ISBN: 978-65-00-67877-2

Brazil Windpower Papers

05-06 outubro **/ 22**

Plataforma Digital BWP

ARTIGOS TRABALHOS TÉCNICOS

SUMÁRIO

1. ANÁLISE DE RECURSOS DE VENTO

1.1. Downscaling Estatístico da velocidade do vento usando machine learning no semiárido nordestino brasileiro

1.2. Impacto da disponibilidade de potência na previsão e estimação da geração eólica

1.3. Improving turbulence intensity estimates to decrease wind turbine failure rates

1.4. Modelo de correção das previsões de geração eólica em tempo real

1.5. Análise e complementariedade entre fontes eólica e solar no semiárido nordestino

1.6. Sistema de previsão de geração eólica para o nordeste e sul do Brasil pelo modelo da Tempo Ok e sua adaptação ao mercado de Energia

1.7. Modelo de estimação de geração eólica: Uma proposta no contexto de recursos energéticos distribuídos

1.8. Estudo da relação entre energia natural afluente (ENA) e a geração eólica de sítios no litoral do Nordeste e do Rio Grande do Sul

1.9. Assessment of Turbulence Intensity estimates of floating lidar systems

1.10. Validação das estimativas pré-construção da produção de energia de centrais eólicas no Brasil

Infor
mati
on

2. NOVAS TECNOLOGIAS

2.1. Potencial eólico-fotovoltaico-bess – Estudo de Caso: Bahia

2.2. Adaptative data rate algorithims for LoRaWANs with the mobile endpoints in a wind farm scenario

2.3. Avaliação técnica e econômica georreferenciada do potencial de produção de hidrogênio verde com eólica offshore no Brasil

2.4. Contratação do MUST em Usinas Híbridas Eólico-Solar com armazenamento

2.5. Avaliação do uso do nitrogênio líquido como metodologia de resfriamento do concreto massa para uso de fundações de torres eólicas onshore

2.6. Avaliação de uma central geradora associada, formada pela integração de uma usina fotovoltaica a um parque eólico, na região Sul do Brasil

2.7. Modeling, analysis and simulation of a hybrid multifunctional system applied to wind

2.8. Hibridização de parques eólicos a partir da inserção de planta fotovoltaica e sistema de armazenamento: Estudo de caso no município de casa nova, Bahia

2.9. Análise da operação frente à inserção de usinas eólicas e usinas híbridas eólico-fotovoltaicas no submercado Sudeste/Centro-Oeste

2.10. Projetos de hidrogênio verde ao longo da cadeia de valor

Infor
mati
on

3. REGULAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO

3.1. Análise de garantia física híbrida em plantas hidráulicas e eólicas através de modelos de otimização

3.2. Avaliação de riscos de contratos de energia elétrica através do desenvolvimento de um portfólio de empreendimentos

3.3. Analysis of the brazilian regulatory frameworks for offshore wind energy: a comparative case study with UK and Australia regulation

3.4. Gestão e monitoramento de dados anemométricos como instrumento de mitigação de riscos regulatórios e perda de receita

3.5. Proposta de usina eólica autoprodutora de energia para o oferecimento do lastro energético de uma unidade consumidora do SAAE de Sobral/CE

Infor
mati
on

4. O&M

4.1. Detecção automática de falhas em aerogeradores a partir da aplicação de métodos para identificação de anomalias contextuais de dados de vibração do drive train

4.2. Soluções de filtragem harmônica para complexos eólicos: determinação dos impactos na média tensão

4.3. Detecção da erosão do bordo de ataque de pás e desbalanceamento do rotor de aerogeradores utilizando machine learning

4.4. Impacto da subperformance do sistema de pitch na produção do aerogerador: uma abordagem baseado em dados scada

4.5. Aumento de performance por monitoramento e identificação de paradas indevidas associadas a wind sector management

4.6. Diagnóstico automático de falhas em rolamentos de elementos rolantes usando cancelamento de ruído auto adaptativo e deep learning

4.7. Monitoramento de performance: métodos para a detecção de perda de eficiência em aerogeradores

4.8. Utilização de modelos de machine learning para predição de falhas em rolamentos principais de aerogeradores

4.9. Wind turbine blades surface crack detection

4.10. Comparação de modelos de determinação de análise de causa raiz em turbinas eólicas

Infor
mati
on

5. OFFSHORE

5.1. Eólicas offshore e licenciamento ambiental offshore wind power plants and environmental licensing

5.2. FLOTANT concept: floater design, integrated modelling & global performance

5.3. Prova de conceito de inteligência artificial entre USV e UAV integrados para monitoramento de parque eólico offshore: Estudo de Caso no Grupo Elia, Zeebrugge – Bélgica

5.4. Ferramenta de auxílio à decisão na escolha de portos como base de apoio para instalações de parques eólicos offshore: Estudo de Caso da Região Sudeste brasileira

5.5. Reuso de plataforma de óleo e gás offshore para a produção de hidrogênio verde: um estudo de caso

5.6. Sea Technology

5.7. Abordagem estratégica sustentável para avaliação locacional de Parques Eólicos Offshore e oportunidades da cadeia de valor no Brasil

5.8. Risk Management and Insurance Programs related to offshore wind energy projects

5.9. Avaliação bibliométrica do setor eólico offshore

Infor
mati
on

6. ESG

6.1. A relação entre práticas ESG e futuros impactos socioeconômicos no setor eólico

6.2. Embaixadores de integridade como multiplicadores de governança corporativa nas obras da Elastri Engenharia S.A.

Infor
mati
on

7. MISCELÂNEAS

7.1. Contratação do MUST em usinas híbridas eólico-solar com armazenamento

7.2. Análise determinística na implementação da solução híbrida eólica e solar fotovoltaica

7.3. Análise do potencial de integração entre plataformas de petróleo e fazendas eólicas offshore: Estudo de caso da bacia Potiguar

7.4. Potencial de geração eólica com microturbinas em Cascavel – PR para atendimento de unidades consumidoras de baixa tensão

Infor
mati
on

Brazil Windpower Papers

05-06 outubro **/ 22**

Plataforma Digital BWP

CATEGORIA 1

ANÁLISE DE RECURSOS DO VENTO

DOWNSCALING ESTATÍSTICO DA VELOCIDADE DO VENTO USANDO MACHINE LEARNING NO SEMIÁRIDO NORDESTINO BRASILEIRO

*Arthur Lúcide Cotta Weyll[1], Diogo Nunes da Silva Ramos[1], Thalyta Soares dos Santos[1], Filipe Milani de Souza[1], Mirella Lima Saraiva Araujo[1], Yasmin Kaore Lago Kitagawa[1], Rizzieri Pedruzzi[1], Allan Rodrigues Silva[1], Allan Cavalcante Araujo[1], Marcos Vinicius Almeida Narcisio[1], Márcio de Carvalho[2], William Ramires Pires Bezerra[2], José Bione de Melo Filho[2],Valentin Paschoal Perruci[3], Olga de Castro Vilela[3], Alexandre Carlos Araujo da Costa[3], Alex Alisson Bandeira Santos[1], Davidson Martins Moreira[1], Erick Giovani Sperandio Nascimento[1]**

[1]Campus Integrado de Manufatura e Tecnologia - SENAI CIMATEC. Salvador-BA
[2]Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF. Recife-PE
[3]Centro de Energias Renováveis, Universidade Federal de Pernambuco - CER-UFPE. Recife-PE

erick.sperandio@fieb.org.br

Abstract

Global and regional climate models have made enormous progress in recent decades when it comes to the representing processes and critical phenomena to the study of climate variability, its influence on a local scale and mitigation actions. The increase in spatial resolution and the insertion of climatic variables resulting from the improment in components of the system and the interaction between them are the main responsible for this development. Even so, these models have difficulty capturing events on a regional/local scale, especially in areas with no observed data, whether on temporal or spatial scale. Thus, statistical downscaling techniques have been widely applied in order to improve these results. In this context, the objective of our work was to use data from the Global Data Assimilation System (GDAS) in Machine Learning (ML) models for statistical downscaling of wind speed at 100 meters in Casa Nova, BA. The results found indicated that among all the analyzed techniques, the Machine Learning models showed the best performances for the 9 gridpoints extraction approach, with MSE, RMSE, MAE and Pearson correlation coefficient (r) equal to 2.12 m/s, 1.45 m/s, 1.11 m/s and 0.77, respectively.

Keywords: statistical downscaling, wavelets transforms, machine learning.

1. Introdução

O desenvolvimento de modelos de previsão de tempo e de clima é um dos principais desafios para a comunidade científica, sendo uma das principais ferramentas meteorológicas empregadas para o prognóstico das condições atmosféricas que interessa os variados setores da sociedade moderna, como indústrias, energias renováveis, defesa civil, qualidade do ar, etc. Inicialmente, esses modelos foram desenvolvidos para simular a atmosfera sobre todo o domínio global, mas a partir do progresso tecnológico de poder computacional, o uso destas ferramentas em escalas regionais ou locais tem se tornado possível (Bauer et al., 2015).

Todavia, os modelos climáticos globais (MCG) possuem a capacidade reduzida para capturar processos em escala de subgrade, e as saídas dos modelos ainda é sujeitada a influência de vieses (Xu et al., 2019). Aliado a isso, eles também têm uma habilidade limitada para simular processos hidrológicos e físicos da atmosfera em escala regional (Eum et al., 2020; Lee et al., 2020).

O método de *downscaling* é uma técnica tradicional para simulação ou previsão de informações ambientais (i.e., geográficas, atmosféricas, oceânicas, etc). Seu objetivo é empregar informações de escala global para obter estimativas de variáveis na escala regional/local (com melhor resolução), através de técnicas estatísticas ou dinâmicas. O estatístico transforma as saídas dos modelos para a escala local, determinando a associação entre a variável meteorológica de escala local e a de grande escala. Enquanto o dinâmico, busca resolver explicitamente a física envolvida usando modelos de mesoescala a partir de condições iniciais e de fronteira fornecidas por modelos de escala maior, como modelos de circulação global da atmosfera.

Com o olhar baseado na abordagem estatística, o clima local é influenciado por condicionantes de larga escala, nos quais são medidos aspectos da circulação global (ENOS, El Niño/Oscilação Sul) e particularidades geográficas locais como brisa terrestre/marítima ou vale/montanhas, relevo, uso de solo, dentre outros (Wilby et al., 2004). Nas últimas décadas, foram propostos muitos métodos de redução de escala com diversas aplicações em estudos regionais/locais (Chen et al., 2011; Gaitán et al., 2019; Tavakol-Davani et al., 2013). Apesar dos avanços científicos e tecnológicos na aplicação destas ferramentas, existem limitações importantes presentes que precisam ser consideradas dependendo da finalidade de emprego destes modelos.

Entretanto, a principal vantagem do *downscaling* estatístico em comparação aos modelos dinâmicos é devido a exigência de recursos computacionais, o que colabora a utilização de grande número de MCG. Entretanto, além de necessitar séries extensas de dados locais para as variáveis de interesse, o *downscaling* estatístico fundamenta-se na pressuposição de que a associação entre os preditores e a variável-resposta seja estacionária (i.e., tenha a propriedade de invariância temporal). Esse pressuposto é questionável para cenários de mudanças climáticas de maior magnitude (Wilby et al., 2004).

Para que os modelos regressivos de *downscaling* consigam captar as tendências da variável regressora com maior fidelidade, é fundamental que eles sejam alimentados com características de escala local. Entretanto, alguns trabalhos apontam que informações provenientes de modelos de circulação geral da atmosfera, tanto na escala global ou regional, aprimoram o desempenho dos modelos de *downscaling* estatístico (Hofer et al. 2010; Sauter e Venema 2011; Rolim, 2020).

Portanto, o objetivo deste trabalho foi utilizar informações observacionais compiladas temporal e espacialmente do GDAS e realizar o *downscaling* estatístico baseado em inteligência artificial usando técnicas de *Machine Learning* para a velocidade do vento medido a 100 metros de altura em uma torre anemométrica em Casa Nova, BA.

2. Dados e Métodos

Os dados anemométricos usados neste trabalho foram observados em uma torre anemométrica privada instalada em Casa Nova – BA durante um intervalo de 24 meses, com frequência temporal de 10 minutos. A torre possui 4 níveis de medição anemométrica (entre 52,8 m agl e 99,8 m agl), onde apenas o nível mais alto foi considerado neste estudo como variável alvo do *downscaling* estatístico.

O *downscaling* estatístico considerou a base do sistema global de assimilação de dados, GDAS, como fonte dos dados observacionais especializados. As informações do GDAS são processadas pelo centro estadunidense NCEP para inicializar as previsões globais do modelo GFS, sendo disponibilizadas gratuitamente no endereço <https://rda.ucar.edu/>. Estes dados consideram medições diretas (i.e., radiossondas, boias marítimas, estações automáticas, etc) e indiretas (i.e., baseado em sensoriamento remoto como radar meteorológico, satélites, etc) na superfície terrestre e em níveis verticais da atmosfera. Desse modo, as informações foram separadas em GDAS (por concentrar a maior quantidade de variáveis meteorológicas) e GDAS/SFLUX (alguns parâmetros de superfície, como radiação solar e fluxos do balanço de energia), totalizando 137 variáveis disponíveis, sendo 46 do SFLUX e 91 do FNL. Ambas as séries de dados possuem resolução temporal de 6 horas (horários sinóticos), o que em horário local (i.e., considerando o fuso horário de Brasília) corresponde às observações das 03:00h, 09:00h, 15:00h e 21:00h.

A partir do ponto central (ponto de grade mais próximo da torre anemométrica), foram consideradas três abordagens de extração de dados baseadas na quantidade de pontos de grade considerados. A primeira abordagem considerou apenas o ponto central (1 ponto), a segunda abordagem considerou 5 pontos de grade, e a terceira abordagem considerou 9 pontos, representados na Figura 1 e dispostos como na Figura 2.

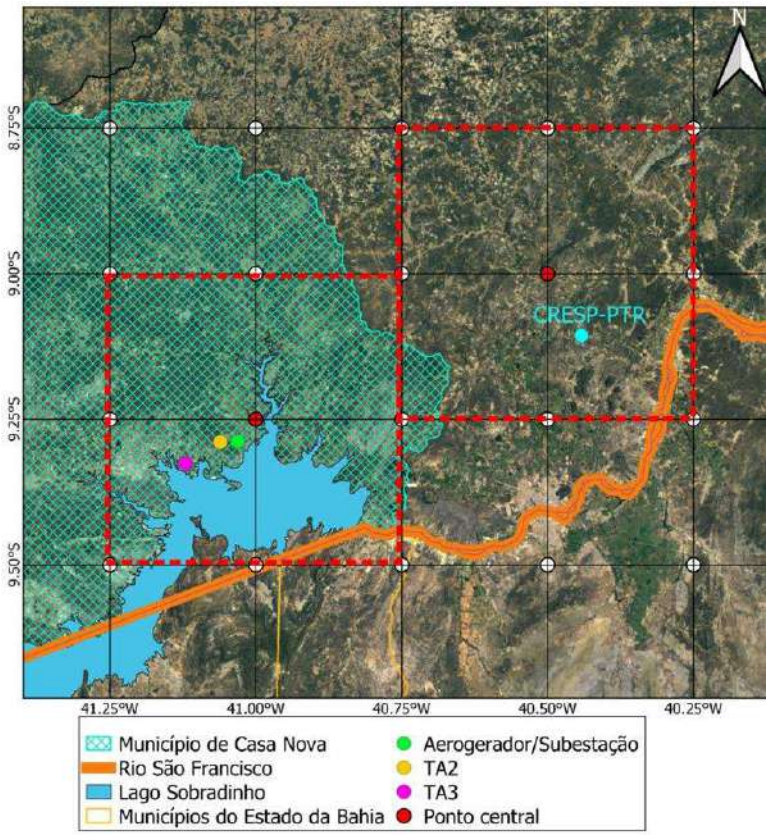


Figura 1: Localização dos pontos do GDAS (0,25° x 0,25° - pontos em branco) e dos pontos de observações TMA-CN2 (ponto TA2), TMA-CN3 (ponto TA3), CRESP, e subestação CHESF.

Figura 2: Abordagens utilizadas na seleção de pontos de grade do GDAS para a aplicação dos modelos regressivos de downscaling estatístico.

A construção dos modelos de *downscaling* estatístico deve levar em conta as mesmas variáveis para cada ponto de grade, independentemente da abordagem considerada (1, 5, ou 9 pontos). Durante a etapa de análise exploratória e pré-processamento destes dados GDAS foi necessário eliminar informações inválidas que poderiam interferir diretamente na execução do *downscaling*, como: variáveis nulas, inconsistência temporal, ausência de valores, etc. Com isso, a série temporal do GDAS resultou em 4173 amostras, cujo intervalo temporal de 6 horas também foi considerado na reamostragem das observações coletadas na torre anemométrica.

2.1. Modelos de Machine Learning

Os modelos regressivos diferem quanto à função custo responsável pela estimativa de erros. Além disso, alguns modelos possuem um termo de regularização na função custo responsável por penalizar características indesejadas no processo, podendo reduzir a quantidade de variáveis. A regularização pode também ajustar o peso destas variáveis a partir de sua relevância na determinação do alvo a ser estimado. As técnicas de *machine learning* empregadas neste trabalho foram: Regressão Linear, Árvore de Decisão, *Random Forest*, *XGBoost*, *Lasso*, *Ridge* e *Elastic Net*. O detalhamento sobre cada uma desses modelos de ML, seus parâmetros, vantagens e limitações é descrito com maiores informações em Géron (2019).

A divisão de dados para treinamento e teste dos modelos de *downscaling* estatístico foi baseada nos critérios: cerca de 77% dos dados reservados para treinamento e validação dos modelos, sendo um total de 1666 amostras; e aproximadamente 23% dos dados reservados para o teste, sendo um total de 494 amostras.

Para fins de aprimorar o processo de aprendizagem, foi realizado o processo de aplicação de *wavelets* discretas. Foram reservadas duas janelas fixas de 3 meses, uma no início e outra no fim do conjunto de dados. No processo da aplicação das *wavelets*, especificamente na geração dos coeficientes de detalhamento e aproximação, a quantidade de dados reservada para o treino e para o teste sofre uma pequena alteração, o que gerou uma não uniformidade na porcentagem da separação dos conjuntos de treino e de teste.

2.2. Avaliação do Desempenho dos Modelos

O desempenho dos modelos foi avaliado através da comparação dos dados modelados com os dados observados por meio de indicadores estatísticos tradicionais. Desta forma, as seguintes métricas foram consideradas: Erro Médio Quadrático (*Mean Squared Error* – MSE), Raiz do Erro Quadrático Médio (*Root Mean Square Error* – RMSE), Erro Médio Absoluto (*Mean Absolute Gross Error* – MAE), coeficiente de correlação de Pearson (r).

$$MSE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(M_i - O_i)^2 \quad (1)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(M_i - O_i)^2} \quad (2)$$

$$MAE = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}|M_i - O_i| \quad (3)$$

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{n}[(M_i - \bar{M})(O_i - \bar{O})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(M_i - \bar{M})^2 \sum_{i=1}^{n}(O_i - \bar{O})^2}} \quad (4)$$

Onde O_i é o valor observado, $\bar{O}$ é o valor médio observado, M_i é o valor modelado, $\bar{M}$ é o valor médio modelado, n é o número total de observações.

3. Resultados e Discussão

3.1. GDAS vs Torre Anemométrica

A Tabela 1 mostra as métricas do comparativo entre a velocidade do vento a 99,8 m de altura da torre anemométrica com a velocidade calculada com as componentes U e V do GDAS a 100 m de altura.

Tabela 1: Métricas estatísticas do comparativo entre a velocidade do vento calculada à 100 m (GDAS) versus dados observados na torre anemométrica à 99,8 m agl.

Abordagem de Extração	MSE	RMSE	MAE	r
1	3,91	1,98	1,56	0,70
5	3,23	1,80	1,38	0,69
9	3,42	1,85	1,42	0,68

As métricas estatísticas apresentadas na Tabela 1 mostram que a abordagem que mostrou a melhor performance foi a de 5 pontos de grade.

As Figura 3 e Figura 4 mostram as séries temporais e os gráficos de dispersão, respectivamente. As Figuras comparam a velocidade do vento calculada do GDAS com os dados observados na torre para as abordagens de 1, 5 e 9 pontos no conjunto de teste.

