disponível na internet pelo link: [http://www.crm.umontreal.ca/probindustriels2011/pdf/ASME07\\_2.1.pdf#page=1&zoom=auto,-265,792](http://www.crm.umontreal.ca/probindustriels2011/pdf/ASME07_2.1.pdf#page=1&zoom=auto,-265,792)

Lira, A. G., 2012. Análise das Incertezas da Estimativa da Produção de Energia em Parques Eólicos Dissertação UFPE, 2012

Lira, A. G.; Rosas, P. A. C.; Araújo, A. M.; Castro, N. J., 2014. Uncertainties in the estimate of wind energy production. Arquivo disponível na internet pelo link: [http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/20\\_lira.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/20_lira.pdf).

Zhang, Matthew H., 2015, Wind Resource Assessment and Micro-Siting – Science and Engineering, ISBN – 9781118900109 Ed. Wiley



## REQUISITOS PORTUÁRIOS PARA O SETOR EÓLICO OFFSHORE

Monalisa da Silva Godeiro <sup>1</sup>, Gabriela Soares do Nascimento <sup>2</sup>, David Cassimiro de Melo <sup>3</sup>,  
Rafael Monteiro de Vasconcelos <sup>4</sup>, Lucas Honorato de Souza <sup>5</sup>, Mario Orestes Aguirre González <sup>6</sup>

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFRN

Creation Research Group – Renewable Energy

monalisa.godeiro.104@ufrn.edu.br<sup>1</sup>, gabriela.soares.060@ufrn.edu.br<sup>2</sup>, david.cassimiro.096@ufrn.edu.br<sup>3</sup>,

rafael.monteiro.050@ufrn.br<sup>4</sup>, honorato14@ufrn.edu.br<sup>5</sup>, mariogonzalez@ufrn.edu.br<sup>6</sup>

**RESUMO:** *As turbinas eólicas offshore tem aumentado, de forma acelerada, sua potência nominal, e conseqüentemente o aumento nas dimensões dos seus componentes, o que originou uma maior complexidade logística no transporte e manuseio dessa carga. O porto exerce um papel fundamental na cadeia de suprimentos eólicos offshore, pois compreende as operações de movimentação e manuseio até a entrada ao mar, como um elo entre as atividades terrestres e marítimas, de modo a facilitar a logística inerente em todas as fases do ciclo de vida. Porém, devido à especificidade nas operações do setor, é necessário que a infraestrutura portuária possua características adequadas ao suporte às operações e comporte as dimensões das novas turbinas. Portanto, o estudo objetiva identificar os requisitos necessários para avaliar uma infraestrutura portuária apta ao atendimento do setor eólico offshore. Para isso, foi realizada uma pesquisa documental com 14 relatórios técnicos com foco na infraestrutura portuária no setor eólico offshore, em seguida um estudo de casos com três portos com expertise no atendimento de usinas eólicas offshore, e por fim a comparação das informações coletadas. Como resultado, são apresentados 14 requisitos que, caso obedecidos, tornam a infraestrutura portuária adequada ao suporte ao setor eólico offshore, compreendendo fatores técnicos, de infraestrutura, operacionais, de otimização e organizacionais. Além disso, o estudo contribui para difusão de conhecimento sobre o tema e para nortear investidores no setor, como também proporciona uma base para elaboração de políticas públicas para atendimento ao setor.*

**Palavras-chave:** *Eólica offshore; Porto; Infraestrutura portuária.*

**ABSTRACT:** *Offshore wind turbines have rapidly increased their nominal power, and consequently the increase in the dimensions of their components, which has created greater logistical complexity in the transport and handling of this load. The port plays a key role in the*



*offshore wind supply chain, as it comprises the handling and handling operations until entering the sea, as a link between land and sea activities, in order to facilitate the logistics inherent in all phases of the cycle of life. However, due to the specificity of the sector's operations, it is necessary that the port infrastructure has adequate characteristics to support operations and support the dimensions of the new turbines. Therefore, the study aims to identify the requirements needed to assess a port infrastructure capable of serving the offshore wind sector. For this, a documentary research was carried out with 14 technical reports focusing on port infrastructure in the offshore wind sector, followed by a case study with three ports with expertise in serving offshore wind power plants, and finally a comparison of the information collected. As a result, 14 requirements are presented which, if complied with, make the port infrastructure adequate to support the offshore wind sector, comprising technical, infrastructure, operational, optimization and organizational factors. In addition, the study contributes to the dissemination of knowledge on the subject and to guide investors in the sector, as well as providing a basis for the elaboration of public policies to serve the sector.*

**Keywords:** *Offshore wind; Port; Port infrastructure.*

## **1. Introdução**

O uso de energias renováveis é um dos meios mais eficientes de compensar e realizar a neutralização de carbono no ambiente e esgotamento de combustíveis fósseis, sendo uma alternativa ao sistema energético tradicional (GONZÁLEZ; GONÇALVES; VASCONCELOS, 2017). Em 2017, em uma escala mundial, houve a participação de 25 % de geração de energia por fontes renováveis, com projeções para 86% para o ano de 2050, principalmente por meio do desenvolvimento da geração de energia solar e eólica, *onshore* e *offshore*, com adição de mais de 14000 GW (IRENA, 2020).

Nesse contexto global, a energia eólica *offshore* destaca-se, sendo considerada uma fonte promissora, visto que possui alta velocidade e constância do vento, baixa turbulência e alta estabilidade, permitindo períodos contínuos de operação em carga total, o que promove atratividade de usinas eólicas *offshore* quanto a geração de energia sustentável (GONZÁLEZ et al., 2020; KAUSCHE et al., 2018). Até o final de 2020, foram instalados 35,3 GW de capacidade de eólica *offshore* mundial, com o Reino Unido responsável pela geração de 10,2 GW, seguido da China com 9,9 GW e Alemanha com 7,7 GW aproximadamente (GWEC, 2021).



Nesse setor, vê-se uma tendência de contínuo desenvolvimento tecnológico das turbinas com o aumento da potência nominal das turbinas, aliado ao melhor desempenho, ao aumento da capacidade instalada e como consequência ao aumento do fator de capacidade. Estes fatores são resultados do aumento no tamanho dos componentes e da turbina que proporciona um *quantum* energético maior (FALANI et al., 2020; IEA, 2019).

Entretanto, esse aumento nas dimensões e peso trouxe desafios no transporte e movimentação dos componentes, impedindo que componentes sejam transportados por rodovia ou ferrovia. Dessa forma, faz-se necessária a fabricação dentro da área portuária, tornando o papel da infraestrutura dos portos imprescindível no desenvolvimento do setor, como principal base *onshore* de apoio ao longo de todas as fases do ciclo de vida (AKBARI, 2017; GUILLEN; WETZLER; ABSTOSS, 2011; PORTER; PHILLIPS, 2016; POULSEN, 2018; THOMSEN, 2014; VOJDANI; LOOTZ, 2012).

Os portos atuam, portanto, como um elo importante na cadeia logística e interligam as atividades terrestres e marítimas, como a função de otimizá-las. Por isso, os desafios logísticos resultantes têm um impacto especial nas infraestruturas portuárias, consideradas para a construção dos parques eólicos. Os cais, as áreas de montagem e armazenamento, principalmente, devem atender aos altos requisitos da indústria *offshore* para tamanhos, pesos e equipamentos de áreas (JÄPPELT; CARSTENSEN; SCHNABEL, 2012).

Assim, o porto deve fornecer infraestrutura apropriada que agrega valor à toda a cadeia visando atender projetos de turbinas de alto complexidade (WINDEUROPE, 2017). Porém, a infraestrutura portuária com *layout* e características adequadas é considerada um gargalo para implantação das grandes turbinas (POULSEN; LEMA, 2017).

Na literatura há poucos trabalhos investigam o impacto dos recursos portuários relacionados, bem como não há descrição de uma infraestrutura necessária para tal atividade. Logo, o estudo tem como objetivo identificar os requisitos necessários para avaliar uma infraestrutura portuária apta ao atendimento do setor eólico *offshore*.

A identificação será feita por meio da análise de relatórios técnicos e projetos de adaptação ou construção de portos com a finalidade de atender ao setor, e serão validados pela análise de intercasos de três portos internacionais que atuantes no setor: (i) Porto de Esbjerg, na Dinamarca; (ii) Porto de Hull, no Reino Unido; e (iii) Porto de Bremerhaven, na Alemanha.





O artigo está dividido em 6 seções a começar pela introdução; a segunda seção apresentará o método da pesquisa, com a sua caracterização e etapas do procedimento; na terceira seção são apresentados os requisitos para a infraestrutura portuária adequada; a quarta seção apresentará os estudos de casos; na quinta seção serão apresentados as discussões e os resultados; e por fim, na sexta seção estão as considerações finais da pesquisa.

## **2. Método da pesquisa**

A pesquisa caracteriza-se como uma pesquisa documental, pois busca informações em relatórios técnicos e sites dos portos e projetos internacionais (YIN, 2001). E também como um estudo de múltiplos casos que possibilita elencar evidências relevantes e de maior confiabilidade se comparado aos estudos de caso único (YIN, 2001).

O procedimento da pesquisa divide-se em 3 etapas principais: a coleta de dados em relatórios técnicos sobre os requisitos portuários, o levantamento de informações sobre os três portos escolhidos para o estudo de caso, e a comparação e análise das informações das duas etapas anteriores, para a validação dos resultados encontrados.

A primeira etapa resume-se em uma revisão de 14 relatórios técnicos com foco na infraestrutura portuária adequada ao suporte ao setor eólico *offshore*, em que foram levantados os requisitos essenciais à infraestrutura portuária, dados qualitativos e quantitativos. A segunda etapa ocorreu a busca por dados técnicos dos requisitos elencados dos três portos que já atuam no setor eólico offshore, o Porto de Esbjerg, na Dinamarca, o porto de Hull, no Reino Unido, e o porto de Bremerhaven, na Alemanha, esses portos foram escolhidos por sua experiência no setor. E, por fim, na terceira etapa, houve a comparação dos requisitos técnicos encontrados nos relatórios e os dados vistos nos portos analisados, servindo de validação para os requisitos quanto à informação numérica e a qualitativa.

## **3. Requisitos para aptidão da infraestrutura portuária**

A coleta dos requisitos foi embasada nas informações de 14 relatórios técnicos encontrados e enumerados nas tabelas a seguir, com todos esses requisitos classificados em 5 dimensões: características físicas do porto; layout portuário; conectividade; operação portuária; e otimização de desempenho portuário.



Na Tabela 1 estão sistematizados os requisitos relacionados aos principais fatores de características físicas, considerados por diferentes autores dos relatórios, em diferentes projetos. Os fatores de características físicas descrevem os elementos do porto quanto a sua estrutura física, como profundidade, superfície, extensão e equipamentos. Com a tabela é possível obter a visão geral dos requisitos necessários para dar suporte a usinas eólicas *offshore* por meio de portos e projetos específicos.

Tabela 1 - Principais requisitos na dimensão Características Físicas

| Dimensão          | Fatores e requisitos - Características físicas                               |                                |  |  |  |  |  |
|-------------------|--|--------------------------------|--|--|--|--|--|
| Projeto/<br>Fonte | Capacidade<br>de suporte da<br>superfície                                    | Capacidade<br>de<br>guindastes | Disponibilidade<br>de guindastes           | Comprimento<br>do cais                                   | Profundidade<br>do porto                     | SPMT's/Ro-<br>Ro/Lo-<br>Lo/Pontões<br>flutuantes | Sem<br>restrição<br>de calado<br>aéreo |
| 1                 |  | Até 1.000 t                    |  | 150-300 m  | 7,3 m (mín.)                                 |  | Sim                                    |
| 2                 | 10t/m <sup>2</sup>   |                                |  | 200-300 m  | 10 m   |  | Não                                    |
| 3                 | 10 t/m <sup>2</sup> (mín.)   | 1.000 t                        |  | 137 m (mín.)   | 7,3 m  |  | Sim                                    |
| 4                 | 15-20 t/m <sup>2</sup>   | 1.000 t                        | Pórtico                                    | 300 m (mín.)   | 10-12,5 m<br>(mín.)                          | Ro-Ro  |  |
| 5                 | 10-20t/m <sup>2</sup><br>(mín.)  | 400-1.000 t                    | Sobre esteiras                             |  | 9,5-10 m                                     | SPMT's,<br>Ro-Ro<br>Lo-Lo                        | Sim                                    |
| 6                 | 5-10 t/m <sup>2</sup>  | Até 1.000 t                    | Pórtico, móveis<br>e sobre esteiras        | 300 m (porto<br>de construção)<br>80 m (porto de<br>O&M) | Até 10 m<br>(construção)<br>Até 5 m<br>(O&M) | SPMT's<br>Ro-Ro<br>Pontões<br>flutuantes         | Sim                                    |
| 7                 | 10 t/m <sup>2</sup><br>(componentes)<br>13-42 t/m <sup>2</sup><br>(fundação) | 75-400 t                       |  | Maior que<br>100m  | 6 m (mín.)                                   | SPMT's<br>Ro-Ro                                  | Não                                    |
| 8                 | 10-15 t/m <sup>2</sup>   | 126,6-326 t                    | Fixos, de carga<br>pesada                  | 360-1400 m   | 10,5-15 m                                    |  |  |
| 9                 | 5 t/m <sup>2</sup> (mín.)  | 1.000 t                        |  | 198 m (mín.)   | 10-12 m                                      | SPMT's   | Sim                                    |
| 10                | 10 -20 t/m <sup>2</sup>  | 500-600 t<br>(mín.)            | Pórtico, móveis,<br>sob esteiras,<br>fixos | 100-170 m<br>(mín.)                                      | 9,5-10 m<br>(mín.)                           | SPMT's<br>Ro-Ro<br>Lo-Lo                         | Não                                    |
| 11                | 10 t/m <sup>2</sup> (mín.)<br>20 t/m <sup>2</sup> (ideal)                    |                                | Fixos, de carga<br>pesada                  | 50-200 m   | 9 m (mín.)                                   | SPMT's   | Sim                                    |
| 12                | 10 t/m <sup>2</sup> (mín.)<br>20 t/m <sup>2</sup> (ideal)                    | 500-1.300 t                    |  | 400-500 m  | 6-8 m (mín.)<br>Até 15 m<br>(ideal)          |  |  |
| 13                | 10 t/m <sup>2</sup> (mín.)   | 120-160 t<br>(mín.)            |  |  | 8-10 m (mín.)                                |  |  |
| 14                |  |                                |  | 140-240 m  | 6-8 m (mín.)                                 |  | Sim                                    |

Fonte: adaptado de Akbari (2015); COWI North America Inc, (2017) ; Crown Estate Scotland (2020); European Union (2016; 2018); European Wind Energy Association (2011); Garrad Hassan America Inc. (2014); Guillen; Wetzler; Abstoss (2011); Irish



Maritime Development Office (2018); Jensen et al. (2016); Porter; Phillips (2016); Tetra Tech Ec Inc. (2010); Wells; Mcconnell (2011); Whitney et al. (2016).

Com relação a outra dimensão, a dimensão de *Layout* portuário, também foram considerados requisitos em algumas das principais áreas utilizadas nos portos. A configuração do *layout* desempenha um papel importante na eficiência das operações de instalação dos componentes e o impacto de um porto adequado ou inadequado em um projeto é significativo. O tempo de resposta pode ser reduzido se o *layout* do porto e as faixas de acesso forem adequadas, no entanto, o caso oposto irá restringir todas as partes do projeto (AKBARI, 2015). Na Tabela 2 estão descritos os resultados da sistematização dos relatórios técnicos.