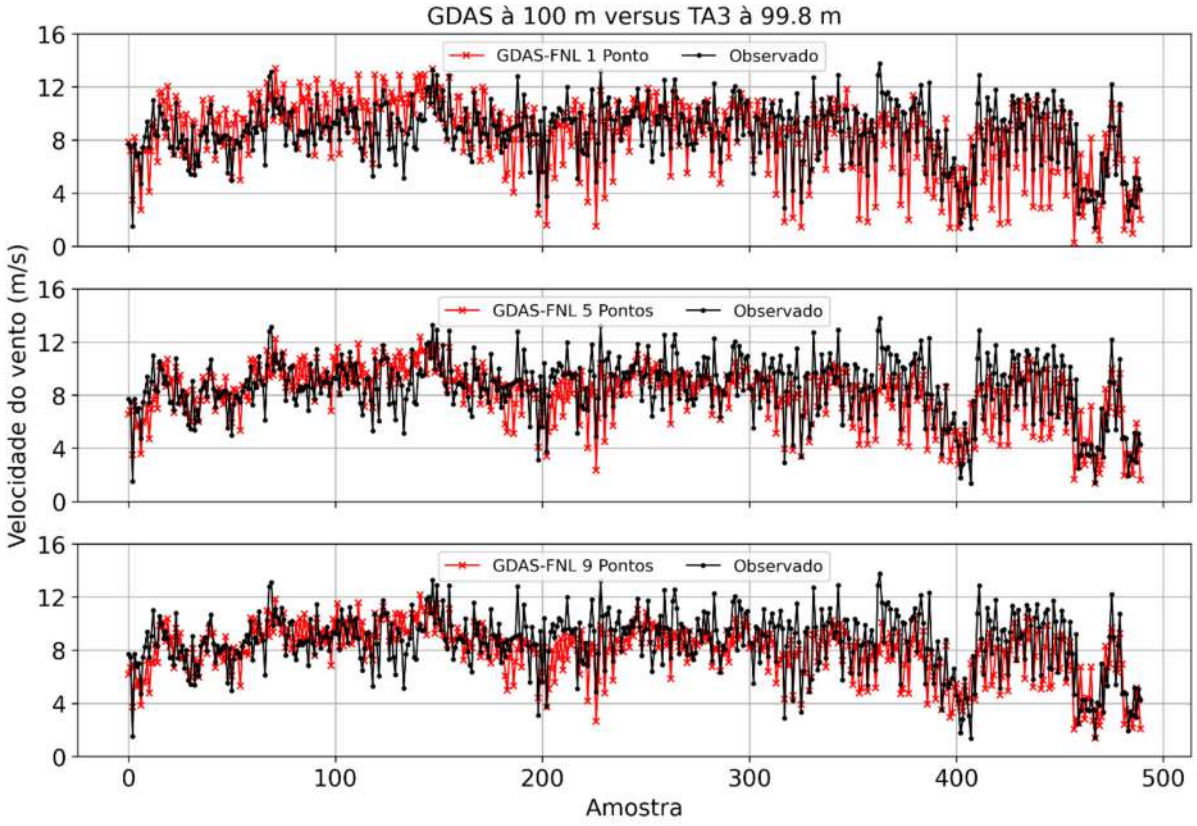


Figura 3: Séries temporais do comparativo entre a velocidade do vento calculada à 100 m (GDAS) versus dados observados na torre anemométrica à 99,8 m.

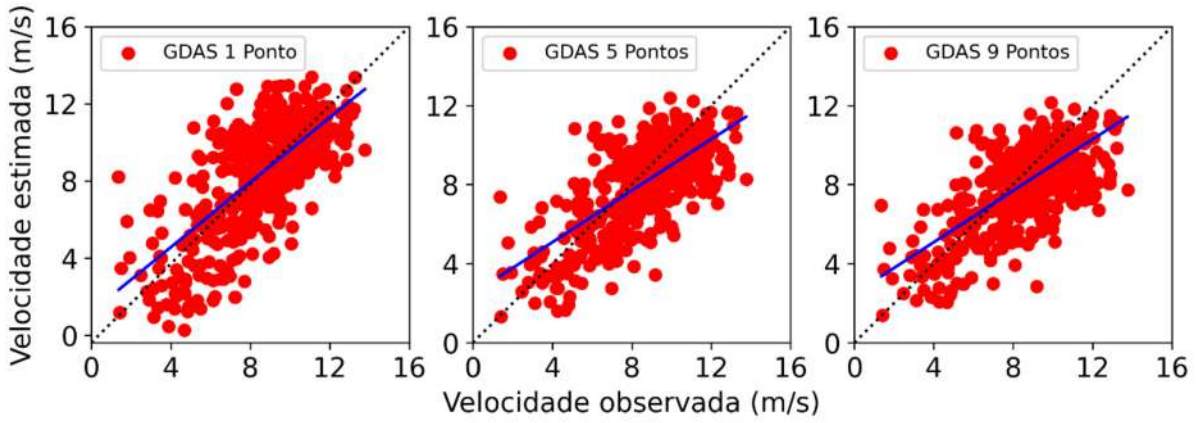


Figura 4: Plots de dispersão do comparativo entre a velocidade do vento calculada à 100 m (GDAS) versus dados observados na torre anemométrica à 99,8 m.

Na Figura 3, é possível perceber que apesar de seguir a tendência da série temporal, a velocidade calculada com o GDAS para a abordagem de 1 ponto raramente acompanha as máximas e mínimas da série observada. Sendo assim, o aumento da quantidade de pontos de grade e de variáveis que contribuem para o cálculo da velocidade utilizando o GDAS melhorou a comparação direta entre ambas. Com relação a dispersão entre as duas séries de dados analisadas (Figura 4), nota-se que com o aumento de pontos de

grade a nuvem de pontos fica mais densa na parte central, reforçando a ideia pontuada na Figura 3.

Neste ponto, a ideia de que a observação de mais variáveis com o aumento da quantidade de pontos de grade para representar com maior acurácia a variável alvo é válida, observando apenas este comparativo com o GDAS. Com esse entendimento, os modelos de ML foram aplicados com o objetivo de melhorar o desempenho na representação da velocidade do vento à 100 metros na torre anemométrica privada instalada na região de Casa Nova-BA.

3.2. Machine Learning

A Tabela 2 mostra as métricas do resultado do *downscaling* estatístico na torre para os modelos de aprendizado de máquina nas três abordagens, nas quais os melhores modelos foram exibidos.

Tabela 2: Métricas estatísticas dos melhores modelos de machine learning para velocidade do vento V1 para o ponto de referência da torre central.

Abordagem de Extração	Melhor Modelo	MSE	RMSE	MAE	r
1	*Elastic Net*	2,22	1,49	1,16	0,77
5	*Elastic Net*	2,14	1,46	1,14	0,78
9	*Random Forest*	2,12	1,45	1,11	0,77

De acordo com a Tabela 2, o modelo de ML que mostrou a melhor performance foi o *Random Forest* na abordagem de extração de 9 pontos de grade. Este fato pode estar associado ao algoritmo do *Random Forest* tentar a reduzir a variância no processo de aprendizagem, calculando a média de vários modelos (Géron, 2019).

As Figura 5 e Figura 6 mostram as séries temporais e o gráfico de dispersão do modelo *Random Forest* para abordagem de extração com 9 pontos.

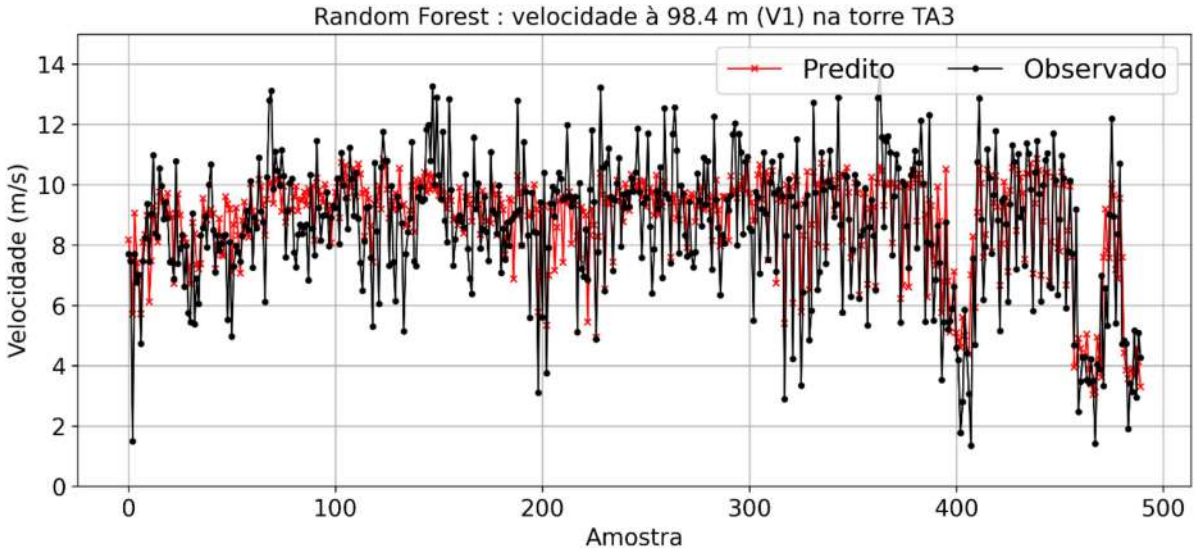


Figura 5: Séries temporais do Random Forest com 9 pontos para o downscaling estatístico da velocidade do vento V1.

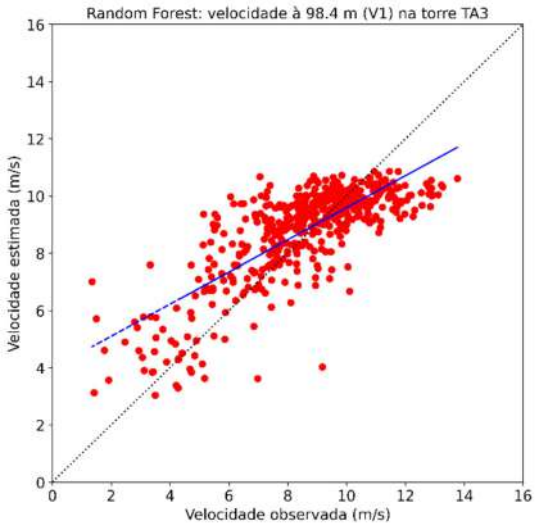


Figura 6: Diagrama de dispersão do modelo Random Forest no downscaling estatístico com 9 pontos GDAS para a velocidade do vento V1.

A Figura 5 indica que o modelo *Random Forest* acompanha as máximas e mínimas da série observada de forma mais fidedigna do que o GDAS (5 pontos), mostrando um bom desempenho na tarefa do *downscaling* estatístico, com uma redução de aproximadamente 34,4% no MSE, 19,44% no RMSE, 19,56% no MAE e uma melhora de 11,59% no r. A dispersão dos dados do modelo *Random Forest* e dos dados observados (Figura 6) indica que a nuvem de pontos do modelo fica mais densa na parte central (entre 7 e 12 m/s), e mais espalhada nas velocidades mais baixas. É possível observar também, que o comportamento em relação às máximas e mínimas melhorou em relação ao GDAS. No entanto, entre 2 e 4 m/s poucos pontos se fazem presente no gráfico de dispersão.

4. Conclusões

Este trabalho apresenta os melhores resultados do *downscaling* estatístico para a velocidade do vento medida à 99,8 metros na torre anemométrica privada, instalada em Casa Nova - BA. O estudo considerou três abordagens de extração de pontos, sendo apenas o ponto central para a primeira, 5 pontos para a segunda e 9 pontos para a terceira.

Como proposta inicial, foi feita uma comparação direta entre a velocidade do vento observada na torre anemométrica e calculada utilizando as componentes U e V à 100 metros do GDAS. Observou-se que, de maneira geral, a velocidade calculada segue a tendência da série temporal observada, e que com o aumento da quantidade de pontos, melhores foram os valores das métricas comparativas entre ambas.

Além disso, foram utilizadas 7 técnicas de ML, dentre as quais a melhor performance foi alcançada com o *Random Forest* na abordagem de extração de 9 pontos de grade. Vale salientar que o modelo mostrou melhora no padrão assertivo do alcance das máximas e mínimas e no erro médio quadrático de 34,4% em relação ao GDAS.

No campo científico, a técnica proposta de *downscaling* estatístico é uma inovação com grande potencial para fins tanto operacionais quanto de pesquisa, como produção de patentes e publicações de alto impacto. Como perspectiva de trabalhos futuros o *downscaling* estatístico deverá ser aplicado em outras variáveis observacionais e numéricas com o intuito de alimentar um modelo de previsão.

5. Agradecimentos

Os autores agradecem a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) pelos dados observacionais compartilhados e suporte técnico e financeiro para a pesquisa (Convênio CV-I-70.20.221.00). Ao Centro de Supercomputação para Inovação Industrial (CS2i) e ao Centro de Referência em Inteligência Artificial, ambos do SENAI CIMATEC, pelo suporte técnico-científico, financeiro e de supercomputação para a execução do projeto. E à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pelo suporte técnico e incentivos a pesquisa das Usinas Híbridas.

Referências

Bauer, P., Thorpe, A., & Brunet, G. “The quiet revolution of numerical weather prediction”. Nature, 525 (2015).

Chen, Jie, et al. "Overall uncertainty study of the hydrological impacts of climate change for a Canadian watershed". Water Resources Research 47.12 (2011).

Eum, Hyung-Il, Anil Gupta, and Yonas Dibike. "Effects of univariate and multivariate statistical *downscaling* methods on climatic and hydrologic indicators for Alberta, Canada". Journal of Hydrology 588 (2020).

Gaitán, Emma, et al. "Projection of temperatures and heat and cold waves for Aragón (Spain) using a two-step statistical *downscaling* of CMIP5 model outputs". Science of the Total Environment 650 (2019).

Géron, A. "Hands-on *Machine Learning* with Scikit-Learn , Keras & TensorFlow (R. Roumeliotis & N. Tache". 2nd ed. O'Reilly (2019).

Hofer, Marlis, et al. "Empirical-statistical *downscaling* of reanalysis data to high-resolution air temperature and specific humidity above a glacier surface (Cordillera Blanca, Peru)". Journal of Geophysical Research: Atmospheres 115.D12 (2010).

Lee, Chia-Ying, et al. "Statistical–dynamical *downscaling* projections of tropical cyclone activity in a warming climate: Two diverging genesis scenarios." Journal of Climate 33.11 (2020).

Rolim, Gabriel Dantas de Oliveira. "Downscaling estatístico do vento local baseado em definição objetiva do conjunto de variáveis regressoras". Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pernambuco, UFPE, Recife (2020).

Sauter, Tobias, and Victor Venema. "Natural three-dimensional predictor domains for statistical precipitation *downscaling*." Journal of Climate 24.23 (2011).

Tavakol-Davani, H., M. Nasseri, and B. Zahraie. "Improved statistical *downscaling* of daily precipitation using SDSM platform and data-mining methods". International journal of climatology 33.11 (2013).

Wilby, R.L. et al., "Guidelines for Use of Climate Scenarios Developed from Statistical *Downscaling* Methods". Supporting material of IPCC, 27 pp (2004).

Xu, Zhongfeng, Ying Han, and Zongliang Yang. "Dynamical *downscaling* of regional climate: A review of methods and limitations". Science China Earth Sciences 62.2 (2019).

Impacto da Disponibilidade de Potência na Previsão e Estimação da Geração Eólica

Paulo Sérgio C. Nascimento[1], Rogerio José M. Alves[2], Tatiana Frade G. Mundstock[3], Américo José I. de Almeida Jr[4], André Luís M. Marcato[5]

[1,2,3]Gerência de Metodologias e Modelos Energéticos – Operador Nacional do Sistema Elétrico – RJ, Brasil

[4]Gerência de relação com Programação, Operação e Apuração – Operador Nacional do Sistema Elétrico, RJ, Brasil

[5]Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, Brasil

pnascimento@ons.org.br, rogerio.alves@ons.org.br, tatiana@ons.org.br,

americo@ons.org.br, andre.marcato@ufjf.edu.br

RESUMO

A operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tem se adaptado constantemente devido às complexidades e desafios introduzidos pela crescente penetração da geração renovável, com natureza intermitente. A transformação da matriz elétrica brasileira é majoritariamente decorrente da crescente expansão da capacidade instalada de usinas eólicas, especialmente nas regiões Nordeste e Sul do Brasil. Neste contexto, é necessário o aperfeiçoamento contínuo dos modelos computacionais associados ao planejamento e programação da operação do sistema.

Apesar da ampla oferta de energia eólica, limitações impostas por restrições no sistema de transmissão podem impossibilitar a alocação de todo esse montante para o atendimento da carga, gerando frequentes solicitações de cortes na geração desta fonte. Neste contexto, para minimizar este efeito no próprio processo de previsão, são demandados modelos mais sofisticados, capazes de estimar a energia eólica, caso não houvesse restrição. O artigo proposto tem como objetivo apresentar evoluções nas metodologias de estimação e previsão 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: *constrained-off; estimativa de geração eólica; previsão de geração eólica; curvas VxP.*

ABSTRACT

The operation of the National Interconnected System (SIN) by the National Electric System Operator (ONS) has been constantly adapting due to the complexities and challenges introduced by the increasing penetration of renewable generation, with an intermittent nature. The transformation of the Brazilian electricity matrix is mainly due to the growing expansion of the installed capacity of wind farms, especially in the Northeast and South regions of Brazil. In this context, it is necessary to continuously improve the computational models associated with the planning and programming of the system's operation.

Despite the wide supply of wind energy, limitations imposed by restrictions on the transmission system can make it impossible to allocate all this amount to supply the load, generating frequent requests for cuts in the generation of this source. In this context, to minimize this effect on the forecasting process itself, more sophisticated models are required, capable of estimating wind energy, if there were no restrictions. The proposed article aims to present developments in methodologies for estimating and forecasting wind generation, which are updated based on verified wind speed information in real time. Additionally, the performance of the methodologies will be evaluated and compared.

Keywords: *constrained-off; wind power estimation; wind power forecast; WxP curves.*

INTRODUÇÃO

O constante aumento da capacidade instalada de usinas eólicas no Brasil tem contribuído para que novos recordes de geração eólica sejam registrados [1], especialmente nos meses de agosto e setembro (“safra dos ventos”) [2]. Desta forma, esse montante significativo de geração tem levado a 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.

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 abordado no no âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Audiência Pública 034/2019 [3] que culminou na Resolução Normativa REN 927/2021 [4].

Desta forma, se torna de suma importância estimar a geração que estaria sendo verificada caso nenhuma restrição de geração fosse aplicada. Este artigo tem como principal objetivo apresentar uma evolução para o modelo utilizado na estimação das curvas Vento x Potência (VP) e cálculo da geração eólica sem intervenções físicas, bem como a necessidade de adaptação do conjunto de dados utilizados. Adicionalmente, será apresentado uma modificação do modelo de previsão utilizado oficialmente na Programação Diária da Operação [5] para gerar as curvas VP de maneira mais precisa a partir da consideração da informação de disponibilidade de geração.

Algumas funções podem ser utilizadas para a estimação das curvas VP, porém é frequente o uso de funções logísticas, dada a sua semelhança com a forma das curvas dos aerogeradores.

Em [6] é utilizado um método de estimação por máxima verossimilhança para obter os parâmetros da função logística a partir de amostras de dados reais amostrados em intervalos de 5 e 10 minutos. Outras abordagens além da função logística para a estimação da curva VP são modelos lineares por partes [7] e curvas polinomiais [8].

Em se tratando de modelos que utilizam funções logísticas, diferentes abordagens para a estimação dos seus parâmetros podem ser aplicadas. Frequentemente métodos de mínimos quadrados são utilizados para obtenção dos parâmetros, muitas vezes aliados a transformações logarítmicas [9]. Também são utilizados métodos não determinísticos como metaheurísticas e algoritmos biologicamente inspirados, além de redes neurais [10] e métodos de clusterização [11]. O modelo oficial de estimação de curvas VP empregado atualmente pelo ONS utiliza um modelo de curva logística com obtenção dos parâmetros por um método de mínimos quadrados [5].

CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

O processo de ressarcimento da energia não gerada por parte dos agentes, denominado *constrained-off*, originou uma demanda pela obtenção da geração que estaria disponível nos parques eólicos sem a interferência da operação em tempo real para atendimento das restrições operativas do SIN. Desta forma, ao ONS foi atribuída a responsabilidade da construção de modelos para atender os processos de *constrained-off*. Assim, para realizar essa atribuição, o ONS abriu uma possibilidade dos agentes enviarem dados históricos para possíveis correções dos seus próprios dados aquisitados em tempo real pelo Sistema de Supervisão e Controle, que são mais susceptíveis a falhas. Dessa maneira, os dados enviados pelos agentes através do SINtegre são confrontados com os dados que o ONS recebe em tempo real no REGER (Rede de Gerenciamento de Energia), que é o Sistema SCADA/EMS (*Supervisory Control and Data Acquisition / Energy Management Systems*) utilizado pelo ONS.

Os gráficos do lado esquerdo da Figura 1 exibem as comparações entre medições de geração, velocidade do vento e potência disponível a partir de uma data padrão ou da data de início do histórico. Adicionalmente, são apresentadas do lado direito da imagem as dispersões da curva VP obtidas com os dados enviados pelo SINtegre (Agente), obtidas com dados do ONS (REGER) e com o melhor de ambos os dados, marcadas na cor azul. Os gráficos à direita não têm relação direta com o gráfico à esquerda de mesma posição, essas dispersões utilizam as informações dos três gráficos à esquerda.

De acordo com a análise dos gráficos da Figura 1, observam-se algumas divergências entre os dados aquisitados pelo ONS (curvas em vermelho) e os dados enviados pelos Agentes (curvas em verde). A dispersão da curva VP obtida com os dados dos Agentes para esta usina é visivelmente maior que a dispersão da curva VP obtida com os dados aquisitados pelo ONS.

A partir da comparação entre essas dispersões, são selecionados os melhores dados a serem utilizados na estimação da curva VP. Nesta seleção, os dados recebidos via SINtegre que se mostrarem consistentes com os dados aquisitados pelo ONS em tempo real são priorizados. A dispersão do canto inferior direito é justamente a dispersão obtida com os dados selecionados (e indicados nos eixos), corrigindo, porém, os dados de períodos com potência disponível inferior à máxima potência disponível registrada no histórico, e removendo os dados de períodos em que foram solicitados cortes de geração por comando do ONS.

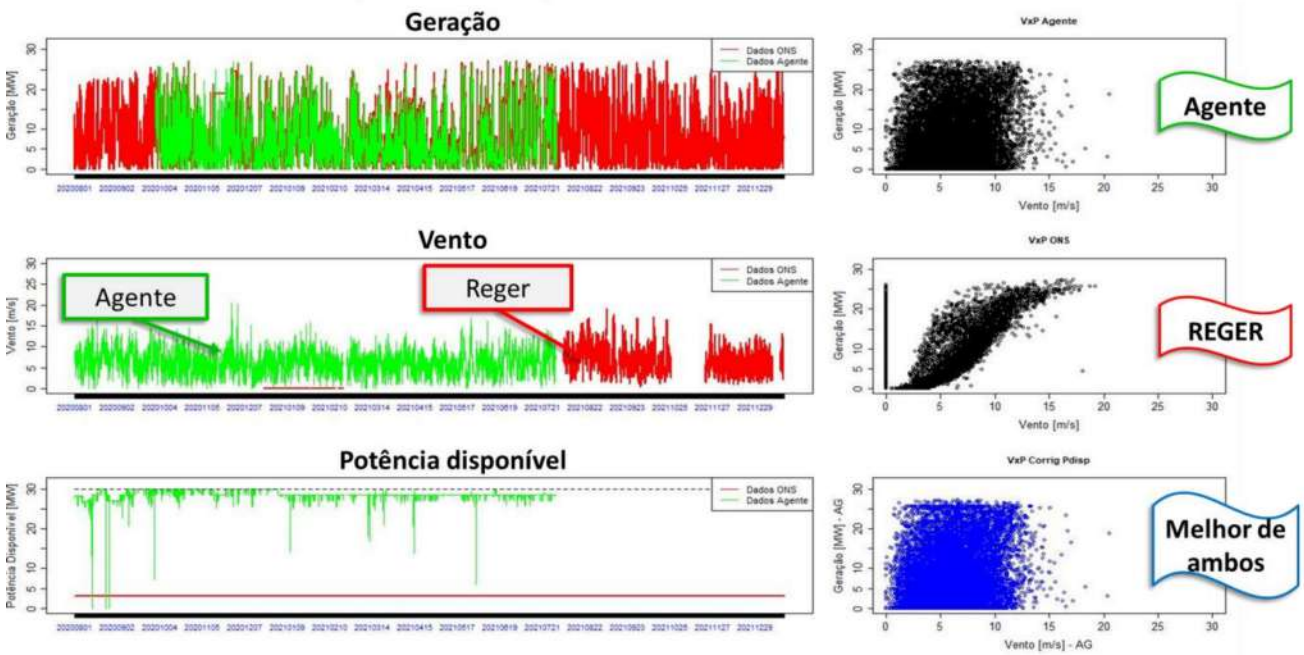


Figura 1. Medições do ONS vs medições enviadas pelos Agentes.

Na Figura 2 é possível observar ainda que, ao se considerar o dado de potência disponível, tem-se uma redução da dispersão da curva VP, porém ainda não satisfatória, visto que os dados aquisitados pelo ONS apresentam um grande período de dados em falha e, neste caso, não houve envio desses dados por parte do Agente.

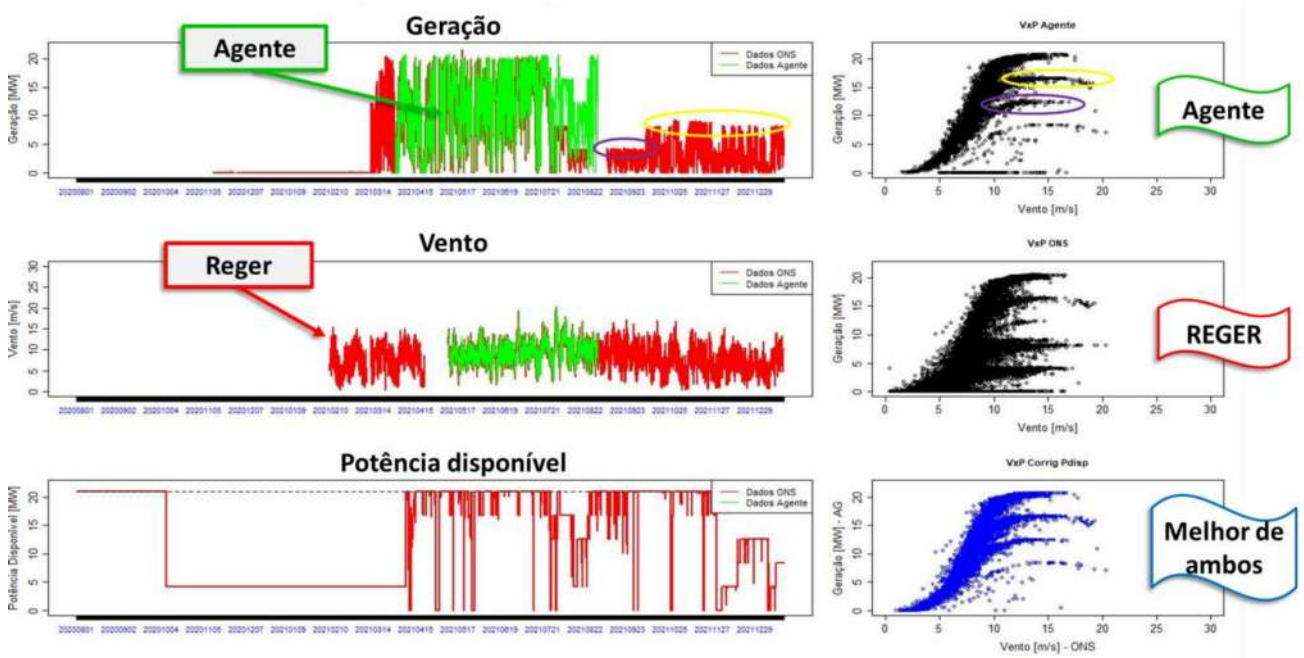


Figura 2. Medições do ONS vs medições dos Agentes – situação de limitação de geração.

Ainda na Figura 2, é marcado na dispersão VP e nas séries temporais elipses em amarelo e roxo, ilustrando o comportamento quando o parque está operando sobre limitação. A elipse em amarelo representa uma operação com uma determinada potência disponível, enquanto a roxa representa outra.

A proposta de consideração da disponibilidade de potência pode ser aplicada diretamente aos modelos de previsão de tempo real, de curtíssimo e curto prazo do ONS. Com correções diretas nas curvas VP utilizadas e nos resultados das previsões.

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 e do Sistema de Medição e Faturamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os dados observados/medidos da velocidade do vento que serão tratados como vento verificado, são obtidos da base histórica de tempo real do Sistema de Supervisão e Controle do ONS e do Sistema de Acompanhamento das Medições Anemométricas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Para informações de previsões de vento utiliza-se alguns modelos numéricos, dentre eles: GFS (*Global Forecast System*), ECMWF (*European Centre for Medium - Range Weather Forecasts*), WRF (*Weather Research and Forecasting*) e BAM (*Brazilian Global Atmospheric Model*). A Figura 3 ilustra as principais fontes que compõem a base de dados utilizada neste trabalho.

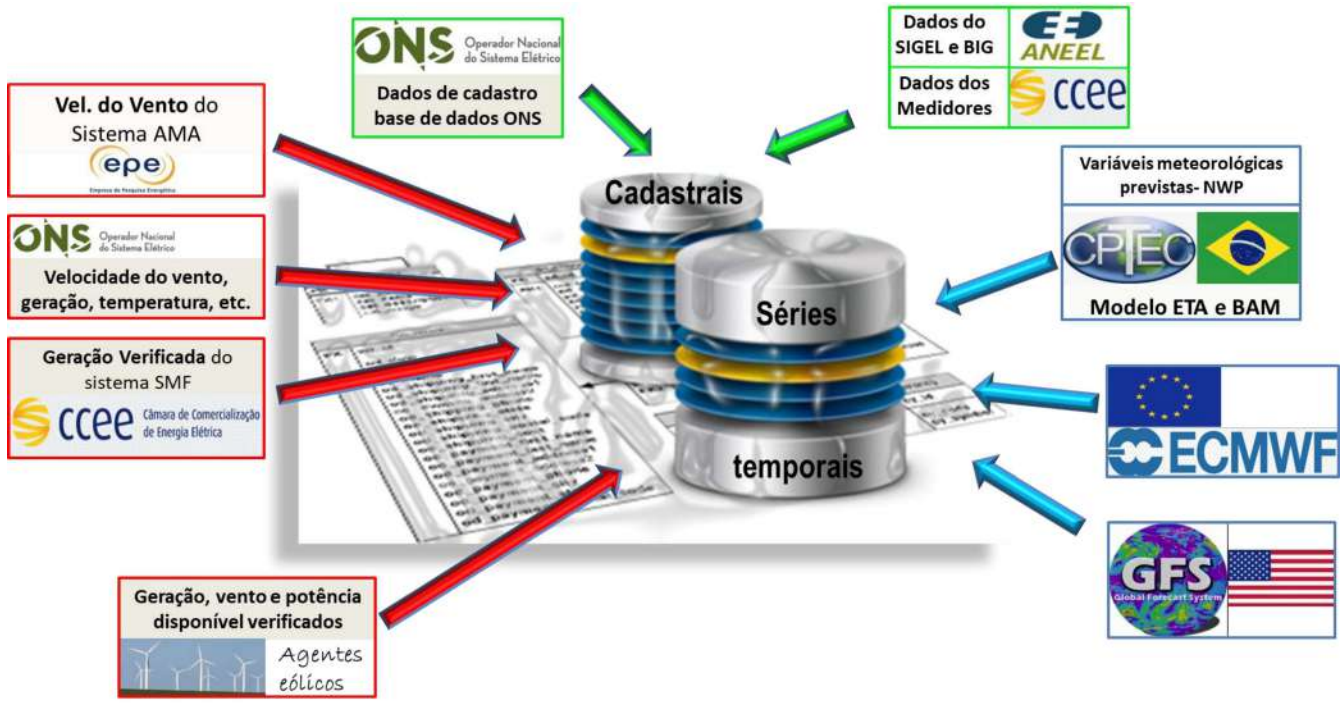


Figura 3. Informações da base de dados utilizada.

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 e vento verificados considerados espúrios [5].

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 [12].

Além dos dados mencionados anteriormente, outra informação de suma importância e alvo desse trabalho é a potência disponível. Ela se refere à capacidade de geração, em MW, da usina eólica a cada meia hora. Seu cálculo é realizado através da soma da potência individual de cada aerogerador disponível e sincronizado em operação. Ademais, a potência disponível deverá considerar a redução por motivo de manutenção e/ou restrição no parque não relacionada ao ONS. Nos casos em que houver limitação de geração por solicitação do ONS, o agente deverá continuar informando a soma das potências individuais dos aerogeradores disponíveis, isto é, aqueles sincronizados à rede.

O Submódulo 2.12 dos Procedimentos de Rede [13], revisão 2020.12 com vigência a partir de janeiro de 2021, estabelece que a potência disponível (ou disponibilidade) deve ser enviada ao ONS conforme “disponibilidade, em MW, de cada grupo de máquinas ou, mediante concordância do ONS, o número de máquinas disponíveis e sincronizadas em operação, em cada grupo de máquinas. Essa informação pode passar por processamento prévio”. Geralmente, o ONS costuma aquisitar das usinas em tempo real a informação de número de máquinas e multiplicar pela potência nominal do aerogerador. Contudo, em casos em que o grupo possui máquinas com potências distintas, pode-se utilizar a disponibilidade calculada e enviada pelo agente. O dado de disponibilidade costuma apresentar dois tipos de problemas: indisponibilidade por falhas de comunicação entre o Sistema de supervisão dos aerogeradores e o Sistema de supervisão e controle da subestação; ou inconsistência pela má configuração do que deve ser considerado como disponível no sistema do agente.

Quando os dados de potência disponível enviados pelo Agente para o ONS não apresentam falhas frequentes, nos moldes dos problemas apontados no tratamento dos dados de vento e geração verificadas, estes dados são considerados como sendo de boa qualidade. Nestes cenários, é possível obter uma dispersão VP com baixa variabilidade para cada valor de vento, o que é considerado benéfico para a estimação da geração na usina eólica, beneficiando tanto o processo de programação da operação quanto o *constrained-off*. Todavia, quando os dados de potência disponível não apresentam boa qualidade, isto é, possuem valores inválidos ou inconsistentes frequentemente, a correção da dispersão VP pode não trazer ganhos significativos e a variabilidade permanecer elevada, prejudicando o ajuste da curva VP. Na Figura 4 se encontram exemplos de correções da dispersão VP com dados de potência disponível para duas usinas. O gráfico da esquerda foi construído com os dados de geração corrigidos com dados de potência disponível de qualidade, enquanto o gráfico da direita apresenta a dispersão VP após uma correção com dados de potência disponível sem qualidade.

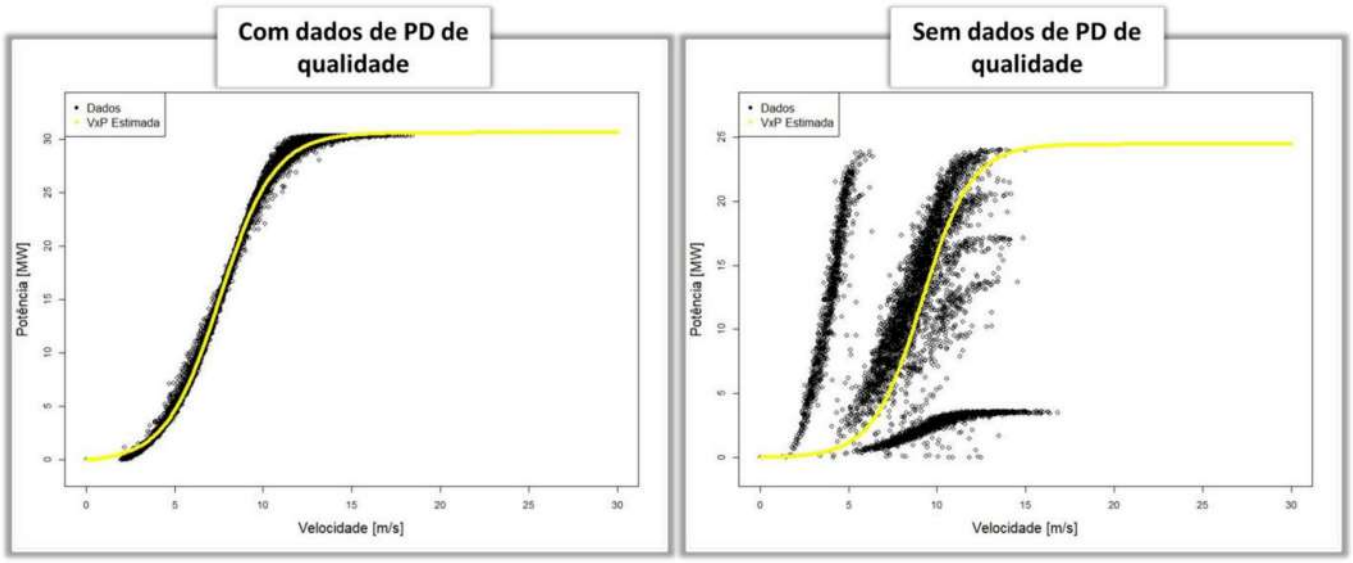


Figura 4. Dificuldades de correção das dispersões VP.

DESENVOLVIMENTO METODOLÓGICO

Nesta seção será tratada a proposta de aplicação de novos dados para aplicação nos modelos de previsão e estimação da geração de energia eólica e aspectos de sua implementação computacional.

Modelo de estimação das curvas Vento x Potência para *Constrained-off*

A partir das curvas VP e de posse dos dados de vento verificado (que devem ser obrigatoriamente disponibilizados pela usina eólica), é possível estimar qual teria sido a geração da usina na ausência de um possível comando de redução da geração. 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, enquanto *cut-out* é a velocidade máxima de vento que a máquina ainda poderá operar sem ser desligada.

Através dos dados verificados de vento e geração, a curva VP empírica é construída por funções sigmoides, como mostrado na Equação (1), sendo os parâmetros P_{min}, P_{max} , V_{01}, V_{max1}, V_{02} e V_{max2} características de cada parque eólico, conforme ilustrado na Figura 5. As Equações (2) e (3) mostram as definições dos parâmetros t_{s1}, t_{s2}, t_{c1} e t_{c2}, que compõem as funções sigmoides da Equação (1).

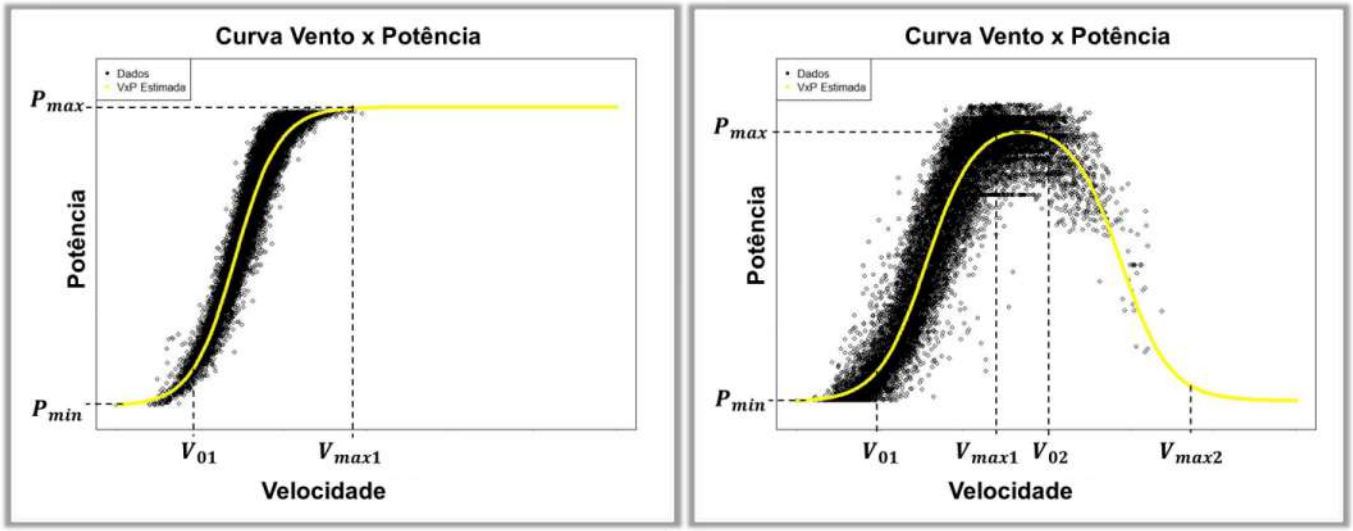


Figura 5. Curva VP estimada para diferentes tecnologias de parques eólicos.

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

Sendo:

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

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

Na Equação (1), P_{min}: representa a assíntota inferior à região de potência mínima da curva VP, enquanto P_{max} representa a assíntota superior à região de potência máxima. A velocidade V_{01} é o valor de vento para o ponto de inflexão para a região de potência e velocidade de vento baixas. A velocidade V_{max1} é o valor de vento do ponto de inflexão para a região de potência alta com derivada positiva, isto é, com velocidade do vento e potência crescentes. V_{02} é o valor de velocidade de vento do ponto de inflexão para a região de potência alta com derivada negativa, isto é, com velocidade do vento crescente e potência decrescente. Por fim, V_{max2} é o valor de velocidade do vento do ponto de inflexão para a região de potência e velocidade de vento altas.

Conforme supracitado, cada usina eólica possui características distintas. As curvas VP 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 parcelas 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.

Para uma boa estimação da curva VP é necessário inicialmente um tratamento específico da dispersão de cada usina. O conhecimento do comportamento padrão da dispersão VP fornece informações úteis para identificação e correção de outliers, conforme modelos descritos em [14] e [15]. A técnica empregada e descrita em [16] visa eliminar os pontos da dispersão que não representam valores plausíveis, tentando manter o maior número de pontos corretos. A técnica empregada atualmente no processo de previsão cria uma função superior e uma inferior baseada no mesmo modelo de curva VP através de funções sigmoides, ilustrado na Equação (1). Os dados que se encontram dentro dos limites superior e inferior impostos pelas funções são considerados na estimativa da curva VP do parque eólico, enquanto os demais são descartados como *outliers*. Esses dados podem ser originais de restrições operativas diversas, tais como: máquinas em manutenção, equipamentos em falha, restrições de geração e/ou de transmissão. Vale enfatizar, todavia, que embora esta etapa de remoção de outliers por meio do estabelecimento das curvas de limites inferior e superior já faça parte do processo de previsão vigente, não é suficiente para eliminar o efeito negativo causado pelos dados relativos a instantes de operação fora da plena potência disponível e, portanto, o uso da potência disponível para correção prévia dos dados ainda se faz necessária. Maiores detalhes do processo de criação das curvas limites, bem como do modelo de estimação de geração para atendimento aos processos de *constrained-off* eólico pode ser obtido na Nota Técnica em [17].

Após o tratamento da dispersão VP, a equação que representa cada usina pode ser obtida. 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 VP de parques eólicos. A estimação dos parâmetros que permite melhor ajuste da curva à dispersão VP 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.

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. Esse processo é fundamental, especialmente para as usinas que possuem um histórico de medições reduzido e/ou que a região de saturação não é bem definida. Mais detalhes do processo podem ser obtidos em [17].

Modelo de previsão de geração eólica

O desenvolvimento do modelo de previsão de geração eólica foi iniciado em março de 2016, com o objetivo inicial de prover, até o final deste mesmo ano, a previsão de geração de fonte eólica para a programação diária do subsistema Nordeste. Assim, passando a ser adotado como o gerador do insumo de previsão para o modelo de planejamento de curtíssimo prazo do ONS em 2018.