Tabela 2 - Principais requisitos na dimensão *Layout*

| Dimensão          | Fatores e requisitos - <i>Layout</i>  |   |                                    |  |                                      |
|-------------------|---|---|------------------------------------|--|--------------------------------------|
| Projeto/<br>Fonte | Área de armazenamento componentes   | Área de fabricação  | Área de preparação/<br>montagem    | Infraestrutura para atividades administrativas | Área de oficina/peças sobressalentes |
| 1                 | 80 ha (inclui montagem)   |   | 4-10 ha                            | 1.400 m <sup>2</sup>                           |                                      |
| 2                 |   |   | 8-30 ha                            |  |                                      |
| 3                 | 45-80 ha (inclui área de montagem)  |   |                                    | 4.600 m <sup>2</sup>                           |                                      |
| 4                 | 25 ha   |   |                                    |  |                                      |
| 5                 | 696 m <sup>2</sup> (pá)<br>270 m <sup>2</sup> (nacelle)<br>427 m <sup>2</sup> (seções de torre)                 | 95 m (pá)   |                                    |  |                                      |
| 6                 | 6,5-7 ha (por classe de componente)   | 500 ha  |                                    |  | 2.000 m <sup>2</sup>                 |
| 7                 | 363-527m <sup>2</sup> (pás)<br>245-340m <sup>2</sup> (seções de torres)<br>111-185m <sup>2</sup> (nacelle)      | 69-83 m (pás)<br>3.481-4.300 m <sup>2</sup> (fundação)<br>70.000 m <sup>2</sup> (cabos) |                                    |  |                                      |
| 8                 | 98.000-376.000 m <sup>2</sup>   |   | 100.000 m <sup>2</sup>             | 2.500-16.000m <sup>2</sup>                     |                                      |
| 9                 | 20-24 ha  | 40-80 ha fabricações  | 4-20 ha (mín.)<br>20-40 ha (ideal) |  | 4.000-8.000 m <sup>2</sup>           |
| 10                | 25.000 m <sup>2</sup> (mín. pás);<br>5.000 m <sup>2</sup> (mín. nacelle);<br>20.000 m <sup>2</sup> (mín. torre) |   |                                    |  |                                      |
| 11                |   | 40 ha   |                                    |  |                                      |
| 12                | 40 ha   |   |                                    |  | 300-500 m <sup>2</sup>               |
| 13                | 20 ha   |   |                                    |  |                                      |
| 14                | 4 ha (mín.)<br>6-12 ha (ideal)  | 4-12 ha ou mais   |                                    | 0,75 ha (mín.)<br>1,5-3ha (ideal)              |                                      |

Fonte: adaptado de Akbari (2015); COWI North America Inc, (2017) ; Crown Estate Scotland (2020); European Union (2016; 2018); European Wind Energy Association (2011); Garrad Hassan America Inc. (2014); Guillen; Wetzler; Abstoss (2011); Irish Maritime Development Office (2018); Jensen et al. (2016); Porter; Phillips (2016); Tetra Tech Ec Inc. (2010); Wells; Mcconnell (2011); Whitney et al. (2016).



Nas demais dimensões, conectividade, operações portuárias e otimização de desempenho, alguns requisitos também foram encontrados. A importância da conectividade explica-se pela essencial utilização de sistema multimodal (LANGE; RINNE; HAASIS, 2012), pois entre a produção e a instalação *offshore*, a cadeia de suprimentos consiste em transporte terrestre, manuseio no porto e transporte marítimo (SCHOLZ-REITER et al., 2011). Já a dimensão operações portuárias, corresponde as necessidades por parte dos operadores e por parte da gestão do porto como um todo. A dimensão otimização de desempenho justifica-se pela importância dada a cada processo no desempenho portuário como elemento crucial para minimizar custos e tempos de espera. Tais fatores estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Principais requisitos nas dimensões conectividade, operações portuárias e otimização de desempenho

| Dimensão | Conectividade      |  | Operações portuárias                                |                            | Otimização de desempenho                   |   |
|----------|--------------------|--|---|----------------------------|--|---|
|          | Projetos/<br>Fonte | rodovias, ferrovias,<br>heliportos, aeroportos | Canais de navegação<br>amplos                       | Operação<br>portuária 24/7 | Força de<br>trabalho<br>especializada      | Mínima<br>distância entre<br>porto e parque         |
| 1        |                    | Rodoviárias<br>Ferroviárias                    | 40 m de folga<br>horizontal (mín.)                  | Sim                        | Sim  |   |
| 2        |                    |  |   | Sim                        |  |   |
| 3        |                    | Rodoviárias<br>Ferroviárias                    |   |                            | Sim, 1.500<br>empregos                     |   |
| 4        |                    | Heliportos                                     |   | Sim                        |  |   |
| 5        |                    |  | 40-75 m de largura                                  | Sim                        |  |   |
| 6        |                    | Rodoviárias<br>Ferroviárias<br>Heliportos      |   | Sim                        | Sim (para<br>construção e<br>para O&M)     | Desejável alcance<br>até 2 horas<br>(portos de O&M) |
| 7        |                    | Rodoviárias<br>Ferroviárias                    |   |                            | Sim  |   |
| 8        |                    | Rodoviárias                                    |   |                            |  |   |
| 9        |                    | Rodoviárias<br>Ferroviárias<br>Heliportos      | Largura:<br>45-137 m<br>Profundidade:<br>7,6-11,5 m | Sim                        | até 1.000<br>trabalhadores<br>qualificados | 2 horas (para<br>portos de O&M)                     |
| 10       |                    | Rodoviárias<br>Ferroviárias                    | Largura mínima:<br>22 - 75 m                        | Sim                        | Sim  |   |
| 11       |                    | Rodoviárias<br>Ferroviárias<br>Aeroportos      | Profundidade:<br>12 m                               | Sim                        |  |   |
| 12       |                    | Rodoviárias<br>Ferroviárias                    |   |                            |  | Sim   |
| 13       |                    | Rodoviárias<br>Ferroviárias                    |   |                            |  | 2-4 horas (O&M)<br>200-300 km<br>(instalação)       |
| 14       |                    |  | Largura:<br>50-60 m                                 | Sim                        |  | 50-150 km<br>(O&M)                                  |



| Dimensão       | Conectividade                               |                            | Operações portuárias    |                                 | Otimização de desempenho              |
|----------------|---|----------------------------|-------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|
| Projeto/ Fonte | rodovias, ferrovias, heliportos, aeroportos | Canais de navegação amplos | Operação portuária 24/7 | Força de trabalho especializada | Mínima distância entre porto e parque |
|                |   |                            |                         |                                 | 200-400km (construção)                |

Fonte: adaptado de Akbari (2015); COWI North America Inc, (2017) ; Crown Estate Scotland (2020); European Union (2016; 2018); European Wind Energy Association (2011); Garrad Hassan America Inc. (2014); Guillen; Wetzler; Abstoss (2011); Irish Maritime Development Office (2018); Jensen et al. (2016); Porter; Phillips (2016); Tetra Tech Ec Inc. (2010); Wells; Mcconnell (2011); Whitney et al. (2016).

### 3.1 Discussões acerca dos requisitos resultantes

No conjunto de requisitos sistematizados para características de um porto apto ao suporte à operações do setor eólico *offshore* pode-se aferir que:

- i. A mínima capacidade de suporte da superfície aceitável, independente do ano estudado ou do tamanho da turbina, é de 10 t/m<sup>2</sup>.
- ii. Com relação à capacidade de guindastes obteve-se um valor de 400 t até 1.000 t como sendo suficiente para movimentar cargas.
- iii. O comprimento do cais, conforme observado, possui requisitos distintos a depender do tipo de porto, do tipo de embarcação que irá receber e do tipo de projeto que deseja atender. Mas é possível estabelecer um valor médio de 200-300 m de comprimento de cais, como requisito mínimo aceitável.
- iv. A profundidade do porto também variou, mas é possível estabelecer uma profundidade mínima de 8 m, como aceitável de acordo com o observado.
- v. O uso de SPMT's e rampas Ro-Ro mostrou-se significativo dentro dos projetos estudados, para transporte de nacelles e para facilitar no carregamento e descarregamento dos componentes.
- vi. No caso das restrições aéreas para acesso ao porto e para o transporte de componentes, foi observado que o ideal é a ausência de restrições aéreas.
- vii. Com as informações da dimensão *layout*, não foi possível obter conclusões mais exatas. Nota-se que os valores de áreas são significativamente variáveis, o que demonstra que essas áreas destinadas a armazenagem, fabricação, montagem, manutenção, dependem de cada porto e da sua respectiva disponibilidade para atender à demanda. Contudo, pode-se afirmar que uma boa média de área para armazenagem e montagem de componentes corresponde de 20 a 40 hectares; para fabricação dos componentes pode ser destinado até 40 hectares;



para instalações de escritório e centros de controles podem ser destinados 4.000 m<sup>2</sup> de área em média; e para oficinas e armazenamento de peças sobressalentes pode-se disponibilizar entre 4.000 e 8.000 m<sup>2</sup>.

- viii. Nas dimensões conectividade, a maioria significativa dos estudos apontou a proximidade e acesso a redes rodoviárias e ferroviárias, poucos abordaram a importância da proximidade a heliportos e aeroportos.
- ix. Acerca do canal de navegação, a largura média desejável varia de 50 a 100 metros e a profundidade média aceitável de 6 a 12 metros.
- x. A maioria dos estudos demonstrou a operacionalização portuária na escala 24/7.
- xi. A força de trabalho especializada foi citada como elemento essencial e gerador de emprego e renda, com geração de 1.000 a 1.500 empregos diretos.
- xii. Com relação a mínima distância entre porto e parque, alguns relatórios afirmaram uma distância ideal de 50 a 150 km entre portos de O&M e parques, e para portos de instalação ou construção até 400 km de distância.

#### **4. Estudo de casos: portos atuantes no setor eólico *offshore***

No ano de 2020, havia instalados 35,3 GW de capacidade de eólica *offshore* no mundo, com destaque para os países europeus, como Reino Unido, a Alemanha, a Dinamarca e a Holanda (GWEC, 2021). Dessa forma, os portos selecionados para o estudo de casos possuem experiência no setor eólico *offshore*, que são eles: o porto de Esbjerg, na Dinamarca; o porto de Hull, no Reino Unido; e o porto de Bremerhaven, na Alemanha. A Figura 1 ilustra a localização de cada um, no continente europeu.

Figura 1 - Localização dos portos estudados



Fonte: Elaboração própria (2021)

#### 4.1 Porto de Esbjerg

O porto de Esbjerg, localizado na Dinamarca, é considerado o porto referência no suporte ao setor eólico *offshore* e que auxiliou a implementação da maior capacidade instalada de usinas eólicas *offshore*. Já foi considerado o maior porto de pesca do país, mas a indústria *offshore* desenvolveu-se no Mar do Norte e, com isso, várias grandes empresas de petróleo e gás foram estabelecidas no porto de Esbjerg, que ainda é a base principal dessa indústria dinamarquesa. Além disso, no início do desenvolvimento da energia eólica *offshore* no país, várias empresas em Esbjerg contribuíram para a construção do primeiro parque eólico *offshore* de grande escala na Dinamarca, *Horns Rev I*, no Mar do Norte, em 2002 (PORT OF ESBJERG, [s.d.]).

Desde então, o Porto de Esbjerg é o porto líder na Europa em termos de movimentação e expedição de energia eólica e principal porto Ro-Ro na Dinamarca (PORT OF ESBJERG, [s.d.], 2020a). Com foco no desenvolvimento ao suporte eólico *offshore*, de 2003 a 2014 foram investidos cerca de um bilhão de coroas dinamarquesas em novas áreas e instalações portuárias para atender às demandas da indústria *offshore* e preparar o caminho para o crescimento futuro.

Com essas instalações, o porto já foi responsável por atender a 55 parques eólicos e instalar cerca de 4.000 turbinas, contribuindo para mais de 15 GW de energia, atuando em  $\frac{4}{5}$  da capacidade



instalada de usinas eólicas *offshore* na Europa, sendo reconhecido como um centro de instalação e serviços para parques eólicos *offshore* do Mar do Norte e para a produção de turbinas eólicas (PORT OF ESBJERG, 2020a, 2020b, 2020c).

Além dessas atividades e instalações, situa-se no porto diferentes empresas fornecedoras, compreendendo toda a cadeia de suprimentos da indústria eólica *offshore*, incluindo as principais empresas de fabricação e instalação do setor, como a Siemens Gamesa, MHI Vestas, LM, Valmont, Welcon, Titan, entre outras, além de empresas de logística terrestre e marinha, de engenharia, de serviços utilitários e serviços de O&M, cujo total alcança mais de 200 empresas localizadas no porto (PORT OF ESBJERG, [s.d.], 2019, 2020a).

#### **4.2 Porto de Hull - “Green port Hull”**

O Porto de Hull, localizado no Reino Unido, possui uma cadeia de suprimentos desenvolvida, áreas de preparação para a instalação de usinas eólicas *offshore* do Reino Unido, além de ser considerado um porto verde. Também é um dos principais portos de comércio exterior, o maior porto de águas profundas operado pela *Associated British Ports* (ABP) e possui distâncias curtas para Europa, Escandinávia e Estados Bálticos (*GREEN PORT HULL*, 2020a).

Também se tornou reconhecido pelo seu foco no setor eólico *offshore* em Humber, o estuário de energia do Reino Unido, atuando como porto indústria, com uma excelente gama de oportunidades para fabricação, pré-montagem e instalação (*GREEN PORT HULL*, [s.d.]). Essa capacidade foi potencializada em 2017, quando o *Green port Hull* foi inaugurado no porto, uma joint venture de £ 310 milhões entre a *Associated British Ports* (ABP) e a Siemens Gamesa para criar um centro de energia renovável com fabricação de pás de turbinas eólicas *offshore* de classe mundial, montagem e instalações de serviço (ABP, [s.d.]).

O porto possui 13 docas e terminais, chamados de zonas empresariais, dentre os quais a *Alexandra Dock*, com aproximadamente 58 ha, está destinada para atividade eólica *offshore*, desde a fabricação até o carregamento e descarregamento de componentes eólicos, (4ALLPORTS, [s.d.]; 4C OFFSHORE, [s.d.]).

As pás com 108 metros de comprimento do novo modelo de turbina de 14 MW da Siemens Gamesa, serão fabricadas nesse porto, operado pela *Associated British Ports* (ABP), empresa que dá suporte aos três maiores parques do Reino Unido (*GREEN PORT HULL*, 2020a, 2020b).





### 4.3 Porto de Bremerhaven

O porto de Bremerhaven, localizado cerca de 50 km ao norte de Bremen, é um porto fluvial com terminais profundos, e destaca-se por sua expertise e atuação com o cluster industrial eólica *offshore*, por incluir testes de turbinas e por apoiar além da instalação, a operação e manutenção dos parques eólicos.

O desenvolvimento de energia eólica na região noroeste da Alemanha teve início em 2002, inclusive como porto indústria na fabricação de componentes, sendo apoio na construção e Operação e Manutenção dos parques eólicos. O porto apoiou vários projetos, incluindo o primeiro empreendimento da Alemanha, o Alpha Ventus (VRIES, 2009).

Tem como principais atividades o transporte de grandes dimensões, manuseio, pré-montagem, armazenamento, manufatura e expedição de componentes de turbinas. Abriga inúmeros empresas, produtores, fornecedores, desenvolvedores de parques eólicos, empresas de logística e outros prestadores de serviços se estabeleceram no porto de Bremerhaven e na região noroeste, cobrindo toda a cadeia de valor da indústria de energia eólica - da produção à instalação e manutenção dessas instalações de alta tecnologia, que consistem em mais de 6.000 componentes (BREMERHAVEN *OFFSHORE* WIND PORT, [s.d.]; VRIES, 2009)

Em estreita cooperação com as instituições científicas locais, Bremerhaven começou a se tornar também um centro de competência líder em hidrogênio "verde", em 2019. Além disso, as ideias e impulsos dos últimos anos também encontraram o seu caminho para o desenvolvimento de um parque industrial sustentável de aproximadamente 150 hectares voltados para a economia verde (BIS BREMERHAVEN, [s.d.]; BREMENPORTS, [s.d.]; BREMERHAVEN *OFFSHORE* WIND PORT, [s.d.]).

O centro de logística e indústria portuária fica próximo ao terminal de contêineres: a área industrial LogInPort, Luneort ou Luneplate, com 306 hectares, oferece um ambiente para operações logísticas 24 horas por dia, 7 dias por semana, com distâncias curtas e tempos de resposta rápidos, áreas para produção e montagem de fundação, torre, nacelle onshore e *offshore*, pás e cabos, bem como área de armazenamento e montagem final (BIS BREMERHAVEN, [s.d.]). Algumas empresas fabricantes de componentes e estruturas eólicas *offshore* estão localizadas no porto, como a AREVA Wind GmbH e a Repower Systems AG.



#### 4.4 Análise de intercasos: fatores dos portos para o suporte ao setor eólico offshore

Na Tabela 4 constam os três portos a serem comparados em termos de requisitos considerados na seção anterior. Essa análise tem como objetivo apurar as informações de fatores e boas práticas internacionais que tornam os três portos líderes no suporte a todas as fases do ciclo de vida de um empreendimento eólico offshore.