O modelo é dividido em algumas etapas, conforme mostra a Figura 6. Inicialmente tem-se a etapa relacionada aos processos de tratamento e preparação dos dados para a etapa de previsão. Resumidamente, nesta etapa os dados obtidos, após passar pela triagem inicial (não representada na Figura 6, passam por processo de limpeza, em que valores espúrios são eliminados. Em seguida, as lacunas são preenchidas, resultando no melhor histórico possível dos

dados verificados de geração e velocidade do vento. Adicionalmente, a velocidade do vento prevista passa por ajustes, para retirada de viés.

O histórico verificado de vento e geração alimenta um modelo de criação dinâmica das curvas Vento x Potência, gerando outra grande etapa. Essas curvas e o vento previsto ajustado (fruto de outra etapa) são então utilizados pelo modelo de previsão de geração de fonte eólica. É gerada então uma previsão combinada das previsões resultantes de todos os modelos meteorológicos.

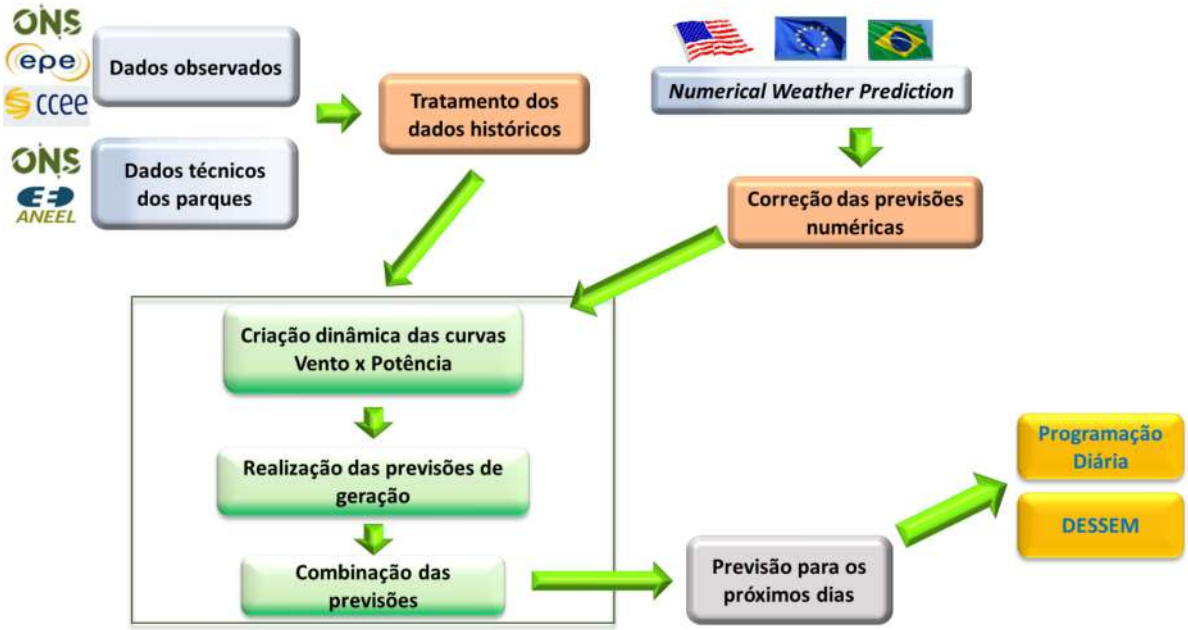


Figura 6. Etapas da metodologia de previsão de geração eólica.

Maiores detalhes do modelo de previsão de geração atualmente utilizado pelo ONS podem ser encontrados em [5] e [12].

Correção da dispersão VP com dados de Potência Disponível

A informação de potência disponível permite realizar a correção da curva VP, o que melhora o desempenho do modelo de previsão e estimativa de geração. Para uma determinada amostra de potência observada, a correção por meio da informação de potência disponível para o mesmo instante é realizada como mostrado na Equação (4).

$$\boldsymbol{P_{cor} = P_{obs} \times \frac{P_{inst}}{P_{disp}}} \qquad (4)$$

Onde: P_{cor}: representa o dado de potência corrigido; P_{obs}: o dado da potência observado; P_{inst}: a potência instalada da usina; P_{disp}: o dado de potência disponível informado pelo agente ao ONS. Nesta equação de correção, à potência observada é aplicado um fator de correção composto pela informação de potência disponível e potência instalada. Caso toda a potência instalada esteja disponível, o fator assume valor unitário, não modificando o dado observado. Caso contrário, o fator irá assumir valor maior que 1, deslocando as observações de potência para valores mais

próximos da dispersão VP que seria obtida com o funcionamento do parque a plena potência. A Figura 7 mostra a correção mostrada na Equação (4) para uma usina eólica do SIN. É visível que, no histórico selecionado, a usina operou em regiões de potência consideravelmente abaixo da sua capacidade instalada, enquanto a dispersão VP corrigida apresenta uma variabilidade baixa, se aproximando da forma esperada.

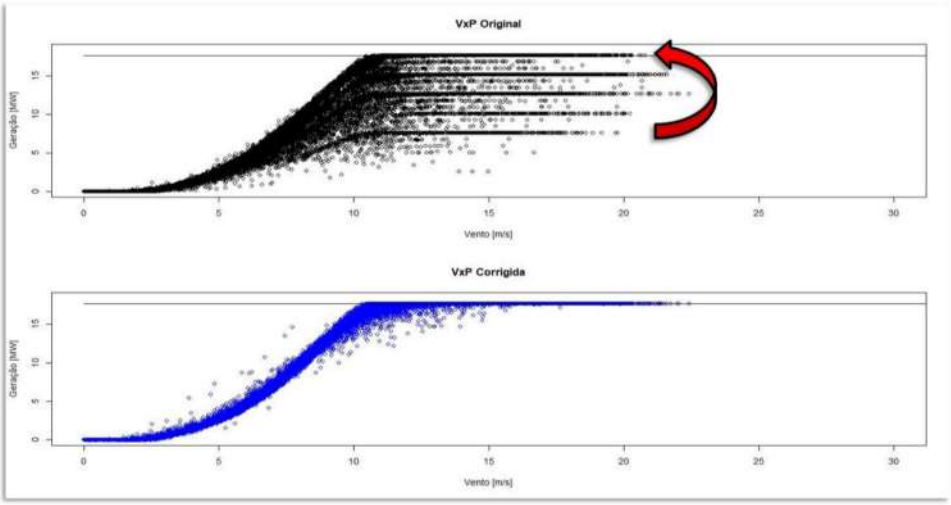


Figura 7. Efeito da correção por Potência Disponível da dispersão VP.

Além de contribuir para a melhor estimação da curva VP, a informação de potência disponível pode ser utilizada na própria estimação da geração. De posse da informação de potência disponível prevista para um horizonte futuro é possível corrigir a geração prevista por um fator equivalente ao utilizado no ajuste da dispersão VP, evitando um cenário em que era previsto um montante de geração superior ao que estaria disponível na prática. A Figura 8 ilustra um cenário de desvio entre a geração observada e a estimada. No gráfico à esquerda, embora a velocidade do vento aumente, a geração diminui no intervalo entre 14h00 e 20h00 devido a uma redução de 50% no número de máquinas disponíveis. Ao se utilizar a curva VP ajustada para 50% da potência disponível, a geração estimada acompanha a observada com maior precisão.

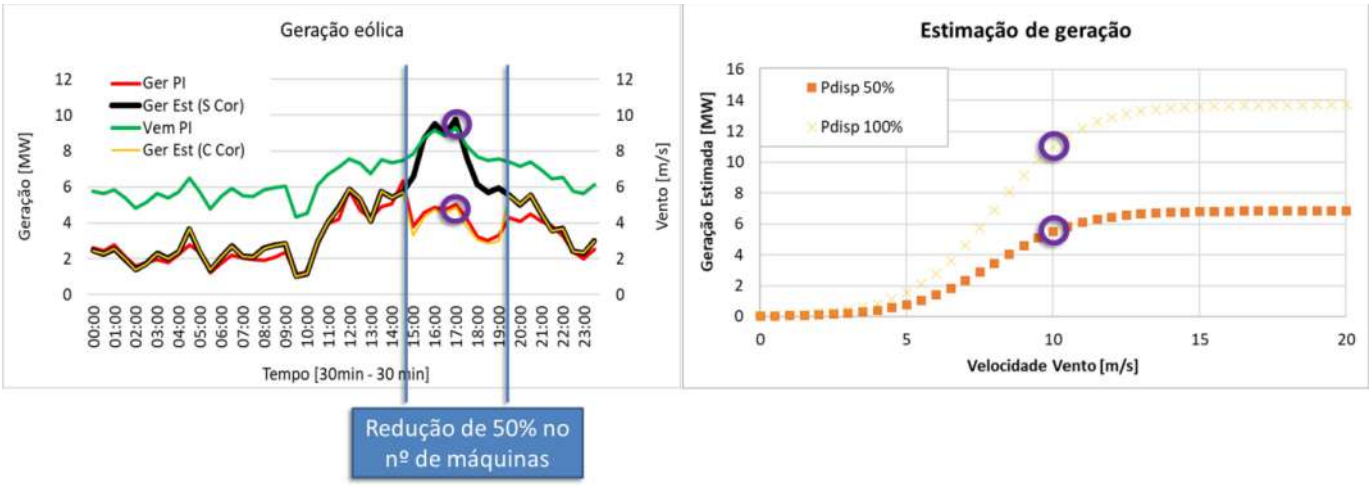


Figura 8. Exemplo do efeito da correção por Potência Disponível nas curvas de geração.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Como métrica para avaliação do erro de estimação ou previsão da geração é utilizado o *Normalized Mean Absolute Percentagel Error* (NMAPE), que é descrito na Equação (5). A métrica é escolhida devido à sua fácil interpretação, sendo que o fator de normalização é tomado como a potência instalada da usina eólica. Deste modo, um valor de NMAPE = 5% implica que o erro obtido é de 5% em relação à capacidade instalada da usina.

$$NMAPE_{Pinst} = \frac{1}{N \cdot P_{inst}} \sum_{i=1}^{N} |(P_{verif}{}^{i} - P_{prev}{}^{i})| \cdot 100 \qquad (5)$$

Desempenho nos modelos de estimativa de geração

Para o processo de estimação da geração frustrada, 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 9 é mostrado um caso de comparação entre os dados obtidos pelo ONS através do REGER e os dados enviados pelo Agente no processo de *constrained-off*. Além das diferenças pontuais observadas nos dados de geração, a informação de potência disponível se mostrou consideravelmente diferente, o que reflete na forma da dispersão VP ajustada com os melhores dados das duas fontes, no terceiro gráfico à direita. Vale notar que os dados enviados pelo Agente, neste caso, não cobrem todo o horizonte de dados do REGER utilizados e, mesmo neste cenário, os ganhos para a redução da dispersão VP são visíveis.

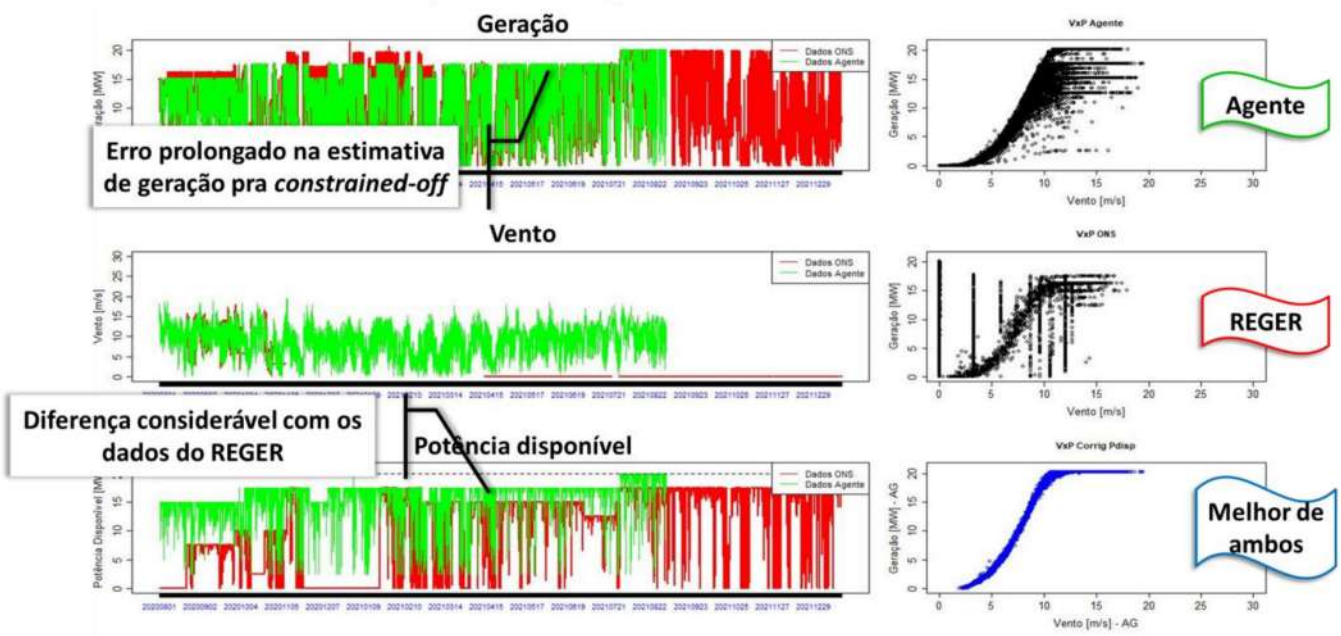


Figura 9. Dados ONS vs dados dos Agentes – correção VP de alta qualidade.

Por outro lado, para alguns parques eólicos a forma final da dispersão VP obtida após a correção pela potência disponível pode não apresentar uma variabilidade tão reduzida quanto a observada na Figura 9. Os fatores para isto podem ser diversos, desde a qualidade dos dados de potência disponível, provenientes tanto da aquisição das usinas pelo REGER quanto dos Agentes ou a disposição dos aerogeradores no parque eólico em relação à torre de medição que captura a velocidade do vento. De qualquer modo, mesmo em casos como o da Figura 10, onde a variabilidade da dispersão VP permanece elevada em relação à narrada anteriormente, ainda são observadas melhorias significativas na dispersão VP em relação aos dados existentes no REGER e aos enviados pelo Agente.

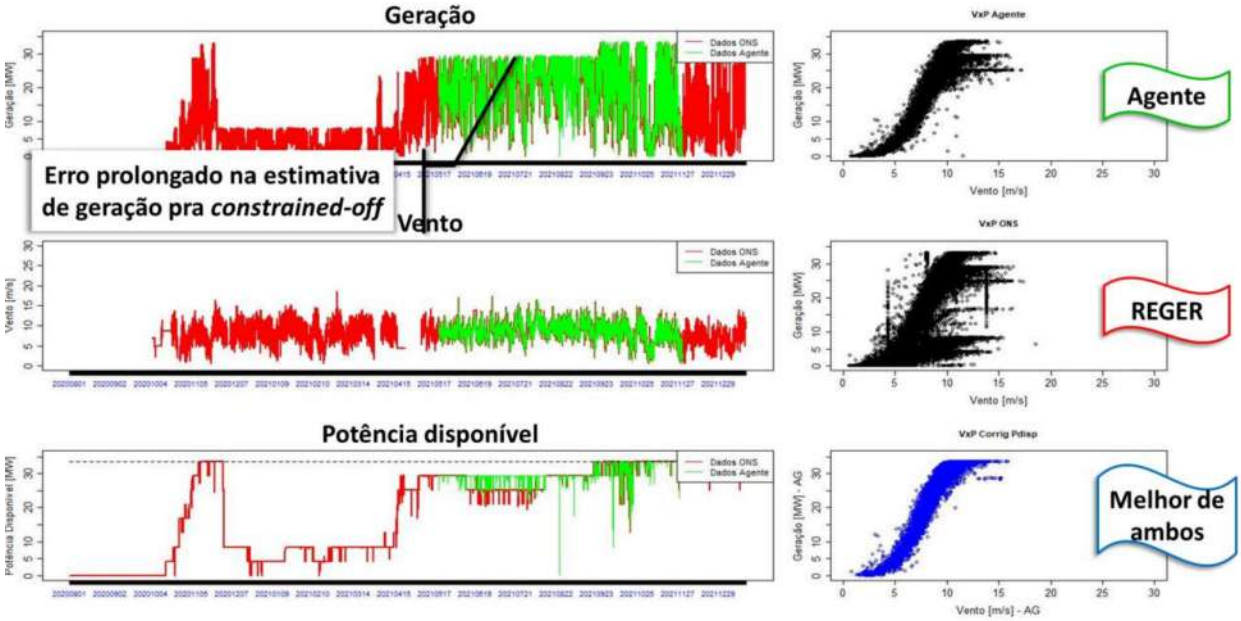


Figura 10. Dados ONS vs dados dos Agentes – correção VP de média qualidade.

Considerando que existem usinas nas quais o modelo de correção pela potência disponível promove ganhos mais elevados e outras em que isto não ocorre, foi selecionado um conjunto de 10 usinas eólicas do SIN que forneceram seus dados para o processo de *constrained-off* do ONS e os ganhos pela aplicação da metodologia foram avaliados e mostrados na Figura 11.

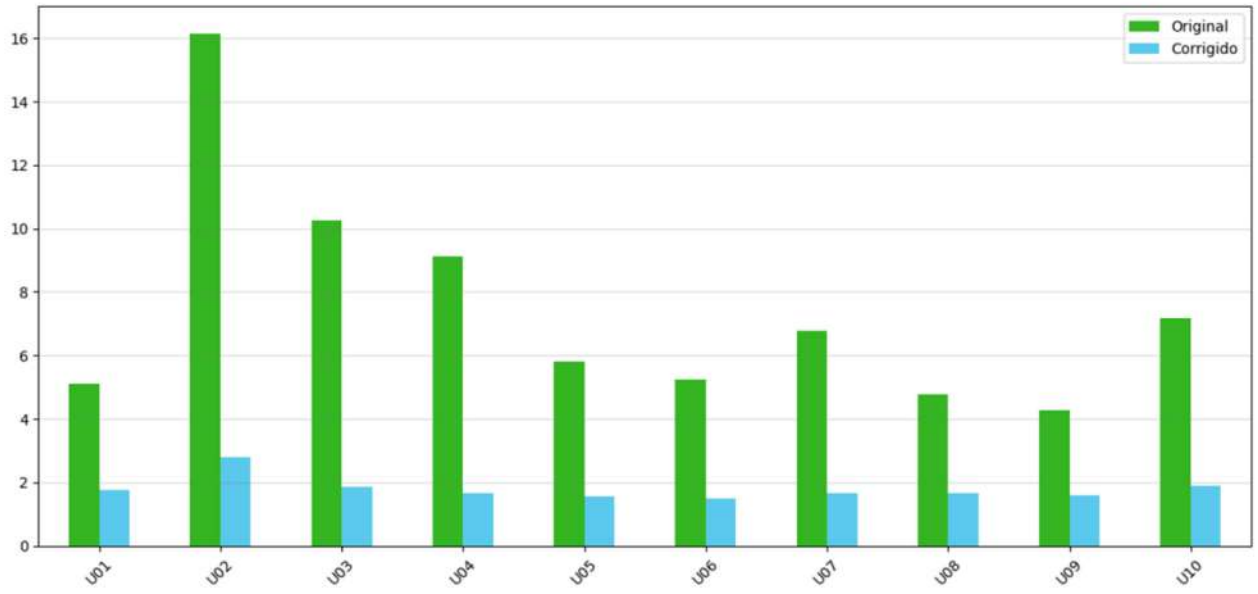


Figura 11. Comparação dos efeitos da correção nos modelos de estimativa de geração através do NMAPE para as usinas eólicas analisadas.

A Figura 11 ilustra o ganho obtido por meio do processo de correção pela potência disponível para as usinas selecionadas. É nítido que o uso da potência disponível promove um ganho significativo ao se realizar a estimação da geração com base no vento verificado. As curvas VP obtidas para o conjunto de usinas selecionado se mostraram significativamente mais precisas, o que resultou em um NMAPE menor ou igual a 3% para todas as usinas analisadas.

Desempenho nos modelos de previsão de geração

Diferentemente da aplicação para estimação da geração frustrada, em que são usados dados de vento verificado na etapa de estimação, o processo de previsão de geração faz uso dos dados de vento verificado somente na etapa de calibração do modelo, para construção das curvas VP. A etapa de previsão de geração tem como dados de entrada o vento previsto por diversos modelos numéricos de tempo, que também passam por etapas de pré-processamento [5].
A Figura 12 contém um conjunto de gráficos típicos da análise do processo de previsão em um determinado intervalo de tempo. As linhas em vermelho indicam a geração verificada, presentes no primeiro e terceiro gráficos. As linhas em amarelo se referem à geração prevista com dados de treino, isto é, dados de vento verificados. Já os valores de linhas pretas se referem a dados de geração obtidos com valores de vento previsto por modelos meteorológicos, informações não visitadas durante a etapa de treinamento.