Tabela 4 - Fatores e requisitos de caracterização dos portos de Bremerhaven, Esbjerg e Hull

| Fatores                                | Bremerhaven   | Esbjerg  | Hull   |
|--|---|--|--|
| País                                   | Alemanha  | Dinamarca  | Reino Unido  |
| Gestão portuária                       | Porto Privado-Público   | Porto Público (municipal)  | Porto Privado (ABP)  |
| Tipo de porto                          | Porto indústria, porto de instalação e O&M  | Porto base para instalação e O&M                                       | Porto indústria, porto de instalação e O&M                         |
| Operações que realiza                  | Fabricação e montagem de fundação, torre, nacelle, pás, armazenamento, transporte | Fabricação, armazenamento, montagem, testes, carregamento, transporte. | Fabricação, armazenamento, preparação, carregamento                |
| Usinas que oferece suporte             | 25  | 55   | 20   |
| Área (eólica offshore)                 | Mais de 25 ha (Terminal OTB); 10 ha (Terminal ABC);                               | 450 ha (total)   | 58 ha (Alexandra Dock)   |
| Profundidade do porto                  | 14, 1 m (Terminal OTB); 10,5-11 m (Terminal ABC);                                 | 9,4 - 10,5 metros  | 8,3 m (Alexandra Dock)   |
| Comprimento do cais                    | 500 m (Terminal OTB); 900 m (Terminal ABC);                                       | 14 km  | 4.082 m (Alexandra Dock)   |
| Capacidade de suporte de carga         | 10-50 t/m <sup>2</sup> (Terminal OTB); 20 t/m <sup>2</sup> (Terminal ABC)         | 15-30 t/m <sup>2</sup>   | 20 t/m <sup>2</sup> (Alexandra Dock)                               |
| Capacidade de guindastes               | 30 - 400 t  | 308 - 448 t  | 180 – 420 t  |
| Disponibilidade de guindaste           | Guindastes móveis, flutuantes, fixos  | Móveis (Liebherr LHM) e fixos  | Fixos, móveis e Flutuantes   |
| SPMT's/Ro-Ro/Lo-Lo/Pontões             | SPMT's, Ro-Ro, empilhadeiras e pontões  | SPMT's, Ro-Ro  | SPMT's, Ro-Ro  |
| Calado aéreo sem restrições            | Sem restrições  | Sem restrições   | Sem restrições   |
| Área de armazenamento                  | Aprox. 100.000 m <sup>2</sup>   | Aprox. 1.000.000 m <sup>2</sup>  | 70.000 m <sup>2</sup> - Coberto<br>650.000 m <sup>2</sup> - Aberto |
| Área de fabricação                     | Sim (pás, fundações, torres, cabos)   | Sim (MHI Vestas)   | Sim (Siemens Gamesa, 40.000 m <sup>2</sup> )                       |
| Área de montagem                       | Sim   | Sim  | Sim ("rotor estrela" e seções de torre)                            |
| Área de testes                         | Sim (lâminas e nacelles)  | Sim  | Não  |
| Heliporto/ Heliponto                   | Não   | Sim  | Não  |
| Docas secas                            | Sim   | Sim (duas para reparos)  | Sim (três)   |
| Área de oficina                        | Sim   | Sim  | Sim  |
| Área para expansão                     | Aprox. 200 ha   | Aprox. 100 ha  | Aprox. 183 ha  |
| Terminais horizontais                  | Sim   | Sim  | Sim  |
| Proximidade Rodoviárias e ferroviárias | Sim   | Sim  | Sim  |



|  |   |  |  |
|--|---|--|--|
| <b>Proximidade aeroportos e heliportos</b>                                     | Sim (58 km do aeroporto internacional de Bremen)  | Sim (8km do aeroporto e heliporto de Esbjerg)  | Sim (28 km do aeroporto de Humberside)   |
| <b>Canais de navegação amplos</b>  | 11-12,2 m (profundidade); 498 m (largura)   | 10,3-11,6 m (profundidade); 200 m (largura)  | 7,9 m (profundidade); 167,7 m (largura)  |
| <b>Operação portuária 24/7</b>   | Sim   | Sim  | Sim  |
| <b>Geração de empregos</b>   | Sim (muitos centros de formação e geração de 3.000 empregos)  | Sim (geração de 10.000 empregos)   | Sim (12.000 no geral e 3.500 na eólica <i>offshore</i> )   |
| <b>Distância até o parque</b>  | Até cerca de 320 km   | até cerca de 600 km  | Até cerca de 300 km  |
| <b>Governança para a sustentabilidade e benefícios para a comunidade local</b> | Certificação PERS; Índice ESI; sistema de reciclagem; uso de energia terrestre com fontes de energia renováveis; indicadores de qualidade do ar; análises de pegada de CO <sub>2</sub> ; desenvolvimento da cidade; desenvolvimento das rodovias; incentivo às empresas locais. | Estação de reciclagem; Sistema eficaz de eliminação de resíduos; Plano de tratamento dos resíduos portuários; desenvolvimento da cidade; desenvolvimento de acessos férreos e rodoviários; emprego e renda; oportunidade aos jovens. | Instalação de manuseio de biomassa; Projeto Energy Works; Chowder Ness; barreira de ruído; oportunidade aos jovens e mulheres; Meia Maratona Costeira de Humber. |

Fonte: adaptado de 4Allports (2015a, 2015b); 4Coffshore ([s.d.], 2015, 2018, 2021); ABP ([s.d.], 2019); BIS (2011, 2017); BIS Bremerhaven, [s.d.]; Bremenports, [s.d.]; Bremerhaven *Offshore* Wind Port, [s.d.], [s.d.]; *Green port* Hull ([s.d.], [s.d.], 2020d, 2020e, 2020a); *Green port* (2020b); *Green ports* (2020a, 2020b); Hill (2021); Port of Esbjerg ([s.d.], 2017, 2019a, 2020c, 2020e, 2020b, 2021); Searates (2020a, 2020c, 2020b); The Power Hub (2012)

## 5. Discussão e resultados

A partir dos requisitos elencados por meio dos relatórios técnicos, apresentados nas Tabelas 1, 2 e 3, pode-se validá-los com a análise de intercasos, comparando-se os achados em ambos, de modo a evidenciar os requisitos mínimos ideais necessários para caracterizar a infraestrutura portuária no setor eólico *offshore*:

- i. A capacidade de suporte de carga na superfície foi estabelecida com no mínimo 10 t/m<sup>2</sup>. Nos portos estudados, verifica-se que esse requisito está sendo atendido, conforme Tabela 1.
- ii. A capacidade dos guindastes foi observada com o ideal de 400 t a 1.000 t. Nos portos estudados, todos os guindastes identificados alcançam 400 t, que se somados à capacidade de outros guindastes, trabalhando em conjunto, podem superar as 1.000 t.
- iii. O comprimento do cais estabelecido como mínimo aceitável foi de 200-300 m, como um valor médio encontrado. Os portos do estudo de caso ultrapassam esse limite em seus terminais e cais, o que comprova a conformidade perante esse requisito.
- iv. A profundidade mínima do porto é 8 m. Nos estudos de caso comprovou-se que os três portos também estão conformes quanto a esse requisito, tendo o porto de Hull com 8,3 m,



menor profundidade dentre os três, o porto de Esbjerg com aproximadamente 10 m e o porto de Bremerhaven com nível superior de profundidade equivalente a 14,1 m.

- v. O uso significativo de SPMT's e rampas Ro-Ro que foi comprovado na literatura, também foi identificado como boa prática nos estudos de caso.
- vi. As restrições aéreas foram estabelecidas idealmente como irrestritas, se não há restrições, então o requisito é atendido, conforme Tabela 1. Foi observado nos estudos de caso que os três portos não possuem restrições aéreas e que, portanto, também atendem a esse requisito.
- vii. As áreas do *layout*, como observado na revisão bibliográfica sistemática, são muito variáveis a depender da disponibilidade de área de cada porto. Nos estudos de casos essas informações não estavam disponíveis na grande maioria, mas as áreas de armazenamento encontradas estão dentro do conforme.
- viii. Fatores estabelecidos como importantes em um porto indústria como área de expansão, área para teste, presença de docas secas, heliponto na área portuária e terminais horizontais, foram verificados nos estudos de casos e estão conformes, demonstrando aptos também através dessas boas práticas.
- ix. Outro requisito que também foi atendido por ambos os três portos estudados é ter proximidade e acesso a redes rodoviárias e ferroviárias, como um fator essencial para descarregamento de matérias primas para fabricação e de pequenos componentes.
- x. A proximidade e acesso a aeroportos e heliportos que também foi estabelecido como um fator importante, foi verificado e reafirmado como um requisito atendido.
- xi. A largura e profundidade dos canais de navegação/aproximação foram estabelecidos como uma média aceitável de 50 m a 100 m de largura e de 6 m a 12 m de profundidade, para ser considerável apto. Os três portos estudados estão em conformidade e superam esses requisitos encontrados.
- xii. A operacionalização portuária no regime 24/7 também foi um fator atendido por todos os portos estudados. Além disso, a força de trabalho especializada, centros de treinamento e parcerias com centros de pesquisa e desenvolvimento foram fatores importantes comprovados dos três portos.



- xiii. A distância entre porto e parque tem como requisito médio 150 km para suporte às atividades de O&M e uma média de até 400 km para suporte às atividades de instalação. Os portos estudados obedecem a esses requisitos, principalmente o porto de Esbjerg.
- xiv. Também foram coletadas boas práticas com relação a ações de governança para a sustentabilidade nos portos estudados, o que está atrelado ao conceito de porto verde, o que defende a sustentabilidade em toda a operação e gestão portuária, beneficiando também a sociedade local.

## 6. Considerações finais

O acelerado desenvolvimento tecnológico da turbina eólica *offshore* requer que a função tradicional do porto seja ampliada de porto logístico para porto com operações complexas, que englobe atividades industriais, como um porto indústria, bem como extensas áreas para ser apto ao tipo de carga, o que faz com que novos requisitos e fatores tornem-se necessários para os portos oferecerem suporte adequado ao setor.

Além disso, ao avaliar os portos para uso potencial no setor eólico *offshore*, pode ser que uma instalação com características significativamente inferiores a algum outro porto, pode ser viável com o mínimo de melhorias necessárias, por isso as análises de custo-benefício devem sempre ser realizadas juntamente com a identificação de um conjunto mínimo de requisitos (WHITNEY et al., 2016).

Diante disso, conclui-se que o objetivo proposto foi alcançado, pois a partir da pesquisa documental e da análise de intercasos, foi possível identificar os requisitos portuários mínimos necessários ao atendimento do setor, não só relacionadas à viabilidade técnica, mas também a fatores de infraestrutura, operacionais, de otimização e organizacionais, até boas práticas relacionadas a sustentabilidade.

A identificação desses fatores contribui com a difusão de conhecimento sobre o tema, e com o setor de energia eólica *offshore* e o setor portuário, ao considerar que a proposta pode promover menor risco nas operações de fabricação, instalação e O&M, e ainda influenciar no aumento da competitividade dos portos e dos desenvolvedores dos empreendimentos. Também auxilia na tomada de decisão nos diversos autores envolvidos no desenvolvimento de um empreendimento eólico *offshore*.



Com isso, os resultados contribuem para a discussão dos *stakeholders* sobre a importância de investir em um ponto de apoio *onshore*, por meio de portos. Também, os requisitos identificados servem para os governantes na elaboração de políticas públicas sobre a infraestrutura portuária para atendimento a um novo setor econômico, principalmente no que se refere a um porto indústria verde.

Para pesquisas futuras, recomenda-se estabelecer requisitos mínimos para tecnologias de turbinas acima de 15 MW, como também pode ser explorado o conceito e aplicação de um porto indústria verde inteligente, identificando quais os requisitos inerentes a esse tipo de porto.

**Agradecimentos:** à 1) Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES); 2) Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) – TED nº 14/2019; e 3) UFRN e Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio Grande do Norte (SEDEC-RN) - Convênio Nº 002/2021.

## REFERÊNCIAS

- 4ALLPORTS. **Hull Quays and Terminals**. Disponível em: <<http://www.4allports.com/port-infrastructure-hull-united-kingdom-pid22.html>>.
- 4ALLPORTS. **Bremerhaven Overview**. Disponível em: <<http://www.4allports.com/port-overview-bremerhaven-germany-pid8.html>>.
- 4ALLPORTS. **Esbjerg Overview**. Disponível em: <<http://www.4allports.com/port-overview-esbjerg-denmark-pid71.html>>.
- 4C OFFSHORE. **Hull Quays & Terminals**. Disponível em: <<https://www.4coffshore.com/ports/port-infrastructure-hull-united-kingdom-pid22.html>>.
- 4COFFSHORE. **MHI Vestas schedules testing**. Disponível em: <<https://www.4coffshore.com/news/mhi-vestas-schedules-testing--nid1947.html>>.
- 4COFFSHORE. **Wind lifts Port of Esbjerg's 2017**. Disponível em: <<https://www.4coffshore.com/news/wind-lifts-port-of-esbjerg27s-2017-nid7289.html>>.
- ABP. **Location Hull**. Disponível em: <<https://www.abports.co.uk/locations/hull/>>.
- AKBARI, N. **LEANWIND - Ports suitability assessment for offshore wind development - Case studies report**. 2015.
- AKBARI, N. **LEANWIND - Driving Cost Reductions in Offshore Wind**. 2017.
- BIS. **OFFSHORE TERMINAL BREMERHAVEN**. 2011.
- BIS. **OFFSHORE TERMINAL BREMERHAVEN**. p. 1–15, 2017.



- BIS BREMERHAVEN. **PORTS AND LOGISTICS**. Disponível em: <<https://www.bis-bremerhaven.de/business-location/ports-and-logistics.98402.html>>.
- BREMENPORTS. **OFFSHORE-TERMINAL BREMERHAVEN Pioneer of offshore wind energy**. Disponível em: <<https://bremenports.de/en/staerken/offshore/>>.
- BREMENPORTS. **BREMERHAVEN - Container, cars and innovations**. Disponível em: <<https://bremenports.de/en/hafen/bremerhaven/>>.
- BREMERHAVEN OFFSHORE WIND PORT. **Offshore Wind Port Bremerhaven**. Disponível em: <<https://offshore-windport.de/en/home/>>.
- BREMERHAVEN OFFSHORE WIND PORT. **Ports and Land areas - Bremerhaven**. Disponível em: <<https://offshore-windport.de/en/ports-and-land-areas/ports/>>.
- COWI NORTH AMERICA INC. **Assesment of Ports and Infrastructure - NYSERDA**.2017.
- CROWN ESTATE SCOTLAND. **Ports for offshore wind**.2020.
- EUROPEAN UNION. **FOWIND - Supply chain , port infrastructure and logistic study for offshore wind farm development in Gujarat and Tamil Nadu**.2016.
- EUROPEAN UNION. **FOWPI - Coastal aspects and port requirements**.India,2018.
- EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Wind in our Sails The coming of Europe's offshore wind energy industry**.2011.
- FALANI, S. Y. A. et al. Trends in the technological development of wind energy generation. **International Journal of Technology Management and Sustainable Development**, v. 19, n. 1, p. 43–68, 2020.
- GARRAD HASSAN AMERICA INC. **Assessment of Ports for Offshore Wind Development in the United States**.2014.
- GONZÁLEZ, M. O. A. et al. Regulation for offshore wind power development in Brazil. **Energy Policy**, v. 145, n. July, p. 15, 2020.
- GONZÁLEZ, M. O. A.; GONÇALVES, J. S.; VASCONCELOS, R. M. Sustainable development: Case study in the implementation of renewable energy in Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v. 142, p. 461–475, 2017.
- GREEN PORT HULL. **Business Support & Investment**. Disponível em: <<https://greenporthull.co.uk/business-support-investment/>>.
- GREEN PORT HULL. **KEY SECTORS**.
- GREEN PORT HULL. **HULL & GOOLE PORTS THE PORT OF HULL**.
- GREENPORT. **OFFSHORE WIND INVESTMENT**. Disponível em: <<https://www.greenport.com/news101/europe/offshore-wind-infrastructure-investment>>.
- GREENPORTS. **BREMEN AND BREMERHAVEN ARE THE LARGEST GERMAN SEAPORTS WITH ENVIRONMENTAL CERTIFICATION**. Disponível em: <<https://bremenports.de/greenports/en/bremen-and-bremerhaven-are-the-largest-german-seaports-with-environmental-certification/>>.
- GUILLEN, P.; WETZLER, N.; ABSTOSS, N. **Analysis of Maryland Port Facilities for Offshore Wind Energy Services**.2011.
- GWEC. **Global Wind Report 2021**| GWEC.2021.
- HARBOURS REVIEW. **Esbjerg Port**. Disponível em: <<http://harboursreview.com/port-esbjerg.html>>.
- IEA. **Offshore Wind Outlook 2019: World Energy Outlook Special Report**.2019.



IRENA. **Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050**.2020.

IRISH MARITIME DEVELOPMENT OFFICE. **IPORES 2018 A Review of Irish Ports Offshore Renewable Energy Services**.2018.

JÄPPELT, U.; CARSTENSEN, N.; SCHNABEL, F. Hafenkonzeppte für die Offshore-Windindustrie: Anforderungen an Offshore-Häfen. **Beton- und Stahlbetonbau**, v. 107, n. SUPPL. 1, p. 33–38, 2012.

JENSEN, M. B. et al. **Offshore Wind Port Feasibility Study of Taichung Harbor, Taiwan**.2016.

KAUSCHE, M. et al. Floating offshore wind - Economic and ecological challenges of a TLP solution. **Renewable Energy**, v. 126, p. 270–280, 2018.

LANGE, K.; RINNE, A.; HAASIS, H. D. Planning maritime logistics concepts for offshore wind farms: A newly developed decision support system. 2012. In: Proceedings of the Third international conference on Computational Logistics. **Anais...**2012.

PORT OF ESBJERG. **History Port of Esbjerg**. Disponível em: <<https://portesbjerg.dk/en/about/history>>.

PORT OF ESBJERG. **New offshore training programme to ensure the right skill sets for offshore wind adventure**. Disponível em: <<http://www.portesbjerg.dk/en/about/news/new-offshore-training-programme-ensure-right-skill-sets-offshore-wind-adventure>>.

PORT OF ESBJERG. **Accelerating the green transition**. Disponível em: <<http://www.portesbjerg.dk/en/about/news/accelerating-green-transition>>.

PORT OF ESBJERG. **Port Facilities 2017**.2017.

PORT OF ESBJERG. **PORT ESBJERG - SUSTAINABILITY STRATEGY - ENVIRONMENT, CLIMATE AND OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY**.2019.

PORT OF ESBJERG. **Business Areas - Wind**. Disponível em: <<http://portesbjerg.dk/en/business-area/renewables>>.

PORT OF ESBJERG. **PORT ESBJERG OFFSHORE WIND HUB**., 2020.b.

PORT OF ESBJERG. **Port of Esbjerg - Offshore Wind Port And Logistic**.2020.c.

PORT OF ESBJERG. **Port Details & Services**.2020.d.

PORT OF ESBJERG. **Noise & Waste**. Disponível em: <<http://portesbjerg.dk/en/rules-regulations/waste>>.

PORTER, A.; PHILLIPS, S. **Determining the Infrastructure Needs to Support Offshore Floating Wind and Marine Hydrokinetic Facilities on the Pacific West Coast and Hawaii**.2016.

POULSEN, T. **Logistics in offshore wind**. Aalborg University Denmark.,2018.

POULSEN, T.; LEMA, R. Is the supply chain ready for the green transformation? The case of offshore wind logistics. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 73, n. February, p. 758–771, 2017.

SCHOLZ-REITER, B. et al. A milp for installation scheduling of offshore wind farms. **International Journal of Mathematical Models and Methods in Applied Sciences**, v. 5, n. 2, p. 371–378, 2011.

SEARATES. **Port of Bremerhaven (Germany)**. Disponível em: <[https://www.searates.com/port/bremerhaven\\_de.htm](https://www.searates.com/port/bremerhaven_de.htm)>.

SEARATES. **Port of Esbjerg (Denmark)**. Disponível em: <[https://www.searates.com/port/esbjerg\\_dk.htm](https://www.searates.com/port/esbjerg_dk.htm)>.

SEARATES. **Port of Hull (United Kingdom)**. Disponível em: <[https://www.searates.com/port/hull\\_gb.htm](https://www.searates.com/port/hull_gb.htm)>.

TETRA TECH EC INC. **Port And Infrastructure Analysis For Offshore Wind Energy Development**.2010.

THE POWER HUB. **Ready to take offshore - Europe's premier address for the offshore wind energy**





industry.2012.

THOMSEN, K. E. **OFFSHORE WIND A Comprehensive Guide to Successful Offshore Wind Farm Installation**. Second Edi ed. [s.l: s.n.],.

VOJDANI, N.; LOOTZ, F. Designing supply chain networks for the offshore wind energy industry. **International Journal of Business Performance and Supply Chain Modelling**, v. 4, n. 3–4, p. 271–284, 2012.

VRIES, E. DE. **Boomtown Bremerhaven: The Offshore Wind Industry Success Story**. Disponível em: <<https://www.renewableenergyworld.com/wind-power/boomtown-bremerhaven-the-offshore-wind-industry-success-story/#gref>>.

WELLS, N.; MCCONNELL, M. **Assessment of the Irish Ports & Shipping Requirements for the Marine Renewable Energy Industry**.2011.

WHITNEY, P. R. et al. **The Identification of Port Modifications and the Environmental and Socioeconomic Consequences The Identification of Port Modifications and the Environmental and Socioeconomic Consequences**.2016.

WINDEUROPE. **A statement from the offshore wind ports**.2017.

YIN, R. K. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. 2ª edição ed. Porto Alegre: [s.n.], v. 369

## **A Importância da Realização de Estudos de Fluxo Harmônico com Foco nas Barras de 34,5 kV visando o Correto Dimensionamento de Filtros Harmônicos Passivos em Parques Eólicos**

### **1 - RESUMO**

O crescimento da implementação de parques eólicos no território brasileiro tem exigido uma alta demanda de equipamentos de compensação reativa para atender os limites recomendados pelo Operador Nacional do Sistema.

Empresas de engenharia tem realizados estudos para a conexão dos parques eólicos, denominados “Parecer de Acesso”, o qual contém uma recomendação de equipamentos de compensação reativa, seja filtro de harmônicos ou banco de capacitores.

Para o fornecimento dos equipamentos, muitos integradores têm seguido apenas com a sugestão relatada no parecer de acesso, sem realizar estudos adicionais, e este fato vem ocasionando alguns problemas operacionais quando da energização e/ou funcionamento dos equipamentos, como queima de capacitores e indisponibilidade dos equipamentos, devido a não realização de estudos de impacto destes equipamentos propostos nas redes internas dos Parques Eólicos.

Esse artigo vem então apresentar uma abordagem sobre o dimensionamento de filtros harmônicos passivos sintonizados para parques eólicos, comparando a visão do parecer de acesso e a visão de estudo completo interno à instalação.

### **2 - INTRODUÇÃO**

Este artigo tem como objetivo principal colocar em discussão os seguintes aspectos relativos à aplicação de filtros de harmônicos passivos em parques eólicos: estudos de engenharia, simulações computacionais, limites do procedimento da rede básica do ONS, definição dos equipamentos e seus componentes em termos de suportabilidade operativa.

Os estudos de acesso requeridos pelo ONS para liberação de operação dos parques levam à necessidade da contratação de empresas especializadas nestes estudos que, junto com os fornecedores dos equipamentos de filtragem harmônica tem sentido as dificuldades de definição dos valores nominais dos equipamentos de mitigação harmônica visando o atendimento dos indicadores de harmônicos previstos no Procedimento de Rede Básica.

### 3 - FILTROS HARMÔNICOS PASSIVOS

O equipamento denominado filtro harmônico passivo consiste em reduzir a amplitude de correntes e tensões harmônicas de uma ou mais frequências, em uma determinada barra evitando que estas distorções de tensão e corrente se propaguem pelo sistema elétrico.

Todavia, visto que as instalações que apresentam problemas de perturbações harmônicas normalmente também necessitam de compensação reativa, os filtros harmônicos conectados em paralelo com o sistema e próximos às fontes harmônicas também suprem a potência reativa necessária à correção do fator de potência no ponto de instalação.

Dessa forma, a filtragem harmônica passiva atende dois aspectos importantes de uma instalação elétrica como a filtragem harmônica e a compensação reativa com seus benefícios diretos: controle de tensão, redução de perdas através da redução da corrente rms circulante nos circuitos elétricos.

A aplicação dos filtros de harmônicos nos sistemas elétricos ocorre quando da ultrapassagem dos limites de distorção harmônica total e individual de tensão nas barras de conexão com a rede básica, definidos pelos procedimentos de rede mostrados a seguir:

a) INDICADORES DE FP E HARMÔNICAS:

O sistema elétrico brasileiro possui algumas diretrizes que devem ser respeitadas para manter um padrão de eficiência durante a operação. Dois dos principais índices que determina a eficiência de um sistema elétrico é o Fator de Potência (FP) e a Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT).

O Fator de potência é definido como a relação entre a potência ativa e a potência aparente numa instalação, num dado intervalo de tempo. Este índice reflete a eficiência do uso da energia que está sendo utilizada, ou seja, a relação entre a potência ativa (realmente útil) e a potência aparente (energia total) de uma instalação. As distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

Atualmente, existem dois órgãos que regulam o fator de potência. A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) que regula o fator de potência no âmbito dos consumidores industriais e o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) que regula as concessionárias transmissoras de energia. Neste artigo abordaremos a apenas os indicadores contidos no procedimento da rede básica regulada pelo ONS.

A legislação vigente para Parques Geradores de Energia Elétrica conectados na Rede Básica é definida pelo ONS – Operador Nacional do Sistema no Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede [1] e descrevemos a seguir os principais pontos desta legislação.

**a) Submódulo 2.10 - Requisitos Mínimos para a Conexão à Rede Básica:**

**Tabela 1 – Fator de Potência conforme submódulo 2.10.**

| <b>7.3 Fator de Potência das Instalações</b>                          |  |
|---|--|
| 7.3.1   | O Fator de Potência para efeito de tarifação é, por definição, a faixa limite sem ônus a ser observada em cada ponto de conexão, devendo ser oportunamente regulamentado pela ANEEL.   |
| 7.3.2   | Por Fator de Potência Operacional entende-se a faixa de fator de potência para a qual os níveis de desempenho do sistema são garantidos, conforme o Módulo 2 – PADRÕES DE DESEMPENHO DA REDE BÁSICA E REQUISITOS MÍNIMOS PARA SUAS INSTALAÇÕES, dos Procedimentos de Rede.   |
| 7.3.3   | Nos pontos de conexão à Rede Básica, os Agentes Distribuidores e os Consumidores Livres, devem assegurar que o fator de potência se situe dentro das faixas especificadas na Tabela 5. Deve-se ressaltar que, mesmo nesta faixa, poderá haver tarifação de serviço ancilar.  |
| <b>Tabela 5 – Fator de Potência Operacional nos pontos de conexão</b> |  |
| <b>Tensão nominal do ponto de conexão</b>                             | <b>Faixa de fator de potência</b>  |
| $V_n \geq 230 \text{ kV}$   | 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo  |
| $69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$                             | 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo  |
| $V_n < 69 \text{ kV}$   | 0,92 indutivo a 0,92 capacitivo  |
| 7.3.4   | A operação dos bancos de capacitores instalados para correção de fator de potência não deve provocar transitórios, ou ressonâncias, que prejudiquem o desempenho do sistema ou de Agentes conectados à Rede Básica. Desta forma, devem ser realizados estudos específicos complementares que avaliem o impacto destas manobras nos padrões de desempenho da Rede Básica. |

Para os pontos de conexão com a transmissoras a Tabela 1 do procedimento reflete a faixa de controle do Fator de Potência requerida.

**Tabela 2 – Faixa de fator de potência no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão.**

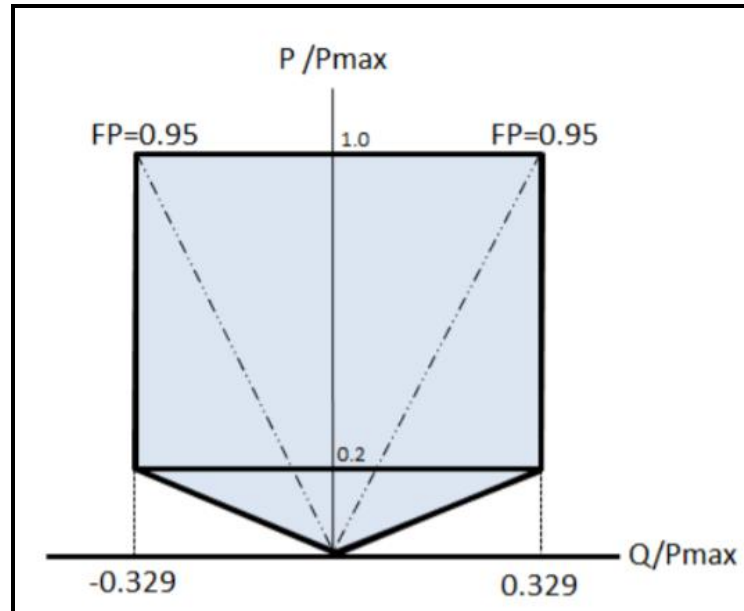
| Tensão nominal do ponto de conexão        | Faixa de fator de potência                   |
|---|--|
| $V_n \geq 345 \text{ kV}$                 | 0,98 indutivo a 1,0                          |
| $69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$ | 0,95 indutivo a 1,0                          |
| $V_n < 69 \text{ kV}$                     | 0,92 indutivo a 1,0<br>0,92 capacitivo a 1,0 |

Quando a carga a ser conectada à transmissão é uma carga de geração os seguintes aspectos regulatórios devem ser respeitados com relação ao tema de fator de potência.

➤ **Geração e Absorção de Potência Reativa**

A figura abaixo apresenta a faixa de geração e absorção da potência reativa no ponto de conexão.

Figura 1 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora



➤ **Perfil do Controle de Tensão**

A figura abaixo apresenta a faixa de controle de tensão da central geradora eólica.

Figura 2 – Perfil do controle de tensão da central geradora eólica.

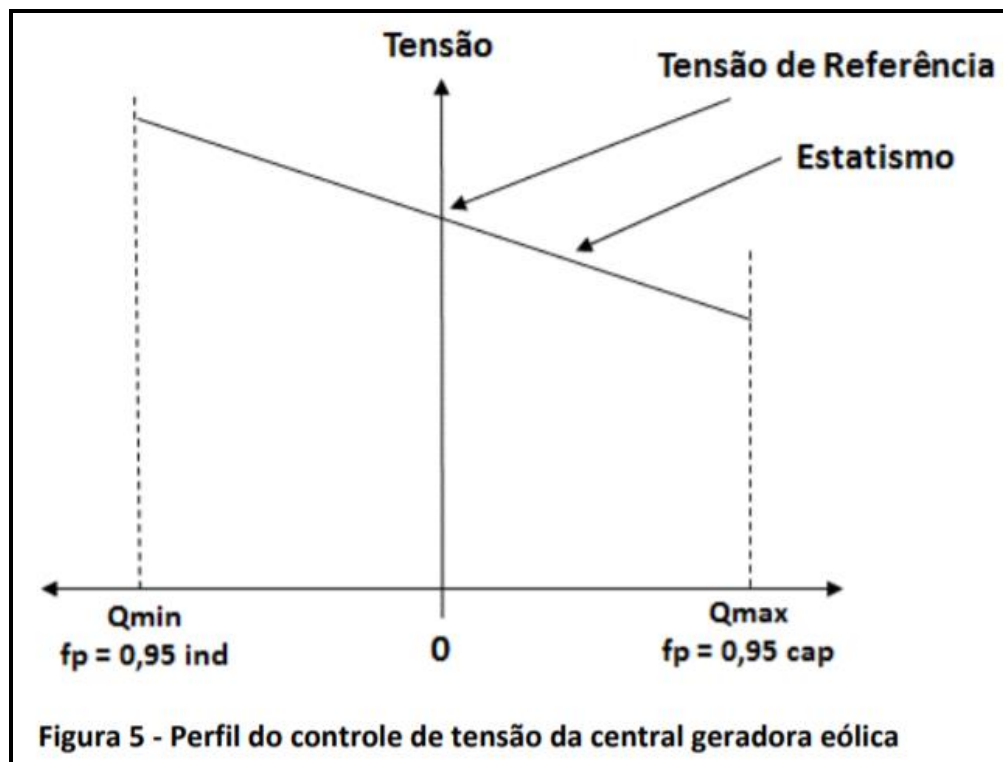
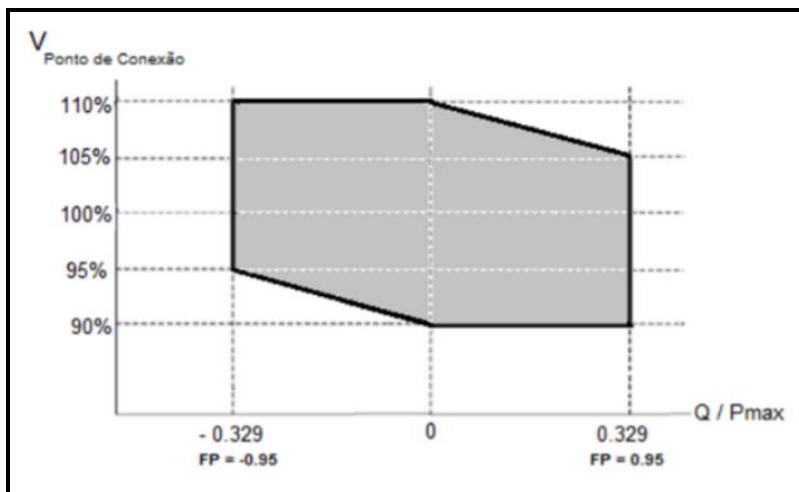


Figura 5 - Perfil do controle de tensão da central geradora eólica

➤ **Fator de Potência e Faixa Operativa de Tensões**

A figura abaixo apresenta a faixa de FP para tensão não nominal no ponto de conexão.