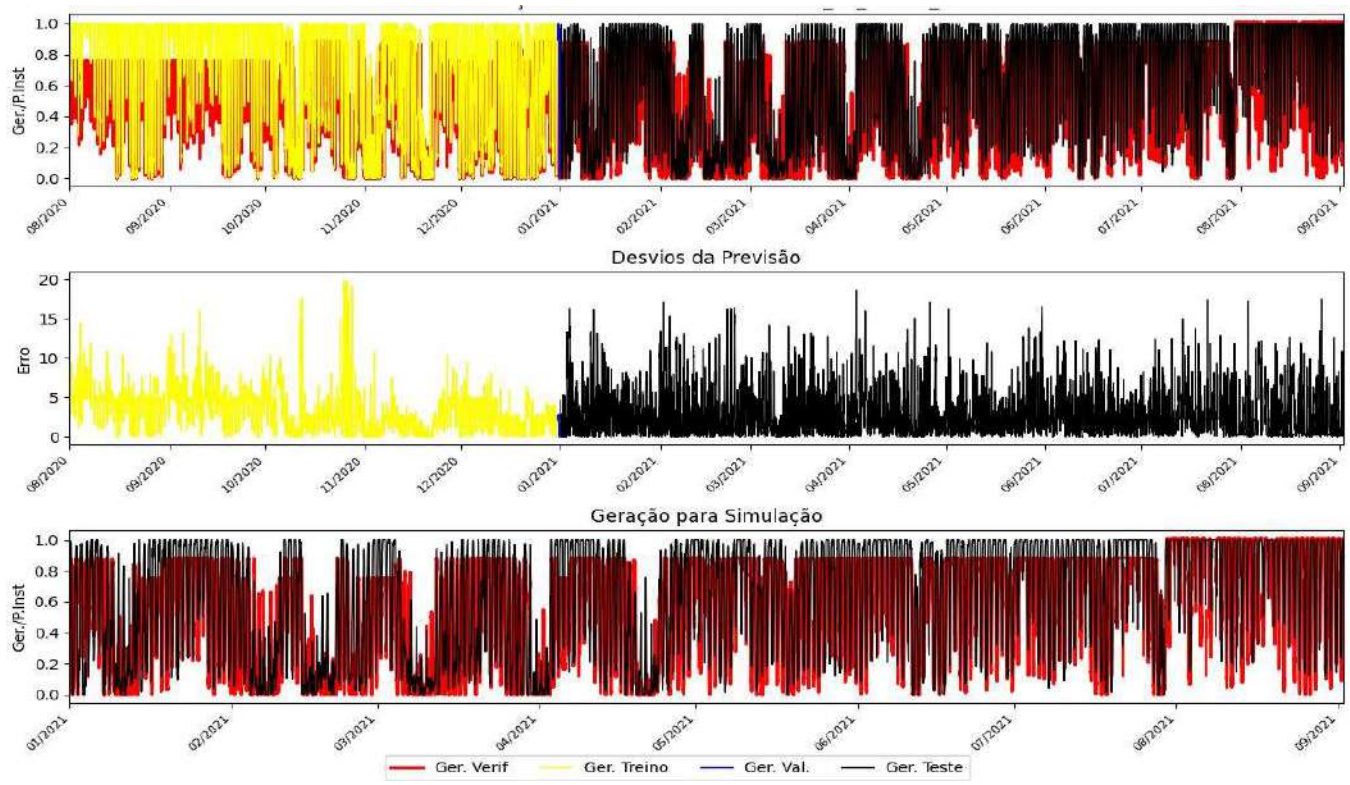


Figura 12. Desempenho das previsões *in-sample* e *out-of-sample* sem correção.

O terceiro gráfico da Figura 12 ilustra apenas o período de teste do modelo, permitindo uma melhor visualização do comportamento da previsão. É notável que, dado que as previsões são realizadas em correção pela potência disponível, quando a potência disponível não é igual a capacidade instalada do parque eólico, há uma sobrestimação da geração que poderá ser proveniente do parque. Na Figura 13 é mostrado o mesmo gráfico, porém para os dados de treino do modelo corrigidos pela potência disponível e os dados de geração prevista corrigidos pelo inverso do fator de correção mostrado na Equação (4). É notável a redução do erro que pode ser observado no segundo gráfico, principalmente no período de treino. Todavia, até mesmo para o período de teste isto é perceptível ao se olhar o terceiro gráfico mostrado na figura, que ilustra a capacidade da metodologia de seguir com maior fidelidade a geração verificada na maioria dos horizontes de previsão.

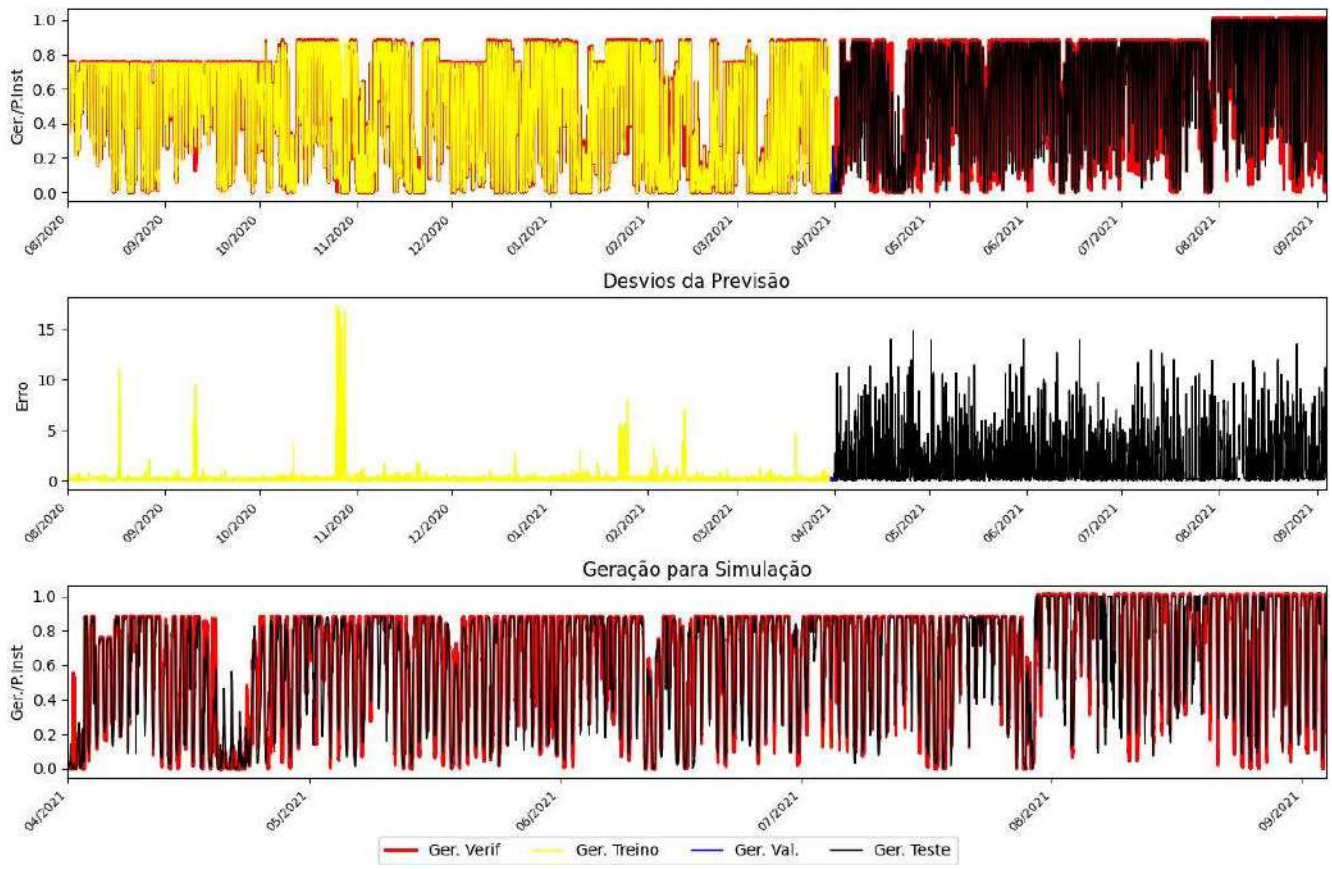


Figura 13. Desempenho das previsões *in-sample* e *out-of-sample* com correção.

Quando analisadas as mesmas usinas consideradas na Figura 11, agora para o processo de previsão da geração a partir dos dados com correções a partir da potência disponível, é visível na Figura 14 a redução de erro que a etapa de correção por meio da potência disponível gera. O uso das curvas VP corrigidas para o processo de previsão e a posterior correção com a potência disponível dos dados previstos traz ganhos significativos para a maior parte das usinas eólicas analisadas, visível através de uma redução do erro de previsão em até 8% da capacidade instalada.

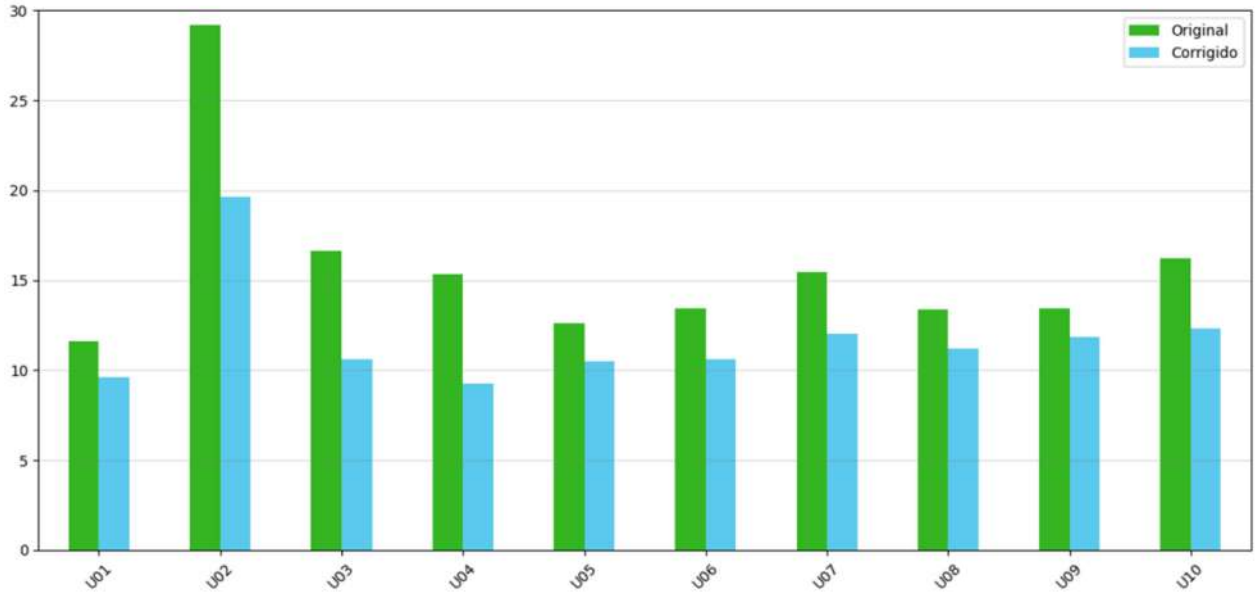


Figura 14. Comparação dos efeitos da correção nos modelos de previsão de geração através do NMAPE para as usinas eólicas analisadas

CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma metodologia que possibilita a correção das estimativas e previsões da geração eólica a partir de informações de disponibilidade de potência, dados verificados e previsões de vento para as usinas eólicas.

De modo geral, a consideração da disponibilidade de potência através de um fator de correção para a estimação das curvas VP promove ganhos significativos em termos da redução da dispersão dos pontos considerados. Isso contribui para um melhor ajuste da curva que representa a capacidade de geração das usinas eólicas, quando sujeitas as limitações físicas que reduzem a capacidade de geração do parque. Isto é evidenciado por meio dos valores de NMAPE obtidos após a correção pela potência disponível para o conjunto de usinas eólicas analisadas.

Vale ressaltar ainda que a disponibilidade de potência é considerada uma segunda vez, na correção da previsão realizada. Desta forma, a previsão de geração que poderia ser sobrestimada se torna próxima da geração verificada, o que é refletido nas reduções significativas nos valores de NMAPE para todas as usinas avaliadas, chegando a até 8% das capacidades instaladas.

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. Em particular, a informação de potência disponível, associada ao número de geradores sincronizados a cada medição realizada, frequentemente apresenta uma qualidade inferior ao que seria desejado para a aplicação nos processos da programação da operação e apuração de *constrained-off*.

REFERÊNCIAS

[1] CanalEnergia, “Geração eólica bate novo recorde e atende toda demanda no Nordeste,” 23 Julho 2021. [Online]. Available: https://www.canalenergia.com.br/noticias/53181483/geracao-eolica-bate-novo-recorde-e-atende-toda-demanda-no-nordeste. [Acesso em 28 Junho 2022].

[2] ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica, “Dia Mundial do Vento: eólicas já abastecem mais de 22 milhões de residências por mês no Brasil,” 15 Junho 2018. [Online]. Available: https://abeeolica.org.br/dia-mundial-do-vento-eolicas-ja-abastecem-mais-de-22-milhoes-de-residencias-por-mes-no-brasil/. [Acesso em 28 Junho 2022].

[3] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019. [Online]. Available: 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].

[4] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 927, DE 22 DE MARÇO DE 2021,” 2021. [Online]. Available: https://in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-n-927-de-22-de-marco-de-2021-310000413. [Acesso em 13 Junho 2022].

[5] P. S. C. Nascimento, M. C. A. Lima, C. A. A. Junior, A. M. R. Oliveira, F. Madeira, E. L. Mendes, A. S. Kligerman e R. N. F. Filho, “Desenvolvimento e Implantação no ONS de um Modelo de Previsão de Geração de Fonte Eólica com Customização Temporal,” *Brazil Wind Power,* 2017.

[6] S. Seo, S.-D. Oh e H.-Y. Kwak, “Wind turbine power curve modeling using maximum likelihood estimation method,” *Renewable Energy,* pp. 1164-1169, Setembro 2019.

[7] H. Qinghua, W. Yun, X. Zongxia, Z. Pengfei e Y. Daren, “On estimating uncertainty of wind energy with mixture of distributions,” *Energy,* pp. 935-962, Junho 2016.

[8] M. Lydia, S. S. Kumar, A. I. Selvakumar e G. E. P. Kumar, “A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* pp. 452-460, Outubro 2014.

[9] E. Sainz, A. Llombart e J. Guerrero, “Robust filtering for the characterization of wind turbines: Improving its operation and maintenance,” *Energy Conversion and Management,* pp. 2136-2147, Abril 2009.

[10] Z. GUO e X. XIAO, “Wind power assessment based on a WRF wind simulation with developed power curve modeling methods,” *Abstract and Applied Analysis,* 2014.

[11] A. Kusiak, H. Zheng e Z. Song, “Models for monitoring wind farm power,” *Renewable Energy,* pp. 583-590, Maio 2009.

[12] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, “NT 0151-2018 - Desenvolvimento Metodológico para Previsão de Geração de Fonte Eólica,” 2018. [Online]. Available: https://sintegre.ons.org.br/sites/8/103/105/Produtos/439/17-07-2019_152242/NT%200151-2018%20-%20Desenvolvimento%20Metodol%C3%B3gico%20para%20Previs%C3%A3o%20de

%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Fonte%20E%C3%B3lica.pdf?d=wfd20ef4b855c463fae530586739b8dca. [Acesso em 28 Julho 2021].

[13] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 2.12 Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação,” ONS, [Online]. Available: http://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.12-RQ_2020.12.pdf. [Acesso em 05 04 22].

[14] X. Ye, Z. Lu, Y. Qiao, Y. Min e M. O'Malley, “Identification and Correction of Outliers in Wind Farm Time Series Power Data,” *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 31, pp. 4197-4205, Novembro 2016.

[15] Y. Zhao, L. Ye, W. Wang, H. Sun, Y. Ju e Y. Tang, “Data-Driven Correction Approach to Refine Power Curve of Wind Farm Under Wind Curtailment,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy,* vol. 9, pp. 95-105, Janeiro 2018.

[16] M. N. M. Rolo, “Previsão de Produção Eólica com Modelização de Incertezas,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2014.

[17] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, “NT 0097-2021 - Modelo de Estimação das Curvas VxP para Estimação de Energia Frustrada,” 2021. [Online]. Available: https://sintegre.ons.org.br/sites/8/103/105/Produtos/671/NT%200097-2021%20-%20Modelo%20de%20Estima%C3%A7%C3%A3o%20das%20Curvas%20VxP%20para%20Estima%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia%20Frustrada.pdf. [Acesso em 13 Junho 2022].

Brazil Wind Power 2022 – Conference and Exhibition – São Paulo, October 18th to 20th, 2022

Improving turbulence intensity estimates to decrease wind turbine failure rates

Leonardo Barriatto – leonardo.barriatto@dnv.com

Frederico Tilman – frederico.tilman@dnv.com

ABSTRACT

Wind turbines are composed of a multitude of parts. Some groups of components are critical for the wind turbine operation, and catastrophic failure of these components may render the turbines unable to operate and generate energy. Empirical analyses of large global databases of wind farm operational statistics have quantified the median failure rates expected for these critical components and the resulting wind farm downtimes. The root causes for some failure modes are not easily identifiable and are often associated with unpredictable failures. On the other hand, certain component failures can be predicted in the early wind farm development phase. One of these failures arises from the erroneous assessment of atmospheric turbulence conditions forecasted for the wind farm location. The present work has listed the groups of turbine components that may experience accelerated fatigue and early failure if forced to operate under turbulence conditions that constantly trespass the turbine's nominal design envelope. Developers and consultants often rely on a simplification for quantifying wind stream turbulence changes over terrain using steady-state flow models. Namely, the imprecise assumption that wind speed standard deviation can be treated as a constant. Through a validation exercise, this paper suggests that this simplification can lead to avoidable errors in turbulence forecasts. This paper then proposes an alternative methodology that could be adopted to mitigate these errors: the "varying sigma method". It is the assumption that wind speed standard deviation changes over terrain are not uniform, but instead proportional to CFD-derived turbulent velocity fluctuations. As the early validation and verification exercise presented in this paper suggests, this represents a simple and low-cost change that can benefit users of steady-steady wind flow models by improving the accuracy of their ambient turbulence predictions. More accurate turbulence forecasts shall then improve the mismatch between real-file and turbine project design conditions. Over the long term that can lead to a reduction in component failure rates due to imprecise turbulence assessments.

Keywords: wind power, wind turbines, failure rates, reliability analysis, turbulence assessment.

1 OBJECTIVE

The objective of this study is to highlight the importance of accurate wind turbulence estimates for the health and safe operation of wind farms. Wind turbines that are forced to operate outside their design parameters for atmospheric turbulence intensity may experience acceleration in component fatigue as well as catastrophic failures. In this study, a simple method is proposed to improve the accuracy in the assessment of the wind turbulence intensity at proposed wind turbine locations.

2 TURBINE FAILURE RATES

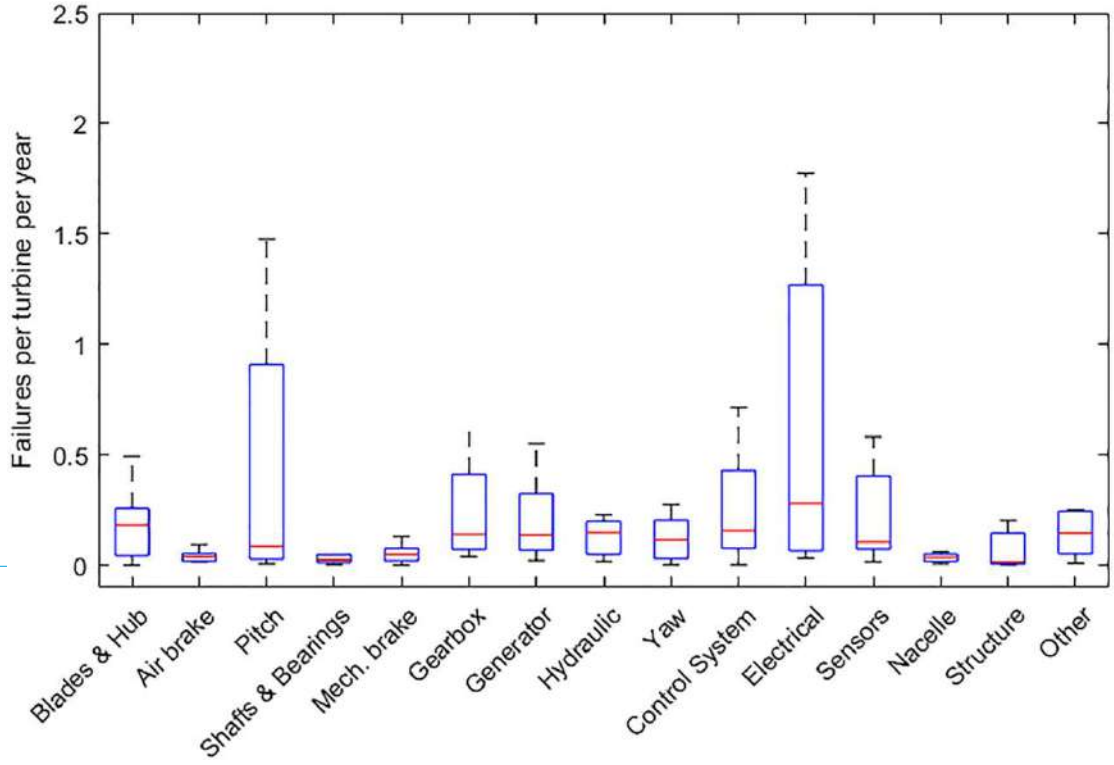
The fleet of operational wind turbines in Brazil has been constantly increasing in size over the past decade. According to public records from the national grid operator [1], the total installed capacity went from under 1.5 GW in 2012 to over 21.5 GW in 2022. The present fleet consists of more than 9000 onshore wind turbines, spread across more than 790 wind farms.

According to the International Renewable Energy Agency [2], the global weighted average capacity factor for new turbines has increased by 7 percentage points between 2010 and 2019. An even stronger upward trend has been observed in Brazil, where the annual wind power capacity factor rose from 26.8% in 2010 to 41.4% in 2019. Part of this increase is due to a combination of improved wind turbine technologies, deployment of higher hub heights, and longer blades with larger swept areas. But another significant part of this increase is related to the improved preparation and response against turbine component failure events.

These events strongly affect the general health of wind farms. As demonstrated by Gönül, et al. [3], critical component failures will render the wind turbines unavailable to generate any power at all. And the resulting low wind farm availability may lead to lower-than-expected capacity factors that pose a risk to the financial health of modern wind farms. In simple terms, the financial revenue that had been planned for the asset, simply won't be achieved, and profit margins may shrink or even turn negative. Electric grid operators that have wind power as one of the energy sources in their portfolios may also face severe difficulties if planned energy production yields are frustrated by unexpected wind farm failures. The systems' energy demands would then need to be supplied by other power sources.

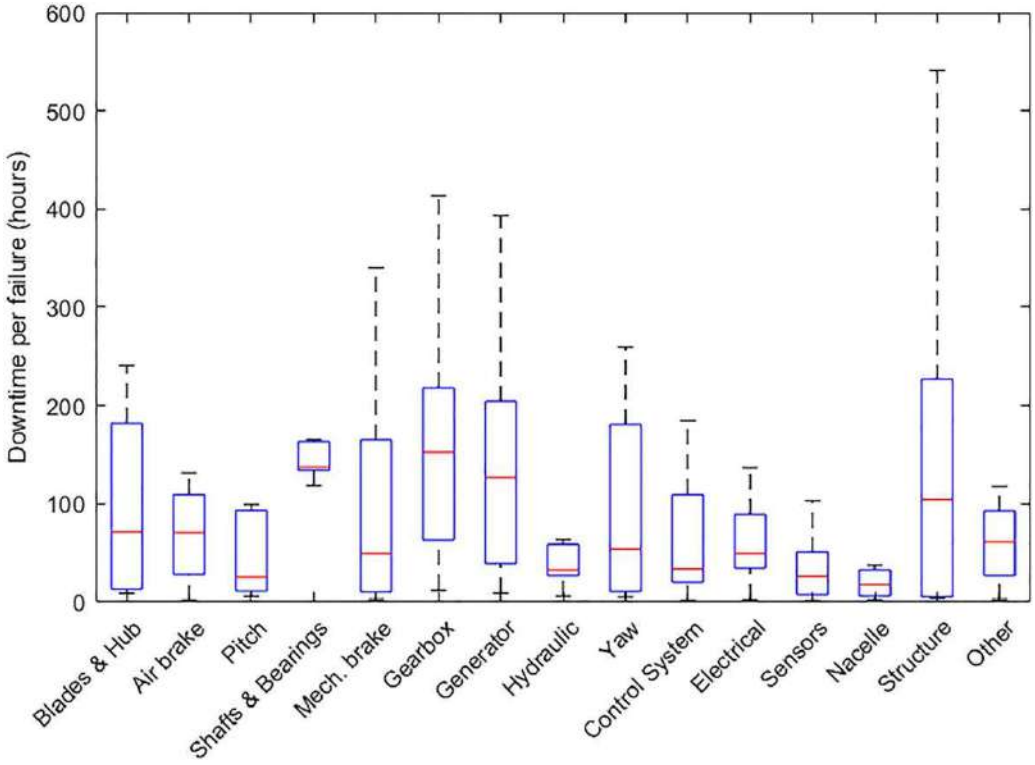
While no public databased on wind turbine reliability statistics specific for Brazil is known to exist by DNV at the time of this study, Dao et al. [4] recently published an extensive and updated review of global wind turbine reliability figures, including databases from Germany, Denmark, Finland, Sweden, Spain, the United States of America, India, and China. The study considered a total of 18 publicly available databases totaling over 17100 wind turbines, corresponding to over 89000 turbine-years of records. From that total, about 15600 turbines (~91%) are sited onshore, while 15500 are offshore wind turbines. The resulting wind turbine failure rates per year and related downtimes, broken down by components, are presented in Figure 2-1 and Figure 2-2, respectively.

Figure 2-1 : Typical wind turbine components failure rates



Source: Adapted from Dao et al. [4].

Figure 2-2 : Typical wind turbine downtime in hours related to each type of component failure



Source: Adapted from Dao et al. [4].

Based on the median values, it can be noted that the top three turbine components that fail more frequently are: the electrical system (composed of frequency converter, transformer, electrical protection, and switchgear), the pitch control system, and the gearbox system (wind speed conversion). In addition to that, the top component failures that cause the longest downtimes (unavailability) events are the structural failures, the gearbox system failures, and the generator failures.

The types of component failures can be grouped into categories with common characteristics. One of these possible differences is between project failures and other failures. Some types of wind turbine component failures can be linked to the wind farm project development stage. This frequently occurs when there is an incorrect assessment of the climatic conditions forecasted for the wind farm location, and the design envelope of the wind turbine model of choice is not completely suited to operate under those conditions for an extended period.

3 TURBINE FAILURE AND ATMOSPHERIC TURBULENCE

Assessing on-site atmospheric turbulence levels is a fundamental step in the successful development of any wind farm. This assessment consists in quantifying the turbulence boundary conditions that are probable for a given location and then evaluating if the design envelope of the wind turbine model of choice is suited to sustain these conditions over an extended period.

According to DNV's internal team of experts in wind turbine technology, the operation of a wind farm exposed to an ambient turbulence envelope that constantly exceeds the design limits of the turbine may accelerate fatigue in an extensive list of components. This list includes but is not limited to what's presented in Table 3-1.

Table 3-1 : Turbine components prone to failures under high turbulence conditions

Turbine component affected	Additional details
Yaw system	Yaw motors may experience elevated mechanical stress under very high turbulence conditions and that may lead to catastrophic failures of the motors. After the first motor fails, the remaining motors shall experience even elevated stress levels if the operation is continued.
Hub	Fatigue loading on the turbine's hub is generally sensitive to turbulent conditions, as it's also a component where damage in the pitch bearing can have an impact.
Blades	If blades are manufactured with high carbon content, extreme events (such as very high turbulence in power conditions) can drive stresses from bending moments.
Nacelle main frame	N/A
Pitch bearings	N/A
Tower joints and weldings	Soft towers are more prone to fatigue accumulation due to turbulence.
Foundation	Foundations and tower bottom pieces are also hotspots for turbulence in terms of fatigue, while extreme loading, in general, is related to events like fast shutdowns in high wind conditions.

The lifetime projected for each of these component groups may be shortened due to early failures if the turbines experience increased fatigue accumulation due to prolonged operation under high-class turbulence exceeding their design thresholds. In addition to that, the need for unexpected Wind Sector Management (WSM) control strategies that reduce power generation.

Once the expected atmospheric turbulence intervals are known for each proposed turbine position, these need to be checked against the wind turbine design parameters. If they fall within the turbine's design envelope, then this is a positive outcome. In other words, the proposed wind turbine model is understood to be suited to operate in the proposed project location. However, if they fall outside the turbine's design envelope, then this is a sign for alert. In this case, special attention should be addressed to these trespassing turbulence conditions, and a contingency action plan should be drafted in partnership with the wind turbine supplier to mitigate the risks and ensure a healthy and safe operation for the wind farms.

Such is the importance of the site turbulence conditions assessment, that engineering standards have been agreed upon to guide this process. Namely the International Electrotechnical Commission (IEC) standard 61400-1 [5][6]. In the following sections, the assessment of local turbulence conditions will be cross-examined. The focus will be to explore common calculus assumptions and simplifications that are often used in the industry, but which may lead to incorrect estimates and/or severe bias in the forecasted turbulence intervals.

3.1 Turbulence intensity assessment

The atmospheric air flow regime is turbulent by nature. Inertial forces prevail over viscous forces for most of the flow scales. There are many slightly different variations of the mathematical definition of turbulence intensity. In the wind farm industry, turbulence intensity, I, is often defined with a focus on cup anemometer measurements, as presented in Equation (1):

$$I = \frac{\sigma_v}{\bar{v}} \tag{1}$$

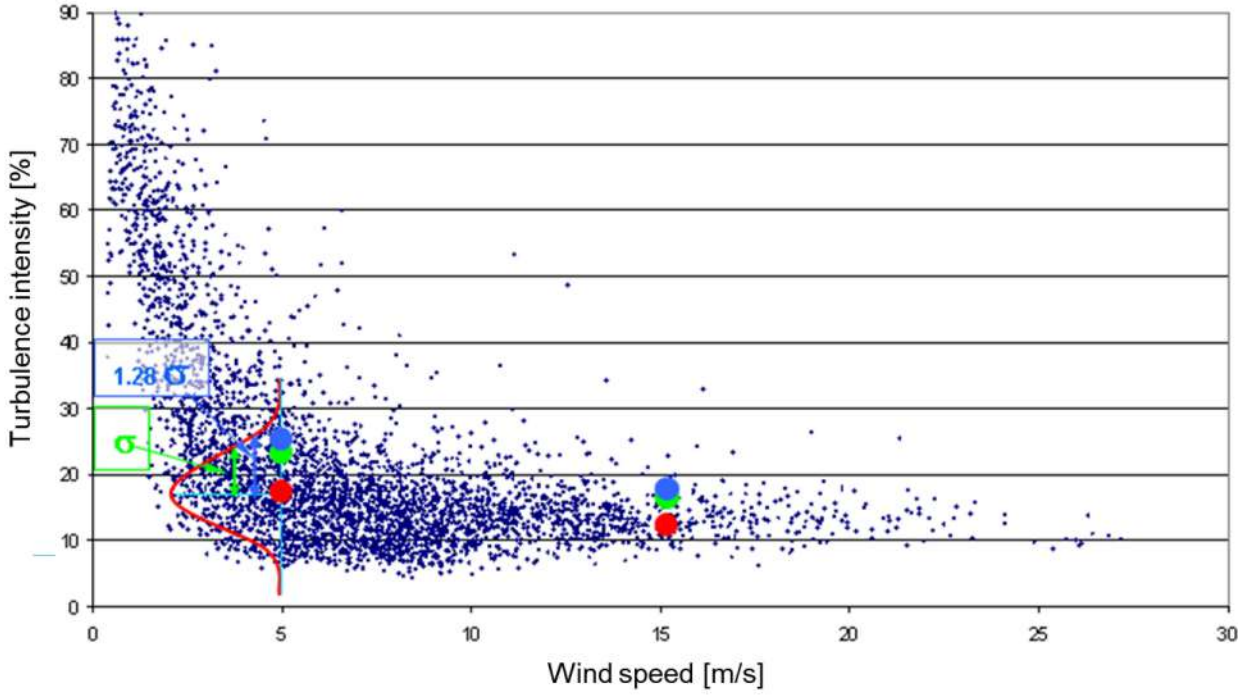
where $\bar{v}$ is the mean horizontal wind speed in the averaging period and σ_v is the associated standard deviation. Both values must be determined from the same set of measured data samples of wind speed. The typical averaging period is 10 minutes.

The same notation is in the relevant IEC Standards [5][6], where measured turbulence intensities are presented as a function of the mean wind speed over the averaging period. For every wind speed bin, a mean turbulence intensity is calculated from the single values, and it is assumed that all the single values within a wind speed bin are normally distributed (following a Gaussian distribution), with a mean value and a standard deviation that can be calculated from the sample data in the specific bin. Values used in the standards are commonly referred to as:

- Characteristic value: mean turbulence intensity plus one standard deviation. This represents the 84% quantile of a normal distribution, which means that 84% of the data are smaller than, or equal to, the characteristic value.
- Representative value: mean turbulence intensity plus 1.28 times the standard deviation. This is the 90% quantile of a normal distribution, which means that 90% of the data are smaller than, or equal to, the representative value.

The Mean (red), Characteristic (green), and Representative (blue) turbulence intensities are illustrated in Figure 3-1 for specific wind speed bins, at 5 m/s, and 15 m/s.

Figure 3-1 : Illustration of Mean, Characteristic, and Representative turbulence intensities



Source: The authors.

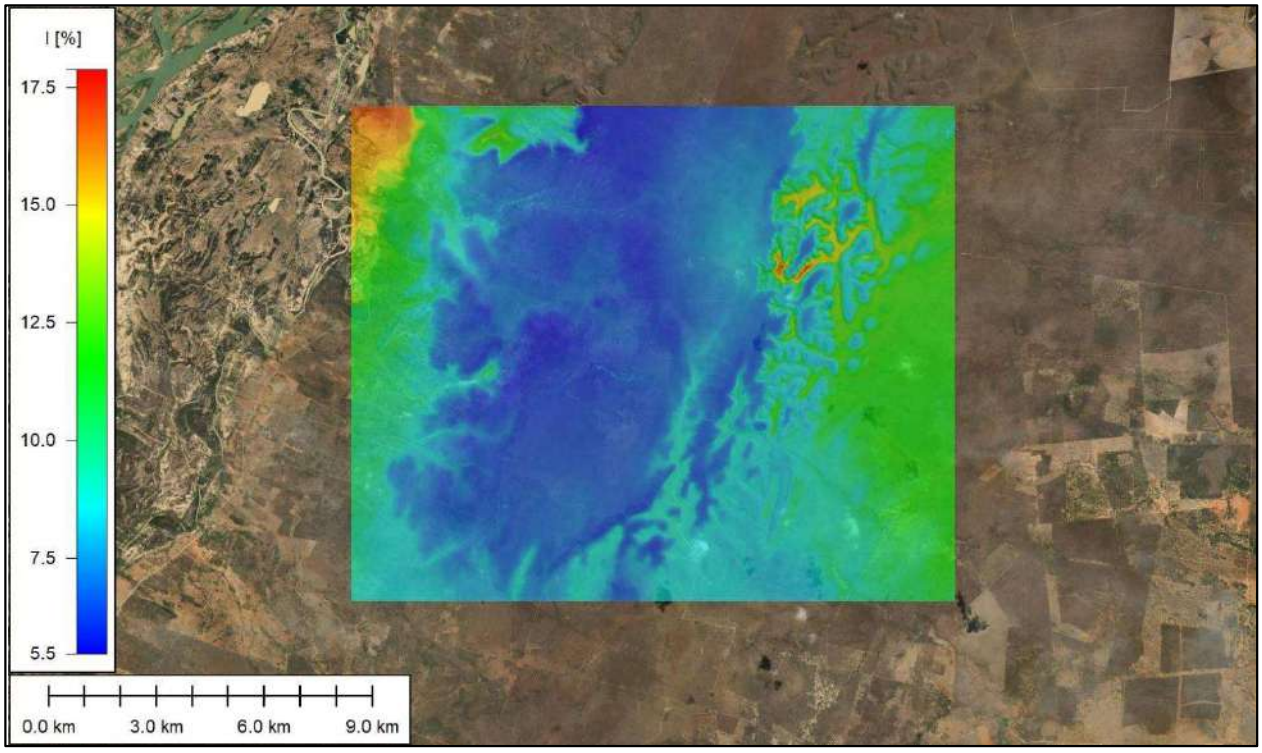
These definitions are related to ambient (freestream) turbulence measurements, usually recorded by cup anemometers mounted on meteorological masts. In addition to that, engineering codes have also standardized the assessment of turbulence intensity at turbine positions. Perhaps the most frequently applied code is that of the effective turbulence intensity, I_{eff}. Following the formulations proposed by Frandsen [7], the method defines how wake effects from neighboring wind turbines shall be considered for the resulting turbulence estimates at hub height. It is not a measurable value; it is a mathematical definition. A weighted metric that considers both the characteristic ambient standard deviation and the characteristic wake affected standard deviation in superposition.

In addition to Frandsen's, other methods have also been proposed to account for the added turbulence intensity due to wake effects at the turbines' positions. And what all these methods have in common is that they rely on ambient (freestream) turbulence intensity measurements to initiate their calculations.

3.1.1 Turbulence changes over terrain

Freestream (or ambient) atmospheric turbulence is known to correlate well with terrain features. In a similar fashion to what happens with the mean wind speeds, pressure gradients directly influence the ambient turbulence spatial development. And these gradients are driven by ground elevation changes. Figure 3-2 illustrates this phenomenon, depicting the mean ambient turbulence intensity for a slice of the atmosphere at a constant height of 100 m above ground level. For this image, the turbulence was forecasted using a Computational Fluid Dynamics (CFD) based model for the atmospheric wind regime. No local measurements were involved. This is a site located in the Northeast region of Brazil selected for illustration purposes only, with the sole purpose of informing that in fact, ambient turbulence is influenced by topography.

Figure 3-2 : Ambient turbulence intensity heat map at a constant height above ground level

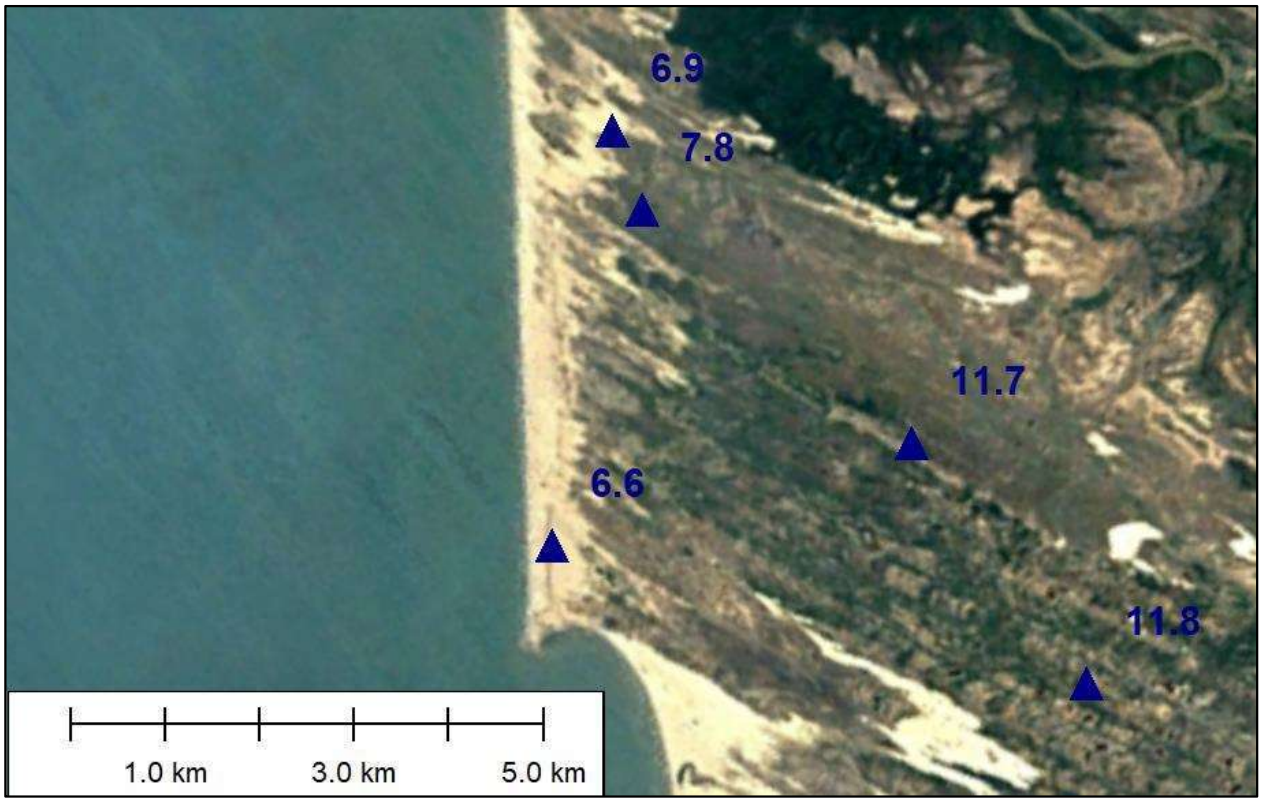


Source: The authors.

Topography is not the only driver of mean ambient turbulence spatial stratification. Even in flat coastal areas, where ground elevation gradients are virtually non-existent, freestream turbulence intensity is known to vary geographically. This situation is illustrated in Figure 3-3, for a coastal water-to-land transition. Six meteorological masts have registered wind resource data for a long concurrent period, and at a similar height above ground. These masts were all well-mounted, well-calibrated, and dully quality-checked. The resulting turbulence intensity for each mast position (averaged between 5 m/s and 15 m/s) is presented.

The prevailing wind direction is from the water into the land. The masts sited closer to the water present much lower average turbulence intensity levels than the masts positioned further inland. And this is due to the different ground coverage upwind of these locations. Aerodynamic roughness is the main driver for turbulence in these cases. Rougher ground surfaces will increase the freestream turbulence downwind of them, whereas smoother ground surfaces, such as water bodies, will see less turbulent wind flow developing.

Figure 3-3 : Ambient turbulence intensity [%] for a water-to-land transition. Triangles are meteorological masts.



Source: The authors.

It is a known fact that the ambient turbulence intensity is driven by local topography and ground roughness, especially within the first couple hundreds of meters into the atmosphere. Likewise, it is also well established that the mean free wind speed is also influenced by the same features (topography and roughness).