**Figura 3 – Requisito para atendimento ao FP na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.**



Para distorção harmônica de tensão o Procedimento de Rede, Submódulo 2.9 [2] descreve as recomendações no item 3.4.4 conforme as tabelas abaixo.

**Tabela 3 – Limites globais inferiores para os indicadores DHTI e DHTIS95%.**

| V < 69 kV            |           |             |           | V ≥ 69 kV            |           |             |           |
|----------------------|-----------|-------------|-----------|----------------------|-----------|-------------|-----------|
| DHTI, h ímpar        |           | DHTI, h par |           | DHTI, h ímpar        |           | DHTI, h par |           |
| Ordem                | Valor (%) | Ordem       | Valor (%) | Ordem                | Valor (%) | Ordem       | Valor (%) |
| 3, 5, 7              | 5%        |             |           | 3, 5, 7              | 2%        |             |           |
|                      |           | 2, 4, 6     | 2%        |                      |           | 2, 4, 6     | 1%        |
| 9, 11, 13            | 3%        |             |           | 9, 11, 13            | 1,5%      |             |           |
|                      |           | ≥8          | 1%        |                      |           | ≥8          | 0,5%      |
| 15 a 25              | 2%        |             |           | 15 a 25              | 1%        |             |           |
| ≥27                  | 1%        |             |           | ≥27                  | 0,5%      |             |           |
| <b>DTHTS95% = 6%</b> |           |             |           | <b>DTHTS95% = 3%</b> |           |             |           |

Fonte: “Procedimentos de Rede – Submódulo 2.9

**Tabela 4 – Limites individuais para os indicadores DHTI e DHTIS95%.**

| 13,8 kV ≤ V < 69 kV  |           |             |           | V ≥ 69 kV              |           |             |           |
|----------------------|-----------|-------------|-----------|------------------------|-----------|-------------|-----------|
| DHTI, h ímpar        |           | DHTI, h par |           | DHTI, h ímpar          |           | DHTI, h par |           |
| Ordem                | Valor (%) | Ordem       | Valor (%) | Ordem                  | Valor (%) | Ordem       | Valor (%) |
| 3 a 25               | 1,5%      |             |           | 3 a 25                 | 0,6%      |             |           |
|                      |           | todos       | 0,6%      |                        |           | todos       | 0,3%      |
| ≥27                  | 0,7%      |             |           | ≥27                    | 0,4%      |             |           |
| <b>DTHTS95% = 3%</b> |           |             |           | <b>DTHTS95% = 1,5%</b> |           |             |           |

Fonte: “Procedimentos de Rede – Submódulo 2.9”

## b) CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS

Atualmente, o número de centrais geradoras eólicas tem crescido exponencialmente no território brasileiro, contribuindo para a matriz energética do país. Até 2025 estima-se que 24,422GW em geração eólica entrem em operação no sistema interligado nacional [3].

Para a conexão de um parque eólico, do ponto de vista técnico, o ONS exige vários estudos como: fluxo de carga, curto-circuito, impacto harmônico entre outros. Dentre estes, focaremos o estudo de impacto harmônico, o qual deve atender os indicadores expostos na Tabela 4 e fator de potência apresentados no item a da seção 2.

A elaboração do estudo de impacto harmônico é complexa e requer conhecimentos específicos em engenharia elétrica e atender as diretrizes expostas no Submódulo 2.3 [4] e 2.9. Para a análise do impacto harmônico, deve-se utilizar o software computacional HARMZS o qual aplica o método do Lugar Geométrico com o sistema em operação normal ou degradado (contingências).

Assim, em virtude da característica não linear das centrais geradoras eólicas, o estudo de impacto harmônico, em geral, revela a necessidade de equipamentos que mitigam o conteúdo harmônico e que realizam a compensação reativa, ou seja, bancos de capacitores e/ou filtros harmônicos passivos sintonizados ou amortecidos.

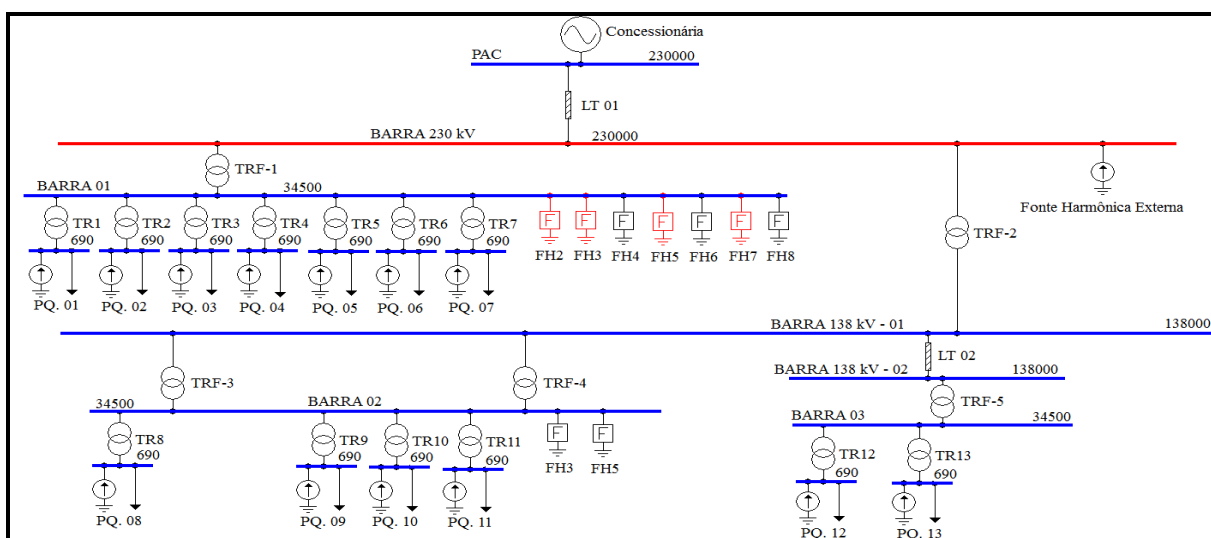
O problema do dimensionamento dos equipamentos surge quando os estudos de simulação de harmônicos passam a contemplar as distorções harmônicas totais e individuais de tensão pré-existentes no ponto de conexão do parque eólico com a rede básica. Como na grande maioria dos casos não existem medições reais de harmônicos para alimentar os estudos de casos adota-se injetar uma distorção de harmônicas pré-existente igual ao limite máximo de distorção harmônica, total e individual, permitido pelos procedimentos de rede do ONS e nas mais diversas contingências operativas simuladas.

Portanto, os equipamentos devem ser dimensionados para atender os limites e indicadores já discutidos para a pior contingência simulada, e geralmente nesses casos, as correntes máximas nos bancos de capacitores e/ou filtros harmônicos passivos ficam altíssimas, a tensão dos bancos de capacitores em torno de 2pu da tensão nominal do sistema, os equipamentos ficam superdimensionados aumentando os custos de produção.

#### 4 - MODELAGEM EM SOFTWARE DE FLUXO DE HARMÔNICO

A modelagem contempla um complexo eólico de aproximadamente 300MW, representando o conteúdo harmônico injetado pelos aerogeradores através do modelo de fonte de corrente conforme unifilar abaixo modelado no software Power Quality Filter (PQF).

Figura 4 – Diagrama unifilar do parque eólico.



A tabela abaixo apresenta os dados dos filtros harmônicos projetados para o complexo eólico, disponibilizado pelo investidor do empreendimento, como resultado do estudo harmônico para atender todas as contingências que o software HARMZ gera no sistema.

Tabela 5 – Dados dos filtros harmônicos.

| Ordem | Barra | V(kV) | f(Hz) | FQ | R(Ω)   | L(mH)  | C(uF)  | Q (kVAr) |
|-------|-------|-------|-------|----|--------|--------|--------|----------|
| 2     | 01    | 34,5  | 117,6 | 30 | 8,6138 | 349,73 | 5,2372 | 3175     |
| 3     | 01    | 34,5  | 180   | 30 | 15,559 | 412,71 | 1,8943 | 956      |
| 4     | 01    | 34,5  | 240   | 35 | 6,5398 | 151,79 | 2,8972 | 1387     |
| 5     | 01    | 34,5  | 300   | 40 | 5,4102 | 114,81 | 2,4515 | 1146     |
| 6     | 01    | 34,5  | 360   | 40 | 7,0848 | 125,29 | 1,5600 | 720      |
| 7     | 01    | 34,5  | 427,8 | 45 | 4,9462 | 82,807 | 1,6714 | 765      |
| 8     | 01    | 34,5  | 480   | 50 | 5,9512 | 98,664 | 1,1143 | 508      |
| 3*    | 02    | 34,5  | 180   | -  | 577,27 | 77,956 | 10,029 | 5060     |
| 5*    | 02    | 34,5  | 300   | -  | 833,17 | 126,29 | 2,2286 | 1040     |

\*Filtro Amortecido

Os filtros passivos da Tabela 5 foram modelados no software de fluxo harmônico PQF para a condição normal operativa do parque eólico (sistema não degradado) gerando um conteúdo harmônico drenado por cada filtro para comparação com o conteúdo harmônico dos mesmos resultantes do software HARMZ para atendimento a todas as contingências operativas contempladas nos estudos do ONS. Os resultados obtidos estão mostrados a seguir.



## 5 - RESULTADOS DE SIMULAÇÃO PQF

As tabelas abaixo apresentam os resultados dos conteúdos harmônicos drenados pelos filtros utilizando o software Power Quality Filter e HARMZ respectivamente.

**Tabela 6 – Correntes harmônicas nos filtros da Barra 01 em Ampère, software Power Quality Filter.**

| Freq. (Hz)      | F2h (A)      | F3h (A)      | F4h (A)      | F5h (A)       | F6h (A)      | F7h (A)       | F8h (A)      |
|-----------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|
| 60              | 52,43        | 15,79        | 22,91        | 18,93         | 11,89        | 12,64         | 8,39         |
| 120             | 4,75         | 0,17         | 0,19         | 0,14          | 0,09         | 0,09          | 0,06         |
| 180             | 0,54         | 7,91         | 0,92         | 0,53          | 0,29         | 0,28          | 0,18         |
| 240             | 0,11         | 0,16         | 6,73         | 0,45          | 0,19         | 0,16          | 0,1          |
| 300             | 0,24         | 0,27         | 1,31         | 24,98         | 1,3          | 0,84          | 0,47         |
| 360             | 0,07         | 0,07         | 0,24         | 0,58          | 6,52         | 0,6           | 0,27         |
| 420             | 0,10         | 0,10         | 0,7          | 1,28          | 2,15         | 19,79         | 2,37         |
| 480             | 0,03         | 0,03         | 0,08         | 0,13          | 0,17         | 0,54          | 4,65         |
| 540             | 0,06         | 0,05         | 0,15         | 0,23          | 0,26         | 0,59          | 0,88         |
| 600             | 0,02         | 0,02         | 0,06         | 0,09          | 0,1          | 0,19          | 0,22         |
| 660             | 0,03         | 0,03         | 0,09         | 0,13          | 0,13         | 0,24          | 0,25         |
| 720             | 0,02         | 0,02         | 0,05         | 0,07          | 0,07         | 0,13          | 0,12         |
| 780             | 0,03         | 0,02         | 0,07         | 0,09          | 0,09         | 0,16          | 0,15         |
| 840             | 0,02         | 0,01         | 0,04         | 0,05          | 0,05         | 0,09          | 0,08         |
| 900             | 0,03         | 0,02         | 0,06         | 0,08          | 0,08         | 0,13          | 0,12         |
| 960             | 0,01         | 0,01         | 0,03         | 0,05          | 0,05         | 0,07          | 0,07         |
| 1020            | 0,03         | 0,02         | 0,06         | 0,08          | 0,08         | 0,13          | 0,11         |
| 1080            | 0,01         | 0,01         | 0,03         | 0,04          | 0,03         | 0,06          | 0,05         |
| 1140            | 0,02         | 0,02         | 0,06         | 0,08          | 0,08         | 0,12          | 0,11         |
| 1200            | 0,01         | 0,01         | 0,03         | 0,04          | 0,04         | 0,06          | 0,05         |
| 1260            | 0,02         | 0,02         | 0,05         | 0,07          | 0,06         | 0,1           | 0,08         |
| 1320            | 0,01         | 0,01         | 0,03         | 0,04          | 0,04         | 0,06          | 0,05         |
| 1380            | 0,02         | 0,02         | 0,05         | 0,07          | 0,06         | 0,1           | 0,08         |
| 1440            | 0,01         | 0,01         | 0,03         | 0,03          | 0,03         | 0,05          | 0,04         |
| 1500            | 0,02         | 0,02         | 0,05         | 0,06          | 0,06         | 0,09          | 0,08         |
| 1560            | 0,01         | 0,01         | 0,03         | 0,03          | 0,03         | 0,05          | 0,04         |
| 1620            | 0,02         | 0,01         | 0,04         | 0,05          | 0,05         | 0,07          | 0,06         |
| 1680            | 0,01         | 0,01         | 0,03         | 0,03          | 0,03         | 0,05          | 0,04         |
| 1740            | 0,02         | 0,01         | 0,04         | 0,05          | 0,05         | 0,07          | 0,06         |
| 1800            | 0,01         | 0,01         | 0,03         | 0,04          | 0,04         | 0,06          | 0,05         |
| 1860            | 0,02         | 0,01         | 0,04         | 0,05          | 0,05         | 0,07          | 0,06         |
| 1920            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,01          | 0,01         | 0,01          | 0,01         |
| 1980            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2040            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2100            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2160            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2220            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2280            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2340            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2400            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2460            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2520            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2580            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2640            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2700            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2760            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2820            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2880            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 2940            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| 3000            | 0,00         | 0,00         | 0,00         | 0,00          | 0,00         | 0,00          | 0,00         |
| <b>RMS</b>      | <b>52,65</b> | <b>17,66</b> | <b>23,95</b> | <b>31,38</b>  | <b>13,80</b> | <b>23,53</b>  | <b>9,95</b>  |
| <b>DHTi(%)*</b> | <b>9,14</b>  | <b>50,16</b> | <b>30,40</b> | <b>132,24</b> | <b>58,96</b> | <b>156,98</b> | <b>63,74</b> |

\*DHTi(%): Distorção harmônica total de corrente (sistema elétrico em condição operativa normal).