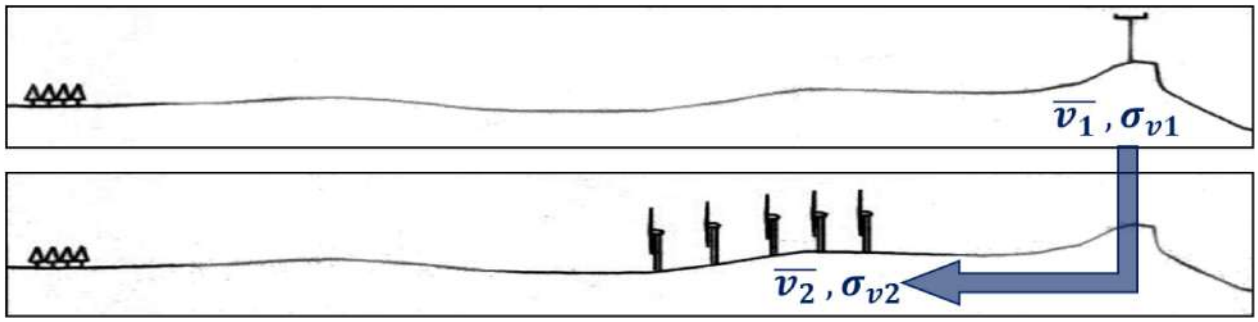
If Equation (1) is evaluated under this optic, variables I and $\bar{v}$ are then accepted to vary spatially (over terrain). However, most in the wind industry will consider the wind speed standard deviation (σ_v) to be constant, and not model spatial variation over terrain. The following chapters will explore this simplification further, and also propose a different alternative that should help improve the accuracy of wind turbulence assessments.

3.2 The Varying Sigma method

In an ideal world, turbulence measurements would exist for each location where a turbine position is being proposed. But commonly, these measurements are recorded by meteorological masts and/or remote sensing devices that are usually sited up to 10 km away from the proposed turbine locations. Numeric wind flow models then need to be deployed to spatially extrapolate the turbulence measurements from the meteorological masts up to the proposed turbine locations, following the logic illustrated in Figure 3-4.

In summary, a set of governing equations are solved within a numerical domain with prescribed boundary/initial conditions, to quantify the wind resource variation between two positions. One of these positions is often the place where wind measurements were recorded, and the other position is often the proposed turbine location.

Figure 3-4 : Logic of numeric wind flow models



Source: The authors.

When extrapolating turbulence measurements, most models will only consider the mean wind speed variation between the two positions. For the scope of this study, this will be called the “constant sigma” method.

As suggested by Equations (2) and (3), this method assumes that there is no variation in the wind speed standard deviation across the terrain. This simplification implies that the ratio of ambient turbulence intensity between two points is almost equal to the inverse ratio of mean wind speeds between these same points.

$$\sigma_{v1} \cong \sigma_{v2} \tag{2}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{\frac{\sigma_{v1}}{\bar{v}_1}}{\frac{\sigma_{v2}}{\bar{v}_2}} \cong \frac{\bar{v}_2}{\bar{v}_1} \tag{3}$$

This simplification is widely deployed in the wind industry due to limitations in most steady-state wind flow models in quantifying the actual variation in turbulence intensity between two points. This simplification may lead to errors and bias in the site climatic conditions assessment for a proposed wind farm.

Higher fidelity models should be deployed for that purpose. Among those options, there is the Computational Fluid Dynamics (CFD) based models. For a CFD model solving the Reynolds-Averaged Navier–Stokes equations (RANS) with $k - \varepsilon$ turbulence closure, ambient turbulence intensity can be defined as in Equation (4):

$$I = \frac{u'}{\bar{v}} = \frac{\sqrt{\frac{2}{3}.k}}{\bar{v}} \tag{4}$$

where u' is the turbulent velocity fluctuations, $\bar{v}$ is the mean velocity and k is the turbulent kinetic energy.

In this case, as shown in Equation (5), the wind speed standard deviation does not need to be considered constant over terrain. For the scope of this study, this will be called the **“varying sigma” method**.

$$\frac{\sigma_{v1}}{\sigma_{v2}} = \frac{I_1.\bar{v}_1}{I_2.\bar{v}_2} \tag{5}$$

If Equation (4) is then substituted into Equation (5), the ratio of wind speed standard deviation can then be defined as proportional to the ratio of turbulent kinetic energy between these same points.

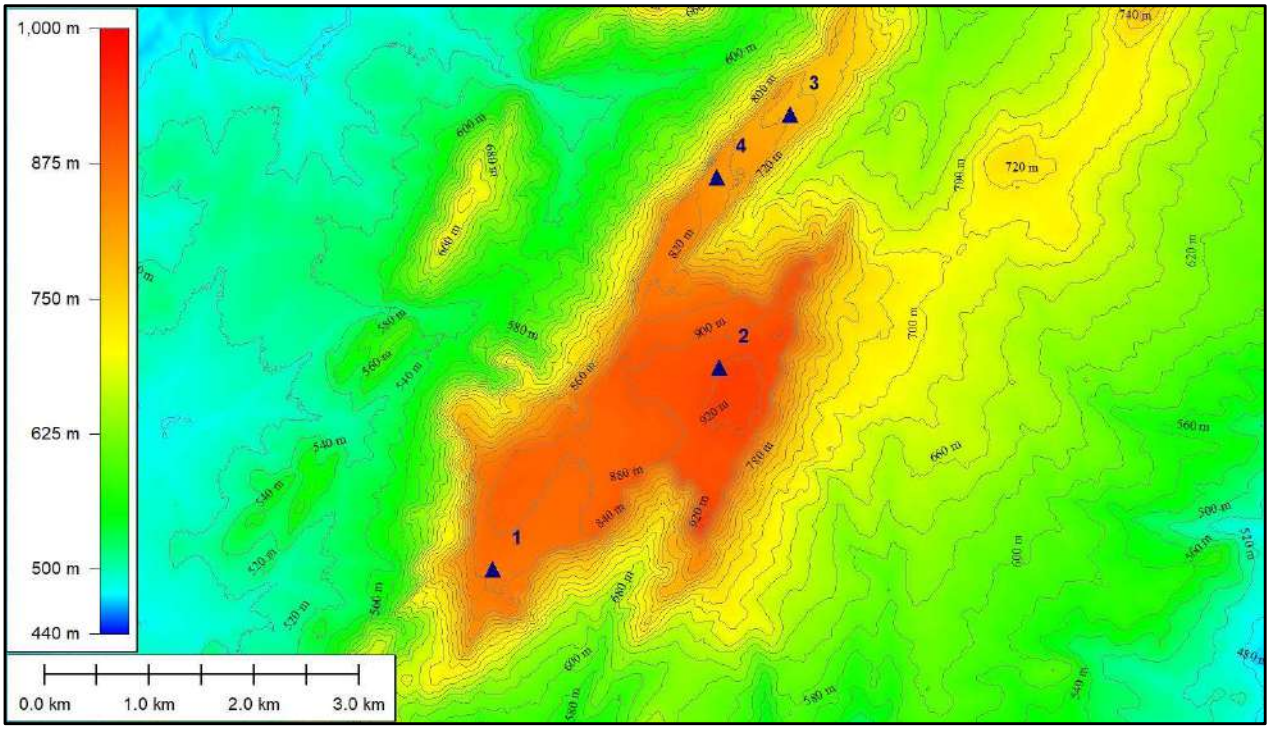
$$\frac{\sigma_{v1}}{\sigma_{v2}} = \sqrt{\frac{k_1}{k_2}} \quad (6)$$

These ratios can be extracted from converged CFD simulations. And along with the wind resource time-series recorded by the measurement devices, they can be used to recreate the time-series of mean wind speed and standard deviation at the proposed turbine positions.

3.3 Verifications of the method

To test the varying sigma method, DNV selected a region of elevated terrain complexity. Four well-mounted meteorological masts are present on-site, as illustrated in Figure 3-5. These masts have recorded concurrent wind data at similar heights above ground level. The mast cup anemometers were calibrated according to the best international practices, and all have recorded more than a full concurrent year of turbulence measurements. DNV has verified the quality of the measured data.

Figure 3-5 : Top view of the topography of a test site. Triangles mark the mast positions.

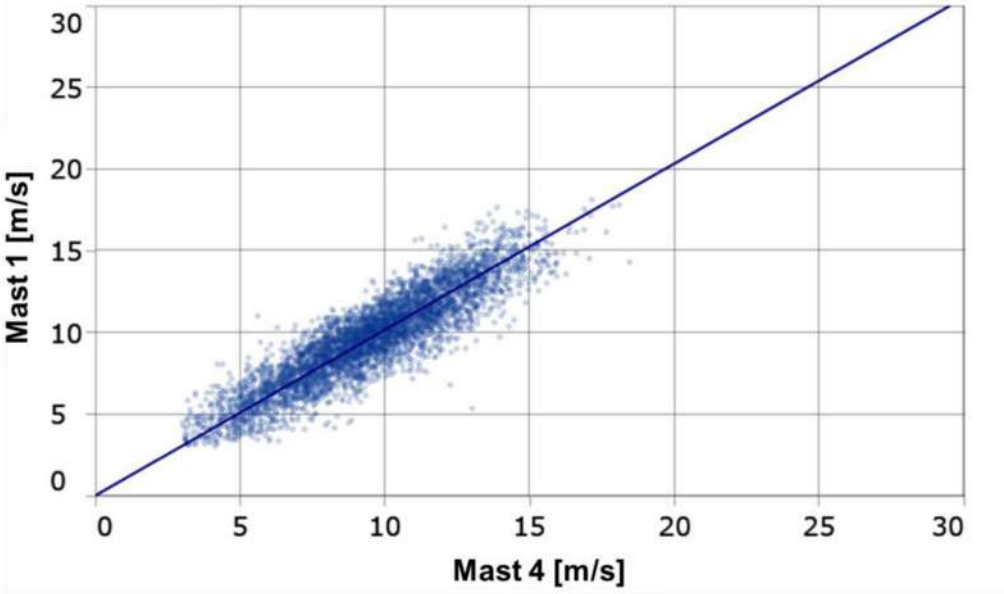


Source: The authors.

3.3.1 Verification with measured data only

For one prevailing wind direction sector, mast 1 and mast 4 have recorded virtually the same wind speed levels, considering the same measurement height in both cases, as illustrated by the correlation in Figure 3-6. The correlation was achieved using high-frequency wind speed data averaged every 10 minutes. In other words, the resulting annual mean wind speed for the prevailing wind direction sector under consideration varies less than 1% for the position of these two masts. The measurements under consideration represent the freestream atmospheric conditions (free of any wake effects).

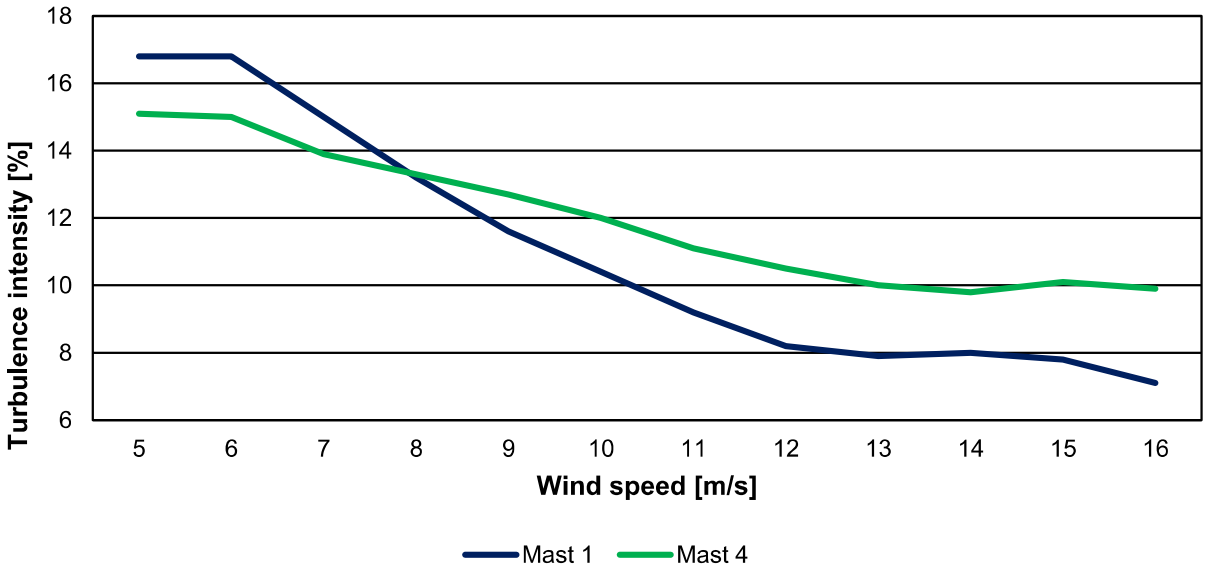
Figure 3-6 : Wind speed correlation between masts 1 and 4 for the same height and same wind direction sector



Source: The authors.

Although this mast pair presents approximately the same mean wind speed levels at the same heights above ground level, the standard deviation of wind speed records varied considerably between the two positions considering the concurrent measurement period. To illustrate this difference, the turbulence intensity was calculated for both masts using Equation (1), and these results are present in the form of turbulence distribution in Figure 3-7.

Figure 3-7 : Turbulence intensity as a function of wind speed for masts 1 and 4 (same height and period)



Source: The authors.

The resulting turbulence intensity averaged between 5 m/s and 15m/s varies around 6.5% between masts 1 and 4. And since the mean wind speed levels are virtually the same in both cases, this variation can be attributed primarily to the standard deviation change over terrain.

As illustrated in Figure 3-5, the topography in the surroundings of mast 1 is not identical to the topography around the position of mast 4, and these differences cause the wind speed standard deviations recorded in both positions to behave very differently. This suggests that the “varying sigma” method described in 3.2 is more representative of real-world physics than the commonly used “constant sigma” method.

3.3.2 Verification with measured data and numerical simulations

As an additional verification exercise, DNV has compared the accuracy of both methods using three meteorological mast pairs presented in Figure 3-5. For each pair, the all-directional turbulence intensity was predicted at a target position (masts 1, 3, and 4) using the turbulence measured at a reference point (mast 2).

This exercise was performed considering the same constant measurement height above ground level. For the turbulence predictions, DNV has deployed its own implementation of the STARCCM-v14 CFD engine [8]. The summarized results of this verification are presented in 3.

Table 3-2 : Comparison of two methods for extrapolating turbulence measurements over terrain.

Reference mast	2	2	2
Target mast	**3**	**4**	**1**
Horizontal distance [m]	2500	1800	2900
Altitude change [m]	-120	30	40
Measured turbulence intensity [a]	17.0%	13.3%	10.5%
Turbulence intensity calculated with the "constant sigma" method [a]	12.4%	11.9%	11.0%
Turbulence intensity calculated with the "varying sigma" method [a]	13.3%	14.1%	10.5%

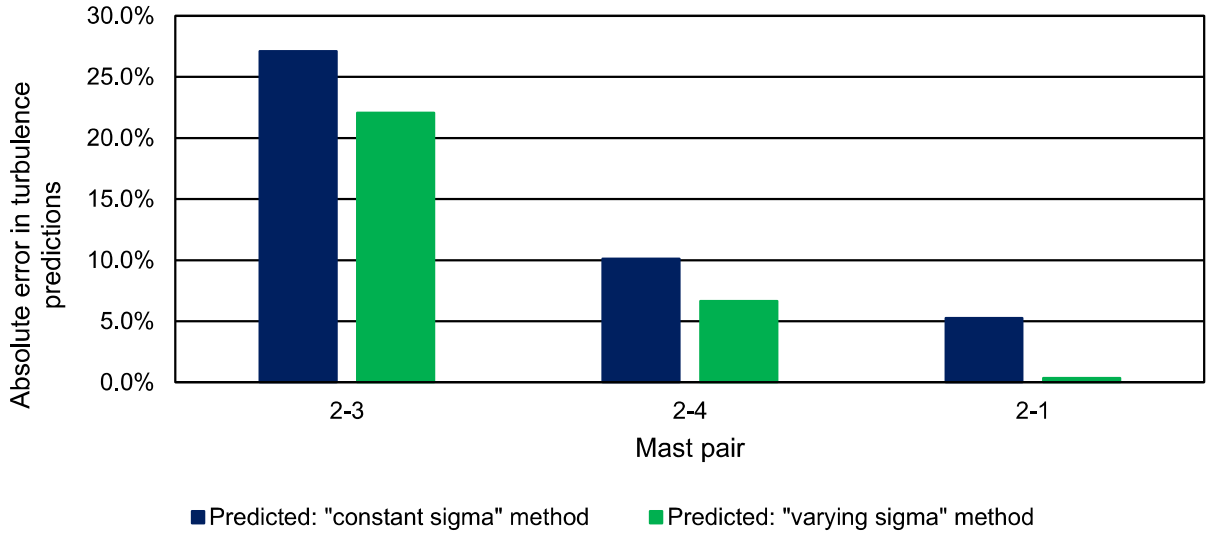
a. Turbulence intensity for the target mast position, averaged over the following wind speed interval: from 5 m/s to 15 m/s.

From the turbulence intensity values presented in the last three rows in 3, mean absolute errors were calculated using Equation (7).

$$Absolute\ error = \left| \frac{Predicted\ turbulence}{Measured\ turbulence} - 1 \right| \quad (7)$$

The resulting mean absolute errors are presented in Figure 3-8.

Figure 3-8 : Mean absolute error in turbulence intensity for each mast pair considering both methods



Source: The authors.

As summarized in Figure 3-8., for all the mast pairs under investigation, the “varying sigma” method contributes to an increase in the accuracy of turbulence predictions. This improvement in the overall absolute error in the turbulence forecasts was around five percentage points, considering the turbulence averaged from 5 m/s to 15 m/s.

The “varying sigma is currently undergoing a more extensive validation within DNV. Nevertheless, all the preliminary validations already conducted by DNV, including the ones in the present work, suggest that using the CFD-derived turbulent velocity fluctuations (u') is more accurate than assuming that the wind speed standard deviation (σ_v) is completely uniform across the site area.

Even if improvements in turbulence predictions may be initially small, errors in the quantification of the turbulence intensity expected at the turbine positions during the development stage may be extremely expensive for the future operation of a wind farm, and in extreme circumstances, may even prevent the wind farm from operating altogether.

4 DISCUSSION AND CONCLUSION

Critical component failures render wind turbines unavailable to generate energy, and that leads to lower-than-expected capacity factors that pose a risk to the financial health of modern wind farms. Electric grid operators that have wind power as one of the energy sources in their portfolios may also face severe difficulties if planned energy production yields are frustrated by unexpected wind farm failures. The systems' energy demands would then need to be supplied by other power sources.

In chapter 2 of the present study the wind turbine components that fail more frequently in wind farms around the world have been listed. The top three turbine components with the highest annual failure rates were found to be: the electrical system (converter, transformer, electrical protection, and switchgear), the pitch control, and the gearbox system.

Among the extensive list of components failure modes, the present work focused on events that can be related to extended periods of high ambient atmospheric turbulence. The operation of a wind farm under an ambient turbulence envelope that constantly transgress the turbine's original design limits may lead to several known issues. In chapter 3, this study has identified the components that are more prone to failure over prolonged periods of operation under these conditions. This subset of components includes the yaw system, the hub, the blades, the nacelle main frame, the pitch bearings, the tower joints, and the structural foundation.

The idea is to demonstrate the importance of proper and accurate quantification of ambient turbulence in the early wind farm development stages, and how it may prevent future failures from happening. Following that thread, the present work has identified a potential shortcoming in wind turbulence assessments frequently used by wind farm developers and technical consultants. This shortcoming consists of the inaccurate assumption that the wind speed standard deviation (σ_v) is uniform over a wind farm area, regardless of topographic conditions and ground coverage. This was hereby labelled as the "constant sigma" method.

Wind speed standard deviation does vary over terrain. This statement is supported by numerical simulations and also by real measurements, as discussed in Chapter 3.1.1. This means that the "constant sigma" method is deficient regarding its core assumption. So, the present work proposes an alternative assumption to be used with steady-state numerical models: the "varying sigma method". It is currently undergoing extensive validation within DNV. Nevertheless, despite the uncertainties associated with this approach, and based on the preliminary validations presented in chapter 3.3, it is considered plausible that using the CFD-derived turbulent velocity fluctuations (u') is more realistic than assuming that the wind speed standard deviation is completely uniform across the site.

The shift from the "constant sigma" method into the "varying sigma", or even more advanced transient numeric models, poses a very small cost to consultants and developers, but with great potential for hedging their wind farm projects against the risk of operating inside an inappropriate ambient turbulence envelope. This is also true for wind turbine manufacturers that use the "constant sigma" method in their Mechanical Loads Analyses (MLA) of new wind farms.

5 BIBLIOGRAPHIC REFERENCES

[1] "Operador Nacional Do Sistema Elétrico." *ONS*, http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais. 10 May 2022.

[2] IRENA. "Renewable Energy Statistics 2021." *The International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi, 2021.

[3] Gönül, Ömer, et al. "An Assessment of Wind Energy Status, Incentive Mechanisms and Market in Turkey." *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 24, no. 6, 2021, pp. 1383–1395., https://doi.org/10.1016/j.jestch.2021.03.016.

[4] Dao, Cuong, et al. "Wind Turbine Reliability Data Review and Impacts on Levelised Cost of Energy." *Wind Energy*, vol. 22, no. 12, 2019, pp. 1848–1871., https://doi.org/10.1002/we.2404.

[5] "Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements". *International Electrotechnical Commission*. IEC 61400-1 Edition 3.1. 2010.

[6] "Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements". *International Electrotechnical Commission*. IEC 61400-1 Edition 4.0. 2019.

[7] Frandsen, S. T. "Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters." *Forskningscenter Risoe*. Report No. 1188(EN), Denmark, 2007.

[8] STAR-CCM+. "Version 14.04.011 User Guide". *Siemens Simcenter*. 2019.

[9] Zhu, Caichao, and Yao Li. "Reliability Analysis of Wind Turbines." *Stability Control and Reliable Performance of Wind Turbines*, 2018, https://doi.org/10.5772/intechopen.74859.