**Tabela 7 – Correntes harmônicas nos filtros da Barra 01 em Ampère, software HARMZS.**

| Freq.(Hz) | F2h (A) | F3h (A) | F4h (A) | F5h (A) | F6h (A) | F7h (A) | F8h (A) |
|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 60        | 54,10   | 16,80   | 24,37   | 20,13   | 12,65   | 13,19   | 8,93    |
| 120       | 22,75   | 0,51    | 0,57    | 0,43    | 0,26    | 0,26    | 0,18    |
| 180       | 1,82    | 25,33   | 2,95    | 1,71    | 0,93    | 0,88    | 0,58    |
| 240       | 0,40    | 0,57    | 23,80   | 1,60    | 0,66    | 0,55    | 0,35    |
| 300       | 0,46    | 0,50    | 2,42    | 46,24   | 2,40    | 1,47    | 0,86    |
| 360       | 0,22    | 0,22    | 0,81    | 1,95    | 21,91   | 1,81    | 0,89    |
| 420       | 1,92    | 1,80    | 5,92    | 10,76   | 18,16   | 93,14   | 20,00   |
| 480       | 0,10    | 0,09    | 0,27    | 0,44    | 0,56    | 2,14    | 15,60   |
| 540       | 1,59    | 1,42    | 4,27    | 6,55    | 7,47    | 18,32   | 25,03   |
| 600       | 0,47    | 0,41    | 1,22    | 1,80    | 1,93    | 4,04    | 4,36    |
| 660       | 0,72    | 0,62    | 1,81    | 2,62    | 2,71    | 5,20    | 5,13    |
| 720       | 0,08    | 0,07    | 0,20    | 0,28    | 0,28    | 0,51    | 0,48    |
| 780       | 0,82    | 0,71    | 2,01    | 2,82    | 2,80    | 4,94    | 4,51    |
| 840       | 0,22    | 0,19    | 0,52    | 0,73    | 0,71    | 1,23    | 1,10    |
| 900       | 0,48    | 0,41    | 1,16    | 1,60    | 1,55    | 2,62    | 2,31    |
| 960       | 0,21    | 0,18    | 0,49    | 0,67    | 0,65    | 1,08    | 0,94    |
| 1020      | 0,29    | 0,24    | 0,67    | 0,92    | 0,88    | 1,45    | 1,26    |
| 1080      | 0,09    | 0,07    | 0,20    | 0,28    | 0,26    | 0,43    | 0,37    |
| 1140      | 0,11    | 0,10    | 0,27    | 0,36    | 0,34    | 0,56    | 0,48    |
| 1200      | 0,04    | 0,03    | 0,09    | 0,13    | 0,12    | 0,19    | 0,16    |
| 1260      | 0,07    | 0,06    | 0,17    | 0,23    | 0,21    | 0,34    | 0,29    |
| 1320      | 0,04    | 0,03    | 0,09    | 0,12    | 0,12    | 0,19    | 0,16    |
| 1380      | 0,12    | 0,10    | 0,28    | 0,37    | 0,35    | 0,56    | 0,47    |
| 1440      | 0,08    | 0,06    | 0,18    | 0,24    | 0,22    | 0,35    | 0,29    |
| 1500      | 0,16    | 0,14    | 0,38    | 0,51    | 0,48    | 0,76    | 0,63    |
| 1560      | 0,06    | 0,05    | 0,14    | 0,19    | 0,18    | 0,28    | 0,24    |
| 1620      | 0,07    | 0,06    | 0,16    | 0,21    | 0,20    | 0,31    | 0,26    |
| 1680      | 0,08    | 0,06    | 0,18    | 0,24    | 0,22    | 0,35    | 0,29    |
| 1740      | 0,05    | 0,04    | 0,11    | 0,15    | 0,14    | 0,22    | 0,18    |
| 1800      | 0,06    | 0,05    | 0,15    | 0,20    | 0,18    | 0,29    | 0,24    |
| 1860      | 0,08    | 0,07    | 0,18    | 0,24    | 0,22    | 0,35    | 0,29    |
| 1920      | 0,07    | 0,06    | 0,15    | 0,20    | 0,19    | 0,30    | 0,25    |
| 1980      | 0,05    | 0,04    | 0,11    | 0,15    | 0,14    | 0,22    | 0,18    |
| 2040      | 0,04    | 0,03    | 0,08    | 0,11    | 0,10    | 0,16    | 0,13    |
| 2100      | 0,03    | 0,03    | 0,07    | 0,09    | 0,08    | 0,13    | 0,11    |
| 2160      | 0,03    | 0,02    | 0,06    | 0,08    | 0,08    | 0,12    | 0,10    |
| 2220      | 0,03    | 0,02    | 0,06    | 0,08    | 0,08    | 0,12    | 0,10    |
| 2280      | 0,03    | 0,02    | 0,06    | 0,08    | 0,07    | 0,11    | 0,09    |
| 2340      | 0,03    | 0,02    | 0,06    | 0,08    | 0,07    | 0,11    | 0,09    |
| 2400      | 0,03    | 0,02    | 0,06    | 0,09    | 0,08    | 0,12    | 0,10    |
| 2460      | 0,03    | 0,02    | 0,06    | 0,08    | 0,08    | 0,12    | 0,10    |
| 2520      | 0,03    | 0,02    | 0,06    | 0,08    | 0,07    | 0,11    | 0,09    |
| 2580      | 0,02    | 0,02    | 0,06    | 0,07    | 0,07    | 0,11    | 0,09    |
| 2640      | 0,02    | 0,02    | 0,06    | 0,08    | 0,07    | 0,11    | 0,09    |
| 2700      | 0,03    | 0,02    | 0,06    | 0,09    | 0,08    | 0,12    | 0,10    |
| 2760      | 0,03    | 0,03    | 0,08    | 0,10    | 0,09    | 0,15    | 0,12    |
| 2820      | 0,04    | 0,03    | 0,09    | 0,12    | 0,11    | 0,18    | 0,15    |
| 2880      | 0,05    | 0,05    | 0,12    | 0,16    | 0,15    | 0,23    | 0,19    |
| 2940      | 0,05    | 0,04    | 0,11    | 0,15    | 0,13    | 0,21    | 0,17    |
| 3000      | 0,04    | 0,03    | 0,09    | 0,12    | 0,11    | 0,17    | 0,14    |
| RMS       | 58,79   | 30,52   | 35,23   | 52,30   | 32,51   | 96,32   | 37,79   |
| DHTi(%)*  | 42,54   | 151,68  | 104,42  | 239,74  | 236,75  | 723,53  | 411,41  |

\*DHTi(%): Distorção harmônica total de corrente (Sistema elétrico operando na pior contingência).

A

Tabela 8 apresenta um comparativo entre os resultados dos softwares.

**Tabela 8 – Comparativo entres as correntes RMS e DHTi dos filtros.**

| Filtros Harmônicos Passivos | $I_{RMS}$ (A) | DHTi(%)<br>Power Quality Filter | $I_{RMS}$ (A) | DHTi(%)<br>HARMZS |
|-----------------------------|---------------|---------------------------------|---------------|-------------------|
| 2h                          | 52,65         | 9,14                            | 58,79         | 42,54             |
| 3h                          | 17,66         | 50,16                           | 30,52         | 151,68            |
| 4h                          | 23,95         | 30,40                           | 35,23         | 104,42            |
| 5h                          | 31,38         | 132,24                          | 52,30         | 239,74            |
| 6h                          | 13,80         | 58,96                           | 32,51         | 236,75            |
| 7h                          | 23,53         | 156,98                          | 96,32         | 723,53            |
| 8h                          | 9,95          | 63,74                           | 37,79         | 411,41            |

Observa-se na

Tabela 8, que a distorção harmônica total de corrente (DHTi%) dos filtros de 2<sup>a</sup>, 3<sup>a</sup>, 4<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup>, 6<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup> e 8<sup>a</sup> ordem calculados pelo software HAMZS é muito superior que os resultados do software Power Quality Filter, em virtude do mesmo contemplar o pior cenário de contingência para atendimento aos requisitos do ONS.

As simulações computacionais requeridas para o atendimento de todos os requisitos do procedimento de rede contemplam as piores situações possíveis de operação em modo contingencial, ou seja, emergência. A diferença mostrada nos valores de suportabilidade dos filtros de harmônicos recomendados para o atendimento dos indicadores entre a situação normal e a situação degradada de operação do sistema elétrico conduzem a construção de equipamentos muito grandes e com valor muito elevado, o que demanda uma maior interação entre empresas de engenharia, investidores e fabricantes de equipamentos na busca de soluções alternativas que evitem o exposto acima.

## 6 - CONCLUSÃO

O presente artigo apresentou uma abordagem sobre os resultados emitidos por dois softwares de fluxo de harmônicos distintos (HARMZ e PQF) no que tange ao conteúdo harmônico a ser drenado por filtros harmônicos passivos sintonizados em condições operativas diferenciadas (sistema degradado e sistema normal, respectivamente) visando evidenciar o impacto final sobre o tamanho e os custos dos equipamentos de mitigação harmônicas.

O conteúdo harmônico a ser drenado impacta diretamente no tamanho físico dos reatores e capacitores, espaço físico para montagem final do equipamento, viabilidade econômica e operação dos equipamentos.

Para mitigar o espaço físico e reduzir aos custos de implantação da solução ofertada, recomenda-se algumas ações que já foram adotadas e podem ajudar são:

- a) O aumento da potência dos filtros de harmônicos, principalmente daqueles que tem uma maior drenagem de corrente, melhora a relação entre corrente harmônica e corrente fundamental e também reduz o tamanho dos reatores (menor indutância);
- b) A utilização de uma sintonia não inteira, por exemplo 4,9a ordem no lugar de uma sintonia na 5ª ordem é uma alternativa para reduzir a distorção harmônica total de corrente no filtro, desde que isto não venha a afetar a distorção harmônica de tensão desejada na barra de conexão com a rede básica.
- c) Outra solução já adotada para a redução da suportabilidade e tamanho dos filtros de harmônicos em condição operativa degradada, ou seja, em contingência é a redução da quantidade de aerogeradores durante a contingência, após uma análise do custo versus benefício desta redução.

Todas estas ações demandam um trabalho conjunto entre as empresas geradoras, as empresas de engenharia e os fabricantes de equipamentos. Os fabricantes devem ter condição de simular, discutir e definir em conjunto com os envolvidos as melhores soluções técnicas para cada caso analisado.

A fabricação dos equipamentos apenas baseada no parecer de acesso pode comprometer não são os custos de fabricação, mas também no funcionamento, operação e proteção dos equipamentos de compensação reativa, pois chegam a considerar conteúdos harmônicos muito superiores as correntes fundamentais dos equipamentos.

## 7 - REFERÊNCIAS

- [1] Operador Nacional do Sistema Elétrico, Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão.
- [2] Operador Nacional do Sistema Elétrico, Submódulo 2.9 – Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica.
- [3] Site: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>

[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico, Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos.



TELEFONE

Adm +55 16 3303-1850  
Com +55 16 3303-1888



ENDEREÇO

Av. Manuel de Abreu,  
2445 / Araraquara-SP



EMAIL

reativos@bree.com.br



## Laboratório de Calibração de Anemômetros do ISI-ER

**Leonardo de Lima Oliveira<sup>1</sup>, Caio Graco Lopes Alves<sup>1</sup>, Antônio Marcos de Medeiros<sup>1</sup>, Ricardo Reis Costa<sup>2</sup>**

1 Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis (ISI-ER)  
Av. Capitão-Mor Gouveia, 2770 - Lagoa Nova, Natal – RN, Brasil

2 FanTR – TECHNOLOGY RESOURCES  
Waldomiro Corrêa de Camargo, km 53,7 – Itu – SP, Brasil

[leonardooliveira@isi-er.com.br](mailto:leonardooliveira@isi-er.com.br), [caiograco@isi-er.com.br](mailto:caiograco@isi-er.com.br), [ammedeiros@isi-er.com.br](mailto:ammedeiros@isi-er.com.br),  
[rcosta@fantr.com](mailto:rcosta@fantr.com)

### RESUMO

O grande crescimento do uso da energia eólica como fonte de produção elétrica no Brasil é notório. O país conta com mais de 500 parques em operação comercial, com destaque para a região nordeste, a qual possui mais de 85 % da capacidade brasileira instalada. Exigências de órgãos regulatórios e políticos determinam a instalação de estações anemométricas, com pelo menos três anemômetros instalados em alturas diferentes, para cada parque eólico instalado. Estes anemômetros precisam ser calibrados, de 3 em 3 anos, por instituição acreditada por norma ISO/IEC 17025. O Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis está comissionando um Laboratório de Calibração de Anemômetros para atendimento da demanda de calibração dos parques em operação, bem como nas atividades de pesquisa e desenvolvimento aplicada. O presente trabalho apresenta alguns parâmetros de projeto do túnel de vento que equipará o laboratório, e resultados dos primeiros teste de comissionamento, avaliando a qualidade do escoamento gerado pelo mesmo. Os testes apresentaram resultados com níveis aceitáveis pela norma vigente.

**Palavras-chave:** Calibração de anemômetros, Túnel de vento, Estações anemométricas



## ABSTRACT

The great growth in the use of wind energy as a source of electrical production in Brazil is notorious. The country has more than 500 parks in commercial operation, with emphasis on the northeast region, which has more than 85% of the installed Brazilian capacity. Requirements from regulatory and political bodies determine the installation of anemometric stations, with at least three anemometers installed at different heights, for each installed wind farm. These anemometers need to be calibrated, every 3 years, by an institution accredited by ISO/IEC 17025. The SENAI Institute for Innovation in Renewable Energies is commissioning an Anemometer Calibration Laboratory to meet the demand for the calibration of the parks in operation, as well as in applied research and development activities. The present work presents some design parameters of the wind tunnel that will equip the laboratory, and results of the first commissioning tests, evaluating the quality of the flow generated by it. The tests showed results with levels acceptable by the current standard.

**Keyword:** Anemometer calibration, Wind tunnel, Anemometric stations



## 1. INTRODUÇÃO

Com o crescimento do setor eólico no Brasil, de acordo com (ABEEÓLICA, 2019), o país possui um total de 619 parques eólicos em operação, somando uma capacidade instalada de 15,4 GW, até o mês de dezembro de 2019, representando 9% da matriz energética brasileira. A região nordeste representa 86,52 % da capacidade instalada referente aos parques operando comercialmente, e o RN é o estado com maior potencial instalado no Brasil (27,02 %) e o segundo maior número de parques (154 – 24,88 %).

Os parques instalados no Brasil seguem as exigências determinadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), juntamente com o Ministério de Minas e Energia (MME). De acordo com a nota técnica nº EPE-DEE-RE-057 (EPE, 2014), todo e qualquer parque eólico vencedor de leilão, independente da capacidade a ser instalada ou área a ser ocupada, deve instalar dentro de sua área uma estação para medições anemométricas e climáticas.

Segundo o documento supracitado, a estação deve possuir no mínimo 03 (três) anemômetros de copos, espalhados em alturas diferentes, e estes devem ser calibrados, por instituição acreditada MEASNET (Measuring Network of Wind Energy Institutes) no momento de sua instalação na estação. Ainda na vigência de operação do parque eólico, o anemômetro de topo, instalado na mesma altura de hub dos aerogeradores do parque, deve ser recalibrado a cada 36 meses por uma instituição acreditada MEASNET, enquanto que os demais devem ser recalibrados, respeitando o mesmo período, por laboratório acreditado de acordo com a norma (ABNT, 2017) ou MEASNET.

De acordo com a Rede Brasileira de Calibrações (RBC – [inmetro.gov.br/laboratórios/rbc](http://inmetro.gov.br/laboratórios/rbc)), no momento, somente 2 laboratórios são acreditados no Brasil, segundo a (ABNT, 2017) para a calibração de anemômetros de copos, sendo estes instalados nos estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.

Com a grande representação de números de capacidade instalada e de parques eólicos na região nordeste e no estado do RN, o Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis (ISI-ER) assumiu o compromisso da construção e acreditação de um túnel de vento para compor um Laboratório de Calibração de Anemômetros para atendimento da demanda de calibração dos parques eólicos brasileiros, além de atividades referentes à pesquisa e desenvolvimento.



## 2. FUNDAMENTOS DE TÚNEIS DE VENTO

De acordo com (CATTAFESTA; BAHR; MATHEW, 2010), o projeto de túnel de vento deve contar com um grupo de parâmetros afim de se controlar as características aerodinâmicas de escoamento que se deseja alcançar, bem como dos tipos de testes que serão realizados nele.

O túnel de vento pode ser projetado em dois tipos quanto a estrutura do circuito de escoamento desejado: circuito fechado ou aberto (Figura 1). Um túnel de circuito aberto se utiliza do ar do ambiente para o seu escoamento, injetando ar por um dos seus lados, e expelindo pelo lado contrário. Geralmente, esse tipo de túnel possui menores custos de fabricação, e ainda ocupam menor espaço físico. Em desvantagem, existe a necessidade de um maior condicionamento de fluxo para se atingir a mesma qualidade de escoamento (estabilidade, uniformidade e nível de turbulência) em comparação com um túnel de circuito fechado, e dependendo do seu local de instalação, sua operação pode ficar refém dos parâmetros de temperatura, pressão e densidade do ambiente.

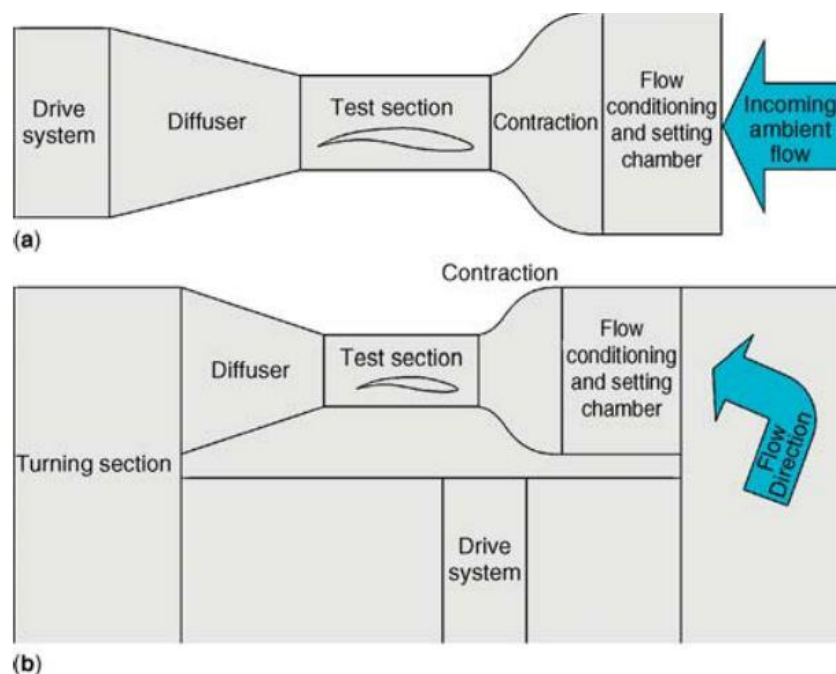


Figura 1 – Tipos de estrutura de circuito de túneis de vento. a) circuito aberto e b) circuito fechado.

Fonte: (CATTAFESTA; BAHR; MATHEW, 2010)



Um túnel de circuito fechado possui maiores custos de construção, mas menores custos de operação, quando comparado com circuitos abertos. Uma vez fechado, esse tipo de circuito opera com condições controladas de escoamento, sem depender dos parâmetros da atmosfera, e ainda é possível de se atingir a qualidade desejada do escoamento gerado com menor perda de carga. Por ser fechado, o contínuo escoamento do fluido carrega calor dentro do túnel, aumentando sua temperatura, assim se vê necessário de climatização do local onde o túnel de circuito fechado for instalado, visando controle de temperatura do local de instalação. A mudança de temperatura do escoamento provoca uma mudança na pressão dinâmica do fluxo, que é função da densidade do ar e, conseqüentemente, influenciada pela temperatura, umidade e pressão atmosférica local. A pressão dinâmica na seção de testes é medida com os Tubos de Pitot, sendo a velocidade calculada a partir dos valores de densidade instantânea, portanto isenta de variações. Uma variação na densidade do ar, no entanto, não provoca mudanças na vazão produzida pelo ventilador em rotação constante e, conseqüentemente, na velocidade do fluxo da seção de testes. Dessa forma, a variação de densidade no interior do túnel de vento não compromete a estabilidade da velocidade na seção de testes. Essa propriedade aerodinâmica foi confirmada por meio dos testes de estabilidade de velocidade de fluxo propostos pela IEC 61400.

Dependendo da necessidade no teste em túnel, particulado sedimentar é utilizado para visualização do escoamento gerado. Para túneis de circuito fechado, uma menor quantidade particulada é necessária para visualização, ainda que o seu despejo nesse caso seja mais dificultado, comparado com um túnel de circuito aberto.

O modo como o fluido de trabalho é forçado dentro do túnel é outro parâmetro fundamental de projeto. Dois tipos de sistemas são mais comuns: sistema de compressor ou ventilador. Escoamentos movidos a ventilador podem ser acionados por eixo ou correia, necessitam de maiores custos para atingir maiores diferença de pressão e são mais utilizados para testes com menores velocidades de escoamento. Uma vantagem com relação ao sistema de compressor, é a possibilidade de operação contínua, uma vez que compressores comuns não conseguem suprir um fluxo de massa constante ao teste, limitando sua duração, dependendo da pressão inicial, volume do tanque de armazenamento e da vazão mássica desejada.

Quanto ao regime de escoamento, o túnel de vento é classificado pelo número de Mach, o qual corresponde à razão entre a velocidade de escoamento do fluido e a velocidade do som, sendo classificados em fluxos supersônicos ( $M > 1$ ), subsônicos ( $M < 1$ ) ou sônicos ( $M \sim 1$ ).



Escoamentos supersônicos exigem altos custos energéticos, bem como geram a necessidade de reforço das paredes do equipamento, uma vez que com as altas velocidades e diferenças de pressão são produzidos altos níveis de carregamentos mecânicos dentro do túnel. Escoamentos transsônicos podem proporcionar valores supersônicos em torno do protótipo em teste dependendo de sua geometria, mas em sua maioria e na seção de testes, valores subsônicos são alcançados. Para escoamentos subsônicos, a demanda energética é bem menor, em comparação com os outros dois regimes

Além dos parâmetros de projetos descritos anteriormente, as qualidades das propriedades de escoamento atingidas dentro da seção de teste de um túnel de vento podem depender do uso de equipamentos acessórios instalados visando alcançar níveis definidos de uniformidade, estabilidade e turbulência.

Segundo (NORDIN et al., 2012), condicionadores de fluxo são utilizados para quebrar vórtices de grande escala e alinhar o escoamento, diminuindo a intensidade de turbulência, e deixando o escoamento mais uniforme em todas as direções. Normalmente são telas ou colmeias feitas de fios de metal arranjados de forma circular, retangular ou hexagonal. (BRADSHAW, 1979) afirmam que condicionadores de fluxo devem ser usados em pares, em uma distância tal a queda de pressão estática resultada do encontro do escoamento com a primeira tela/colmeia seja totalmente recuperada antes do mesmo encontrar a próxima tela/colmeia. Ele afirma ainda que devem ser evitados ângulos de desalinhamento entre o escoamento e a colmeia maiores que  $10^\circ$  a fim de se evitar a ocorrência de estol e, conseqüentemente, grandes níveis de perda de carga.

A combinação de colméia e tela é requerida para uma maior qualidade do fluxo. As colméias tem por objetivo remover a turbulência lateral do fluxo, mas por vezes transferem essa energia para o sentido axial, aumentando a turbulência nessa direção. As telas instaladas após a colméia, dissipam a turbulência axial.

Uma seção de contração é instalada entre a câmara de tranquilização e a entrada da seção de testes, visando homogeneização, aceleração e alinhamento do fluxo na mesma. Segundo (CATTAFESTA; BAHR; MATHEW, 2010), os parâmetros que mais influenciam o nível final de intensidade de turbulência no fluxo, por parte de uma contração, são o seu comprimento e a sua forma. (BRADSHAW, 1979) afirmam que pode-se evitar descolamento do fluxo, nas paredes da contração, projetando-a em formato mais alongado, mas essa escolha aumentaria os custos e comprimento do túnel.



Na saída da seção de testes geralmente é instalado um difusor, o qual exerce o trabalho de recuperação de pressão estática e redução de cargas no sistema de movimentação do túnel (compressor ou ventilador). Essa recuperação é alcançada pela desaceleração do fluxo, conseqüente do gradual aumento da área da seção perpendicular ao escoamento no sentido do fluxo. (BRADSHAW, 1979) afirma que o fluxo através de um difusor depende da sua geometria, a qual é definida pela razão de área, ângulo do difusor, contorno de parede e formas de suas seções perpendiculares.

Aletas de curva são utilizadas para direcionamento do fluxo em esquinas existentes no caminho de escoamento do túnel de vento. Geralmente são mais utilizadas em túneis de circuito fechado, devido seu projeto. Segundo (BRADSHAW, 1979) a distância entre as aletas e a corda são fatores importantes de projeto para esse tipo de dispositivo.

### 3. CALIBRAÇÃO DE ANEMÔMETROS

De acordo com o anexo F da norma (IEC, 2017), a calibração de anemômetros utilizados para prospecção ou operação em energia eólica deve ser conduzida por testes em túneis de vento. O laboratório responsável pelas calibrações, bem como todos os instrumentos, sistemas de aquisição e transdutores envolvidos no processo, devem ser acreditados de acordo com a norma (ABNT, 2017).

Segundo procedimento, a calibração deve ser realizada com o acréscimo e decréscimo de velocidade de escoamento, dentro do range de 4 a 16 m/s, considerando intervalo de 1 m/s ou menor. A frequência de amostragem adotada deve ser de pelo menos 1 Hz e o intervalo de amostragem deve durar no mínimo 30 s. Antes da coleta de dados em cada ponto de calibração, a estabilidade de escoamento deve ser garantida, por procedimento explicado mais adiante.

Para o cálculo da velocidade na posição do anemômetro, a densidade deve ser calculada com base na temperatura média do túnel, umidade relativa e pressão barométrica. Os cálculos da densidade e velocidade são apresentados pela Eq. 1 e Eq. 2 respectivamente.

$$\rho = \frac{1}{T} \left( \frac{B}{R_0} - \varphi P_w \left( \frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad \text{Eq. 1}$$

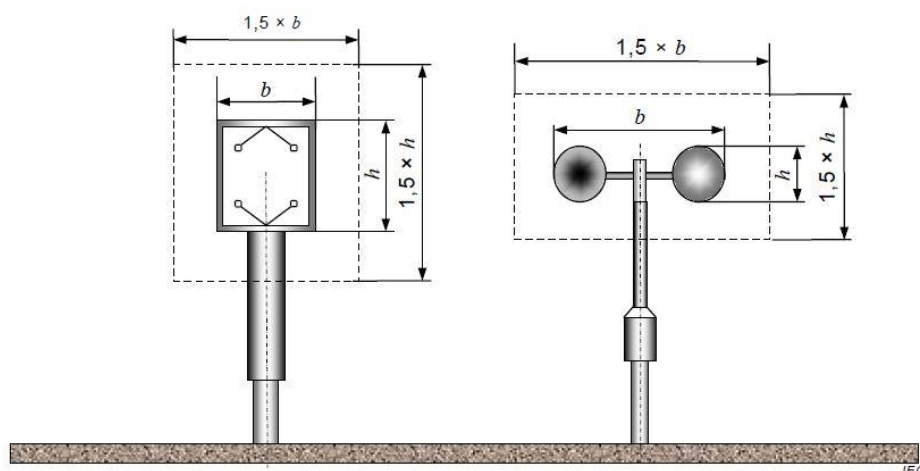
Onde  $\rho$  é a densidade [Kg/m<sup>3</sup>],  $T$  é a temperatura absoluta [K],  $B$  é a pressão barométrica [PA],  $\varphi$  é a umidade relativa [adimensional, de 0 a 1],  $R_0$  é a constante de gases para ar seco [287,05 J/KgK],  $R_w$  é a constante de gases para vapor de água [461,5J/KgK] e  $P_w$  é a pressão de vapor [Pa].

$$\bar{v} = f(k_b, k_i, k_p, \bar{v}_p, \dots) a k_c \frac{1}{n} \sum_n \sqrt{\frac{2\Delta P_{ref,i}}{\rho}} \quad \text{Eq. 2}$$

Onde  $a$  é o coeficiente do pitot utilizado para medição de velocidade de referência,  $k_c$  é o fator de calibração do túnel de vento,  $\bar{v}$  é a velocidade média na posição do anemômetro em teste,  $n$  é o número de dados adquiridos dentro do intervalo de amostragem para o ponto de calibração e  $f(k_b, k_i, k_p, \bar{v}_p, \dots)$  é a função de correção devido a interferência entre o anemômetro e o seu porte e o escoamento de vento.

A norma citada ainda exige requerimentos referentes ao túnel de vento utilizado para as calibrações, afim de garantir alta qualidade de escoamento para o procedimento. A razão de bloqueio é um dos parâmetros avaliados, sendo este referente à razão da área projetada do anemômetro em teste, incluindo a área projetada do suporte de instalação utilizado, e a área total da seção de testes. A razão de bloqueio não pode ser maior do que 0,05 para qualquer tipo de seção de testes (aberta ou fechada).

Para garantir que o escoamento seja uniforme em todas as direções dentro da seção de testes, a norma sugere medição, utilizando sensores de velocidade (anemômetros de fio quente ou tubos de pitot), em dois pontos diferentes, na direção longitudinal, vertical e transversal. Neste teste a velocidade média deve ser calculada durante 5 minutos, e os pontos de medição, de ambos os medidores, e em todas as direções, devem estar dentro volume de medição correspondente ao volume de medição do anemômetro com uma margem de 50 % em todas as direções (Figura 2). Considerando todas as direções, para as velocidades de 4, 8, 12 e 16 m/s a diferença máxima entre os dois pontos de medição não pode ser maior que 0,2 %.



**Figura 2 – Volume de medição para o teste de uniformidade do escoamento. Fonte: IEC 61400-12-1:2017.**

A estabilidade do escoamento é outro parâmetro avaliado. Se 10 médias de velocidade de 30 s, consecutivas, estiverem dentro de um erro de 0,5 %, o escoamento pode ser considerado estável o suficiente para a calibração.

A sensibilidade quanto a gradientes horizontais é um fator que pode afetar medições realizadas por anemômetros em campanhas de medição. Assim, a norma sugere a checagem deste parâmetro utilizando 2 tubos de pitot idênticos, instalados com suas cabeças na posição exata onde os copos do anemômetro em teste atravessariam com seu giro. Dentro de um intervalo de 5 minutos de medição dados de velocidade são adquiridos, e ao final, uma regressão linear entre as pressões dinâmicas dos dois tubos de pitot deve ser calculada. Dentro deste período a diferença entre as velocidades de vento calculadas deve ser menor do que 0,2 %.

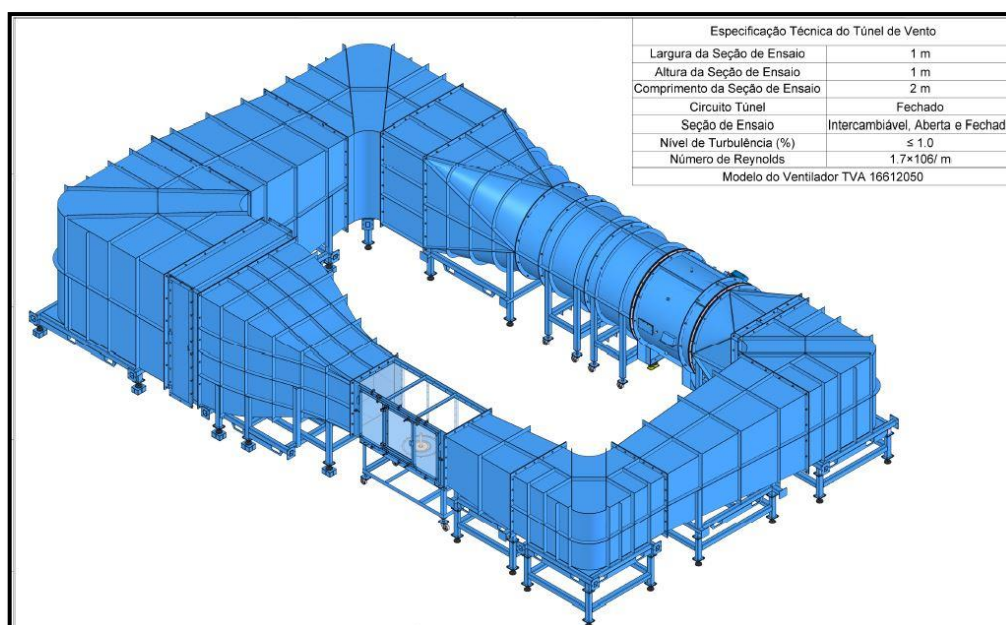
A intensidade de turbulência axial é testada na posição de instalação do anemômetro a ser calibrado, utilizando um sensor com taxa de amostragem de pelo menos 20 Hz, para as velocidades de 7, 10 e 13 m/s. O teste deve possuir duração de 60 s, a intensidade de turbulência não deve ser maior do que 2 % para cada um dos pontos de medição.

O setup de calibração do laboratório deve ser testado utilizando o anemômetro padrão como referência. O desvio padrão e o máximo desvio da saída do anemômetro padrão, dentro do range de calibração (4 a 16 m/s), não devem ser maiores que 0,2 e 0,6 %, respectivamente.

A norma ainda trata da análise de incerteza da calibração, informando todos os fatores os quais devem ser levados em consideração, e como tratar a incerteza inserida em cada um deles.

#### 4. TÚNEL DE CALIBRAÇÃO DO ISI-ER

O túnel de vento do Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis, foi projetado e instalado pela empresa FanTR, com objetivo de calibração de anemômetros e de uso para pesquisa e desenvolvimento. A Figura 3 apresenta o desenho esquemático do projeto final do Túnel.



**Figura 3 – Projeto final do túnel de vento do ISI-ER.**

O túnel possui, aproximadamente, 13 m de comprimento, na direção longitudinal de escoamento do fluxo, e aproximadamente 8 m na direção perpendicular ao fluxo. A seção de teste tem uma estrutura de 1 m x 1 m de área transversal e 2 m de comprimento no sentido do fluxo. A seção de teste possui formato intercambiável, podendo ser alterada para testes em aberto ou fechada, dependendo da demanda da análise em questão. A Figura 4 e a Figura 5 apresentam avaliações de simulações em CFD (Dinâmica dos Fluidos Computacional) do projeto do túnel de vento.

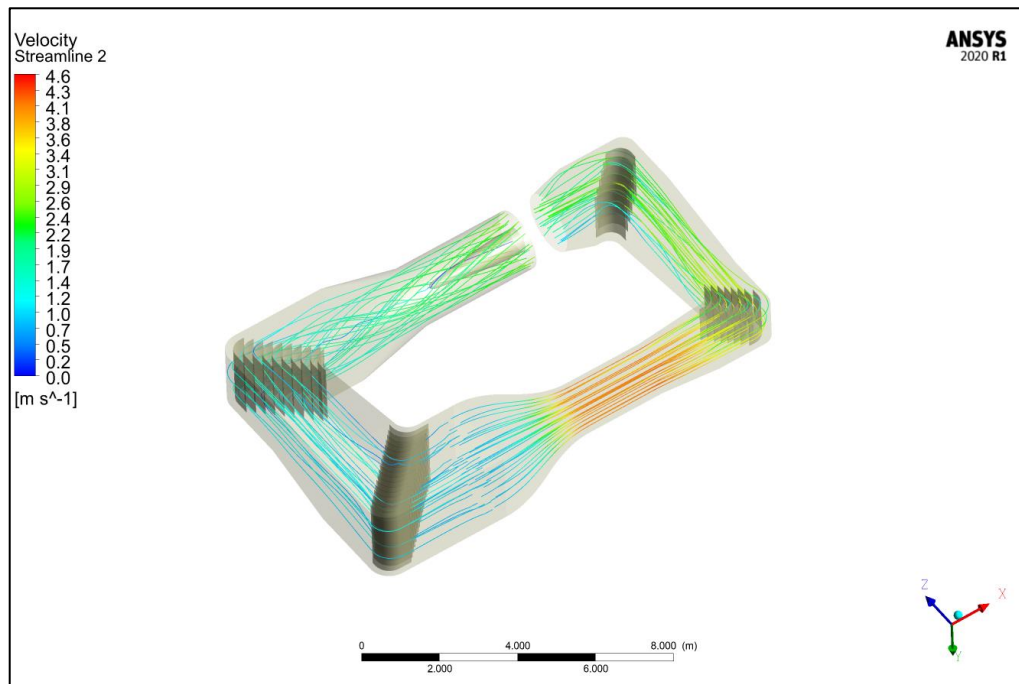


Figura 4 – Avaliação em CFD do escoamento da qualidade do escoamento do túnel de vento do ISI-ER.

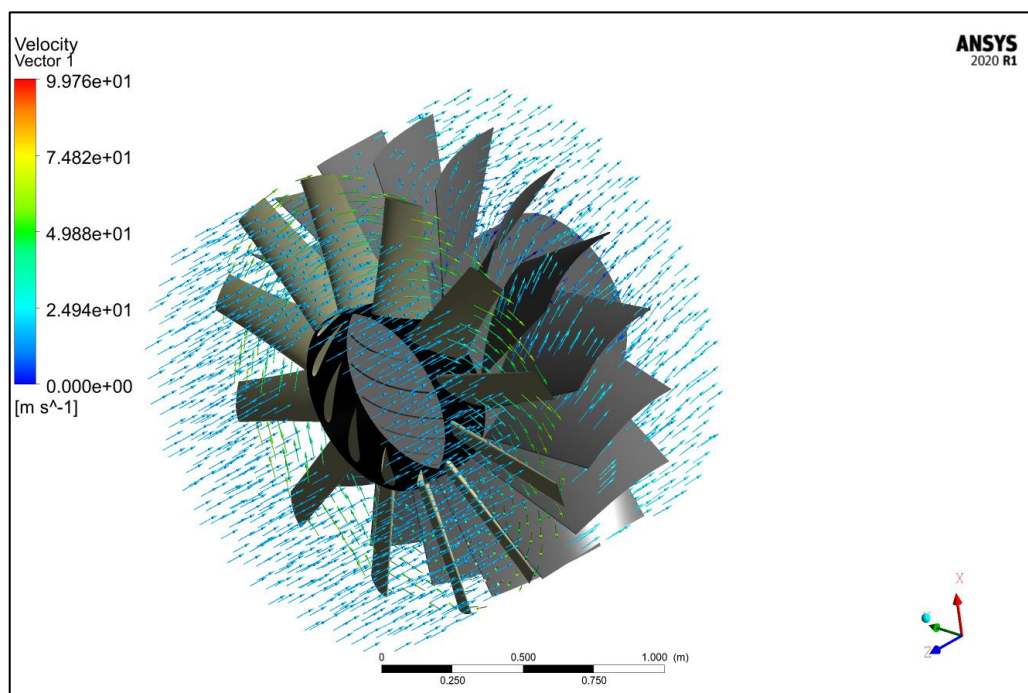


Figura 5 – Avaliação em CFD do projeto de ventilador, escolhido para o túnel de vento do ISI-ER.



O sistema de movimentação do fluxo de ar escolhido foi do tipo ventilação, com 1,7 m de diâmetro, o qual utiliza um motor elétrico de 50 cv para seu acionamento, e pode proporcionar um range de velocidades de escoamento entre 4 a 27 m/s, garantindo assim a faixa de calibração exigida pela norma (IEC, 2017).

O túnel já se encontra montado nas instalações do ISI-ER, mas ainda está em processo de comissionamento. As imagens a seguir (Figura 6 e Figura 7) apresentam registros de instalação do túnel de vento.



**Figura 6 – Registro da montagem do túnel de vento nas instalações do ISI-ER.**



**Figura 7 – Sistema de ventilação utilizado no túnel de vento do ISI-ER.**

Alguns testes foram realizados, afim de avaliar se a qualidade de escoamento alcançado pelo projeto total do túnel atinge as exigências feitas pelo anexo F da norma (IEC, 2017).

Os testes realizados até o momento foram o de estabilidade do escoamento e de intensidade de turbulência. Para tanto, foram utilizados os seguintes materiais:

- a) Anemômetro ultrassônico 3D GILL (taxa de aquisição de 20 Hz);
- b) Conversor Serial/USB RS485 – NOVUS;
- c) Fonte de energia 220 VCA/ 24 VCC;
- d) Transmissor de pressão diferencial SETRA (+/- 2,5" W.C. – Precisão de 0,07 %);
- e) Computador Windows 10 (NI LabVIEW 2016 + Drivers VISA/DAQmx17.1);
- f) Sistema de aquisição NI-cDAQ-9188;
- g) Sistema de aquisição NI-módulo 9207 (500 Hz).

#### **4.1. INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA**

O teste de intensidade de turbulência foi realizado como descrito no item 3 deste trabalho, para as velocidades de 7, 10 e 13 m/s. A Figura 8 representa a instalação do anemômetro ultrassônico na seção de testes do túnel.



**Figura 8 – Anemômetro ultrassônico instalado na seção de testes para realização das avaliações da qualidade do escoamento.**

A intensidade de turbulência é calculada pela Eq. 3 a seguir:

$$IT = \frac{u'}{U} \quad \text{Eq. 3}$$

Onde  $IT$  é a intensidade de turbulência calculada,  $U$  é o valor médio de módulo de velocidades medidos durante o teste e  $u'$  é o valor rms (root mean square) das velocidades medidas. Os resultados são apresentados pela Tabela 1 a seguir, sendo possível observar que para todas as velocidades, a intensidade de turbulência resultante é menor do que 1 %, enquanto que a norma (IEC, 2017) exige valores menores do que 2 %.

**Tabela 1 – Resultados do teste de intensidade de turbulência do escoamento gerado pelo túnel de vento.**

| Turbulência para 7 m/s  |         |             |
|-------------------------|---------|-------------|
| Média Calculada (m/s)   | RMS     | Turbulência |
| 7,1379                  | 7,1446  | 0,0935%     |
| Turbulência para 10 m/s |         |             |
| Média Calculada (m/s)   | RMS     | Turbulência |
| 10,0551                 | 10,0571 | 0,0204%     |
| Turbulência para 13 m/s |         |             |
| Média Calculada (m/s)   | RMS     | Turbulência |
| 13,0674                 | 13,0674 | 0,0001%     |

## 4.2. ESTABILIDADE DO ESCOAMENTO

O teste de estabilidade do escoamento também seguiu as recomendações da norma (IEC, 2017), sendo levadas em consideração as velocidades de 4, 8, 10 e 13 m/s, respeitando as 10 medições para cada uma delas. A Tabela 2 a seguir apresenta os resultados obtidos para cada velocidade de escoamento. É possível observar que, para todas as velocidades, a diferença entre os pontos medidos e a média resultada em cada teste ficou menor do que 0,5 %, sendo possível considerar o escoamento do túnel como estável, de acordo com a norma (IEC, 2017).

**Tabela 2 - Resultados do teste de estabilidade do escoamento gerado pelo túnel de vento.**

| Velocidade de 4 m/s  |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
|----------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
|                      | Ponto 01 | Ponto 02 | Ponto 03 | Ponto 04 | Ponto 05 | Ponto 06 | Ponto 07 | Ponto 08 | Ponto 09 | Ponto 10 |
| Médias obtidas (m/s) | 4,046    | 4,065    | 4,055    | 4,042    | 4,045    | 4,067    | 4,062    | 4,068    | 4,069    | 4,055    |
| Média geral (m/s)    | 4,057    |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
| Estabilidade (%)     | -0,29    | 0,18     | -0,05    | -0,37    | -0,31    | 0,23     | 0,13     | 0,25     | 0,28     | -0,06    |
| Velocidade de 8 m/s  |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
|                      | Ponto 01 | Ponto 02 | Ponto 03 | Ponto 04 | Ponto 05 | Ponto 06 | Ponto 07 | Ponto 08 | Ponto 09 | Ponto 10 |
| Médias obtidas (m/s) | 8,109    | 8,089    | 8,072    | 8,095    | 8,069    | 8,074    | 8,089    | 8,073    | 8,067    | 8,114    |
| Média geral (m/s)    | 8,085    |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
| Estabilidade (%)     | 0,29     | 0,05     | -0,17    | 0,12     | -0,19    | -0,14    | 0,04     | -0,15    | -0,22    | 0,36     |
| Velocidade de 10 m/s |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
|                      | Ponto 01 | Ponto 02 | Ponto 03 | Ponto 04 | Ponto 05 | Ponto 06 | Ponto 07 | Ponto 08 | Ponto 09 | Ponto 10 |
| Médias obtidas (m/s) | 10,042   | 10,039   | 10,042   | 10,043   | 10,041   | 10,045   | 10,04    | 10,046   | 10,043   | 10,043   |
| Média geral (m/s)    | 10,042   |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
| Estabilidade (%)     | 0,00     | 0,03     | 0,00     | 0,01     | -0,02    | 0,02     | -0,02    | 0,04     | 0,00     | 0,01     |
| Velocidade de 13 m/s |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
|                      | Ponto 01 | Ponto 02 | Ponto 03 | Ponto 04 | Ponto 05 | Ponto 06 | Ponto 07 | Ponto 08 | Ponto 09 | Ponto 10 |
| Médias obtidas (m/s) | 13,044   | 13,046   | 13,045   | 13,048   | 13,049   | 13,049   | 13,045   | 13,044   | 13,047   | 13,045   |
| Média geral (m/s)    | 13,046   |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
| Estabilidade (%)     | -0,02    | 0        | -0,01    | 0,02     | 0,02     | 0,02     | -0,01    | -0,02    | 0,01     | -0,01    |



### 4.3. PARTICIPAÇÃO EM PROGRAMA INTERLABORATORIAL

O Laboratório de Energia Eólica do ISI-ER participou, no ano de 2020, do Programa Interlaboratorial em Anemometria, para calibrações de anemômetros de copos, considerando a faixa de velocidade de 4 m/s a 16 m/s.

O programa consistiu na calibração de um anemômetro THIES CLIMA FIRST CLASS, do modelo 4.3351.10.000. Cinco laboratórios participaram do programa sendo estes: Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis – ISI-ER, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - INMETRO, UNIMETRO, M&M Instrumentação / UECE e o Instituto de Pesquisa Tecnológicas – IPT . O IPT foi escolhido como o organizador e coordenador do programa.

O programa teve duração entre as datas de 21/09/2020 até 15/10/2020 e as calibrações no túnel de vento do ISI-ER ocorreram entre as datas de 07/10/2020 e 09/10/2020. O túnel de vento, juntamente com toda instrumentação de medição do ISI-ER obteve resultado satisfatório com as suas calibrações no programa, atingindo um erro normalizado máximo de 0,32 (para a velocidade de 16 m/s).

Em análise comparativa com os outros laboratório participantes, o erro relativo, diferença calculada entre a velocidade de referência para a calibração (velocidade imposta pelo túnel e medido pelo instrumento de referência) e a velocidade calculada pelo sinal do anemômetro em calibração (juntamente com os coeficiente de *slope* e *offset* resultantes da calibração), alcançado pelo ISI-ER teve em média valor igual a 0,01 m/s, enquanto que a média dos erros relativos alcançado pelos outros participantes foi também de 0,01 m/s.



## 5. CONCLUSÕES

Devido a grande demanda de calibração de anemômetros de copos de parques eólicos em operação, existente no Brasil, e mais precisamente no nordeste, juntamente com o compromisso de atuação em pesquisa e desenvolvimento na área de energia eólica, o Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis está comissionando um laboratório de calibração de anemômetros, o qual conta com um túnel de vento, projetado e instrumentado para realizar calibrações de acordo com a norma (IEC, 2017).

O trabalho apresenta um estado da arte referente a calibração de anemômetros de copo, juntamente com os principais parâmetros de projeto levados em consideração no design de túneis de vento.

O túnel de vento do ISI-ER já se encontra instalado no local onde será o laboratório e atualmente se encontra em comissionamento. Já foram realizados dois testes, previstos por norma, afim de avaliar a qualidade do escoamento gerado pelo túnel. Em ambos os testes, escoamento resultante do túnel se mostrou satisfatório, obedecendo os níveis exigidos pela norma.

Em 2020, o túnel de vento do ISI-ER participou de um programa de interlaboratorial de anemometria, para calibrações na faixa entre 4 m/s e 16 m/s, atingindo resultados satisfatórios para toda a faixa avaliada e erros relativos de calibração em nível de igualdade com os outros participantes.



## 6. REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. **InfoVento nº 14**. . [S.l: s.n.], 2019.

ABNT. **ABNT NBR ISO/IEC 17025: Requisitos gerais para a competência de Laboratórios de Ensaio e Calibração**. . [S.l: s.n.], 2017.

BRADSHAW, R.D. Mehta and P. Design rules for small low speed wind tunnels. **the Aeronautical Journal of the Royal Aeronautical Society**, n. 7, p. 1, 445, 446 & 448, 1979.

CATTAFESTA, Louis; BAHN, Chris; MATHEW, Jose. Fundamentals of Wind-Tunnel Design. **Encyclopedia of Aerospace Engineering**, n. December, 15 dez. 2010. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/9780470686652.eae532>>.

EPE. Leilões de Energia : Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos. **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil) (EPE)**, p. 12, 2014. Disponível em: <[http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-210/Instruções Medições Anemométricas - 2016 r1.pdf#search=Instruções para as medições anemométricas](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-210/Instruções%20Medições%20Anemométricas%20-2016%20r1.pdf#search=Instruções%20para%20as%20medições%20anemométricas)>.

IEC. **IEC 61400: Wind Energy Generation Systems - Part 12-1: Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines**. . [S.l: s.n.], 2017.

NORDIN, Normayati et al. Design and Development of Low Subsonic Wind Tunnel for Turning Diffuser Application. **Advanced Materials Research**, v. 614–615, p. 586–591, dez. 2012. Disponível em: <<https://www.scientific.net/AMR.614-615.586>>.