[10] Pinar Pérez, Jesús María, et al. "Wind Turbine Reliability Analysis." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, 2013, pp. 463–472., https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.018.

Modelo de Correção das Previsões de Geração Eólica em Tempo Real

Paulo Sérgio C. Nascimento[1], Lais Fonseca Araujo[2], Tatiana Frade G. Mundstock[3], André Luís M. Marcato[4], Gabriel Santos V. Nascimento[5]

[1,2,3]Gerência de Metodologias e Modelos Energéticos – Operador Nacional do Sistema Elétrico, RJ, Brasil

[4]Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, Brasil

[5]Gerência de Tecnologia dos Sistemas de Operação – Operador Nacional do Sistema Elétrico, RJ, Brasil

pnascimento@ons.org.br, lais.araujo@ons.org.br, tatiana@ons.org.br,

andre.marcato@ufjf.edu.br, gabriel.nascimento@ons.org.br

RESUMO

Para lidar com a inserção da fonte eólica na matriz energética brasileira, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS desenvolveu modelos de previsão eólica para os horizontes de curtíssimo prazo e do Tempo Real, os quais estão em constante evolução. Inicialmente, o modelo de Tempo Real utilizava as previsões combinadas oriundas do modelo de curtíssimo prazo e a informação de geração verificada em tempo real para as atualizações que são realizadas a cada meia hora. Entretanto, a penetração da fonte eólica no Sistema Interligado Nacional – SIN tem se tornado cada vez mais significativa. Como consequência, solicitações de redução de geração eólica por comando do Operador em função de razões elétricas e/ou energéticas tem-se tornado mais frequentes. O momento de liberação do corte consiste em um desafio para os operadores, uma vez que o patamar para o qual a geração eólica irá saltar ao final da restrição é desconhecido. Assim, para ser possível informar à sala de controle esse novo patamar, propõe-se a utilização da velocidade do vento verificada em tempo real para estimar a geração que estaria sendo verificada a despeito de cortes. Adicionalmente, este trabalho irá apresentar aplicações práticas da ferramenta proposta, bem como o desempenho do modelo.

Palavras chaves: *previsão de geração eólica; geração estimada em tempo real; operação em tempo real.*

ABSTRACT

To lead with insertion of wind power in the Brazilian energy matrix, the National Electric System Operator – ONS has developed wind forecast models for the very short-term and Real-Time horizons, which are in constant evolution. Initially, the Real Time model used the combined forecasts from the very short-term model and the verified generation information in real time for the updates that are carried out every half hour. However, the penetration of wind power in the National

Interconnected System – SIN has become increasingly significant. As a result, requests to reduce wind generation by the Operator due to electrical and/or energy reasons have become more frequent. The cut release moment consists of a challenge for the operators since the level to which wind generation will jump at the end of restriction is unknown. Thus, in order to inform the control room this new level, it is proposed the use of the wind speed verified in real time to estimate the generation that would be actually being verified despite cuts. Additionally, this work will present practical applications of the proposed tool, as well as the performance of the model.

Key words: *wind power forecast; real-time estimated generation; real-time operation.*

INTRODUÇÃO

Em 2016, o ONS iniciou o desenvolvimento de dois modelos de previsão de geração eólica: o modelo WEOL (Modelo de Previsão de Geração Eólica) [1], voltado para o horizonte de curtíssimo prazo do modelo DESSEM (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo) [2] e o modelo de previsão para a operação em Tempo Real [3]. Vale ressaltar que as definições dos horizontes de previsão adotadas pelo ONS são distintas das definições mundiais. Internacionalmente, o termo curtíssimo prazo corresponde ao tempo real e, para se referir ao horizonte de alguns dias à frente, é utilizada a definição curto prazo. Neste trabalho, seguindo uma denominação já utilizada pelo ONS, os termos tempo real (algumas horas à frente) e curtíssimo prazo (até 1 semana à frente) referem-se ao padrão mundial curtíssimo e curto prazo, respectivamente.

Os modelos de previsão citados acima, além de se diferenciarem pelo horizonte de previsão, também se distinguem por suas aplicações. No modelo de curtíssimo prazo, a previsão estende-se até o sétimo dia para atendimento ao DESSEM, porém a previsão do dia seguinte é a mais importante, sendo fundamental para os processos da programação e alocação da reserva de potência. No caso do modelo de tempo real, a previsão se estende até 24 horas à frente com foco nas primeiras seis horas, com objetivo de auxiliar o despacho em tempo real [4].

Este artigo tem como objetivo apresentar um modelo de previsão voltado para o tempo real, atualmente em uso pelo ONS, que utiliza como insumos as previsões combinadas fornecidas pelo WEOL e a velocidade do vento medida em tempo real. A velocidade do vento é utilizada para estimar a geração em tempo real, a partir da qual as previsões eólicas são atualizadas a cada meia hora. As previsões combinadas são aquelas obtidas pela combinação das previsões obtidas com diferentes insumos meteorológicos (modelos numéricos GFS [5] e ECMWF [6]), sendo uma das saídas do modelo WEOL. Essas previsões são disponibilizadas diariamente no SINtegre, maiores informações de como ter acesso a essas previsões, recomenda-se a leitura de [7].

Este artigo está dividido em seções destinadas à apresentação dos desafios que o modelo de tempo real precisa atender, uma descrição da metodologia utilizada para estimação da geração eólica em tempo real e como é gerado as atualizações das previsões que são disponibilizadas à sala de controle. Adicionalmente, resultados e desempenho do modelo de previsão de tempo real são apresentados e discutidos.

CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

O primeiro modelo de Tempo Real desenvolvido pelo ONS utiliza como insumo as observações de geração em tempo real e as previsões geradas para o curtíssimo prazo considerando o horizonte de até 24 horas à frente. Essas previsões são ajustadas pelo modelo de previsão de tempo real e atualizadas de trinta em trinta minutos a partir da aplicação de técnicas de persistência inteligente. As técnicas recém-mencionadas são usualmente empregadas em previsões destinadas ao tempo real e são citadas em [8], [9].

Com a ampla expansão da fonte eólica, solicitações de cortes de geração por comando do ONS têm sido cada vez mais frequentes, seja por razões elétricas ou energéticas. Como razão energética, pode-se citar a impossibilidade de alocar a geração disponível na carga. Entre exemplos de razões elétricas, tem-se a indisponibilidade em instalações externas à usina eólica, violação de limites elétricos de intercâmbio e o atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica.

Note que, na ocorrência de cortes, a geração verificada em tempo real não reflete a geração correspondente à velocidade do vento que está sendo registrada no momento. Tal fato representa uma dificuldade para os operadores liberarem restrições de geração, uma vez que o patamar para o qual a geração eólica irá saltar ao final da limitação é desconhecido.

A Figura 2 apresenta um exemplo real de redução de ~4500 MW de geração eólica efetuada em 5 estágios para controle da frequência. Nesta figura é possível entender a importância da previsão no momento da liberação (curva preta – previsão realizada no dia anterior D-1), para estimativa do montante a ser liberado. Neste dia caso a liberação ocorresse entre 4 e 9 horas da manhã, caso a previsão não estivesse aderente, a estimativa do montante a ser liberado seria bem incorreta, o que ocorre em vários casos.

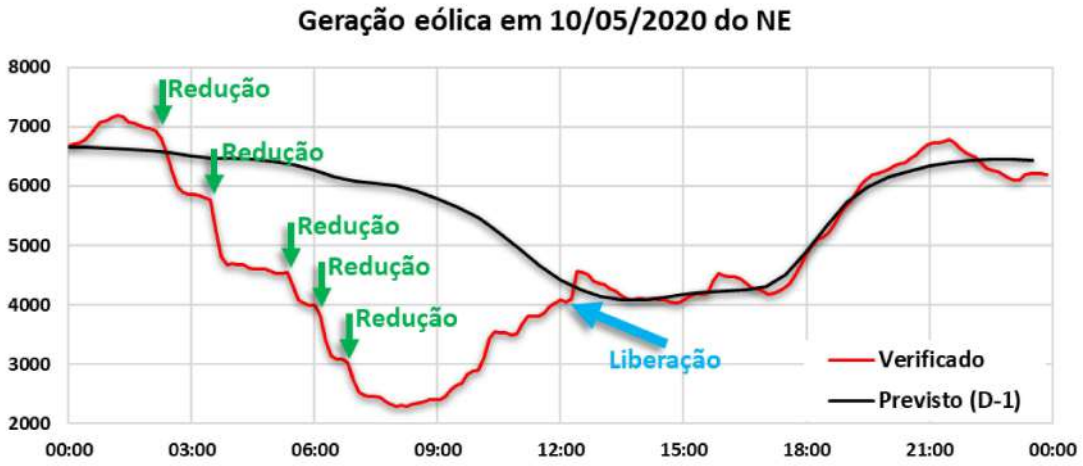


Figura 1. Diagrama com as etapas dos modelos de previsão de geração eólica.

A partir desta contextualização, este artigo visa apresentar uma nova vertente do modelo de Tempo Real, que passa a utilizar em suas atualizações (a cada meia hora) a velocidade do vento verificada. Portanto, é possível estimar a geração eólica em tempo real sem considerar os efeitos dos cortes de geração. É importante ressaltar que a disponibilidade da velocidade do vento

é parte fundamental do processo. Assim, na ausência de dados meteorológicos de qualidade, o processo de atualização das previsões em tempo real é comprometido [10].

METODOLOGIA PROPOSTA

O modelo proposto tem o objetivo de gerar previsões eólicas, que são constantemente atualizadas com base em informações verificadas no tempo real. Nas próximas seções, as principais etapas do modelo proposto, que estão representadas no diagrama da Figura 2, serão apresentadas. Note que, nesta figura, as etapas dentro da caixa vermelha são executadas uma vez ao dia, na primeira meia hora do dia. As demais etapas são executadas a cada meia hora. Na sequência, será detalhado o processo de estimação da geração em tempo real, bem como a etapa anterior de cálculo do vento médio por ponto de conexão à rede básica (alvo da operação). Adicionalmente, a etapa de aplicação do modelo *smart persistence* para previsão futura será descrita.

Figura 2. Diagrama com as etapas do modelo de previsão de tempo real.

Modelo para estimação da geração eólica

A geração, que está/estaria ocorrendo em tempo real, é estimada considerando os agrupamentos de usinas de cada ponto de conexão. O valor da geração é calculado aplicando-se a velocidade média do vento do ponto de conexão na sua curva Vento x Potência (VxP).

A curva VxP é construída de maneira muito semelhante ao que é feito no modelo WEOL, sendo que para modelá-la, utiliza-se a equação logística descrita na Equação (1). As curvas são montadas por ponto de conexão a partir de dados médios de geração e velocidade do vento. Vale lembrar que esta etapa é executada uma única vez no dia, conforme Figura 2. Os dados de

geração são obtidos do melhor histórico, tal como no modelo WEOL. O melhor histórico de geração é aquele obtido pela combinação de dados do ONS e da CCEE, sendo que esses dados são previamente tratados de modo a eliminar medições espúrias. Ressalta-se ainda que, em caso de indisponibilidade dos dados de ambas as instituições, existe um conjunto de regras e técnicas para preencher os dados faltantes, o qual é detalhado em [1].

$$Ger = G_{min} + \frac{G_{max} - G_{min}}{\left(1+10^{b(V_{mid}-V)}\right)^{s}} \quad (1)$$

Onde: Ger é a geração estimada; V a velocidade do vento; G_{min} e G_{max} são parte inferior e superior das assíntotas, respectivamente; os parâmetros b e V_{mid} são a inclinação e a coordenada x (vento) do ponto de inflexão, respectivamente; e s é um parâmetro de forma da curva.

Por outro lado, como durante a estimação da geração do tempo real, só é possível contar com dados de velocidade do vento do Sistema de Supervisão e Controle do ONS (*Supervisory Control And Data Acquisition* - SCADA), optou-se por utilizar também apenas dados de velocidade do vento oriundos do SCADA na montagem da curva VxP. Na Figura 3 (lado esquerdo), tem-se um exemplo da estimativa das curvas VxP de um determinado ponto de conexão. Note que para cada ponto de conexão, são estimadas 48 curvas (curvas em rosa), uma para cada meia-hora do dia.

A metodologia de estimação das curvas VxP busca utilizar as medições mais recentes do histórico (últimos 10 dias) com o intuito de que possíveis períodos de restrição de geração não impactem o montante de geração previsto atual. Note que os pontos em preto representam as medições de todo histórico de geração e vento médios do ponto de conexão. Os pontos em vermelho são as medições registradas nos últimos 120 dias e os pontos em azul, por fim, são os registros dos últimos 10 dias.

De modo a viabilizar o cálculo de uma curva VxP por semi-hora considerando medições de poucos dias, tem-se, inicialmente, a estimação de uma curva única a partir das medições mais recentes e de pontos fictícios inseridos para representar adequadamente a região de saturação (pontos em amarelo). Uma informação importante é que os pontos fictícios são inseridos a partir das medições dos últimos 10 dias ou dos últimos 120 dias. Para essa decisão, observa-se qual conjunto de pontos se aproxima mais das maiores gerações registradas no histórico, uma vez que esse conjunto representa de forma mais adequada a região de saturação do ponto. Utilizando-se o conjunto de pontos VxP fornecido pela curva única e as medições de cada semi-hora dos últimos 10 dias, é possível estimar as 48 curvas Vento x Potência do ponto de conexão. Observe que a utilização das medições mais recentes permite que o modelo capture mudanças nas curvas VxP que ocorreram nos últimos dias, o que é exemplificado na Figura 3.

Conforme já foi mencionado, as curvas VxP são estimadas a partir de séries médias de geração e velocidade do vento. Para transformar a geração média do ponto de conexão em geração total, aplica-se a regressão linear entre geração verificada média e total, conforme mostrado na imagem da direita.

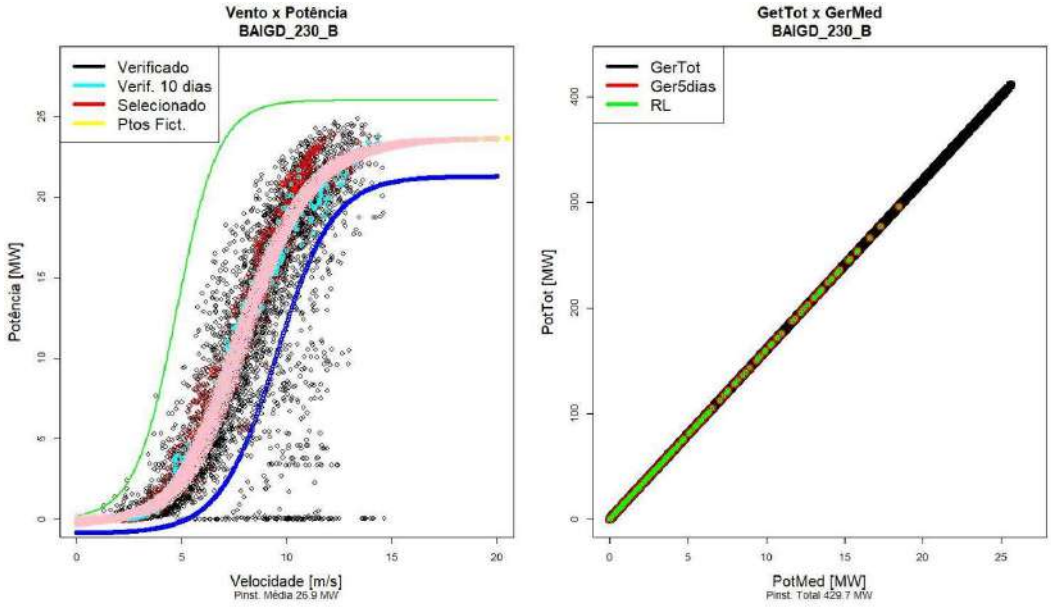


Figura 3. Exemplo de estimação das curvas VxP.

A etapa de cálculo do vento médio do tempo real da Figura 2 é feita a partir da média aritmética dos ventos verificados em cada usina do ponto de conexão. Destaca-se, porém, que na construção das curvas VxP foram utilizados dados de vento exclusivos do Sistema de Supervisão e Controle do ONS e apenas foram considerados os dados das usinas cujo histórico de medições dos últimos 60 dias apresentasse no mínimo 40% de dados válidos. Para manter a coerência, apenas as velocidades de vento das usinas que foram utilizadas na estimação da curva VxP são consideradas no cálculo da velocidade média. É importante salientar que os históricos de medição de velocidade do vento oriundos do SCADA passam por filtros de tratamentos, que incluem eliminação de *outliers*, dados congelados e dados fora de determinados limites.

Pode acontecer uma situação em que nenhuma usina do ponto de conexão possua dados de vento do SCADA válidos. Nesse caso, tem-se a seguinte metodologia para selecionar dados de vento para o ponto:

i. Para cada usina do ponto de conexão, procura-se as usinas vizinhas em um raio de 20 km e que possuam dados válidos, i.e., a usina precisa ter pelo menos 40% das medições dos últimos 60 dias válidas. Caso nenhuma usina vizinha possua dados válidos no período dos 60 dias mais recentes, esse período é incrementado de 15 em 15 dias até um intervalo máximo de 120 dias.

ii. Após a seleção de usinas próximas e com dados válidos, calcula-se a correlação dessas usinas com a usina do ponto de conexão correspondente. As correlações são ordenadas e a usina vizinha que possui a maior correlação com a usina do ponto é selecionada. A Figura 4 ilustra o processo descrito neste item. No exemplo apresentado, uma dada usina (Usina x) de um ponto de conexão possui cinco usinas vizinhas (Usina Vizinha 1, ..., Usina Vizinha 5) com dados válidos dentro do raio de 20 km. As correlações entre as velocidades do vento da usina em questão com as velocidades do vento das usinas vizinhas são mostradas em vermelho. A Usina Vizinha 1 possui a maior correlação com a Usina x, conforme a figura abaixo.

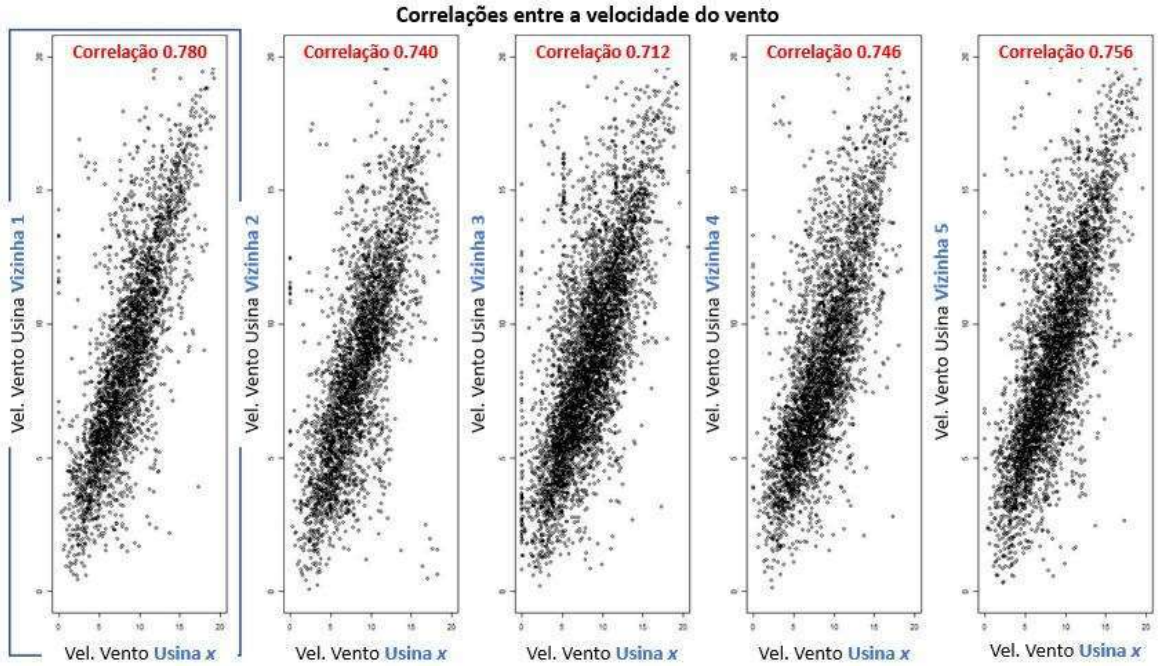


Figura 4. Correlação entre velocidade do vento de uma usina e de suas vizinhas.

Para compor o vento do ponto de conexão, faz-se a média das velocidades dos ventos das usinas previamente selecionadas (etapa anterior). Ressalta-se que apenas usinas que possuem ventos com correlações acima de 0,6 são utilizadas no cálculo da média. Isso é feito para evitar que ventos com baixa correlação e que, portanto, pouco representam o ponto de conexão, causem distorções na curva VxP. A Figura 5 apresenta as usinas selecionadas para compor a velocidade média do vento do ponto de conexão, ao qual a Usina x da figura anterior pertence. É possível observar que a Usina Vizinha 1 (que possui a melhor correlação) foi a selecionada para representar a Usina x do conjunto. O mesmo procedimento é adotado para todas as usinas do ponto. No caso da Usina w não foi possível encontrar uma usina na vizinhança de até 20 km e correlação superior a 0,6.

A velocidade média do vento do ponto de conexão passa a ser a média descrita acima. Durante o processo é importante guardar o nome das usinas cujos ventos foram selecionados para compor o vento médio do ponto. Na simulação em Tempo Real (T.R.), os dados de vento dessas usinas serão lidos e sua média utilizada para estimar a geração do ponto de conexão.

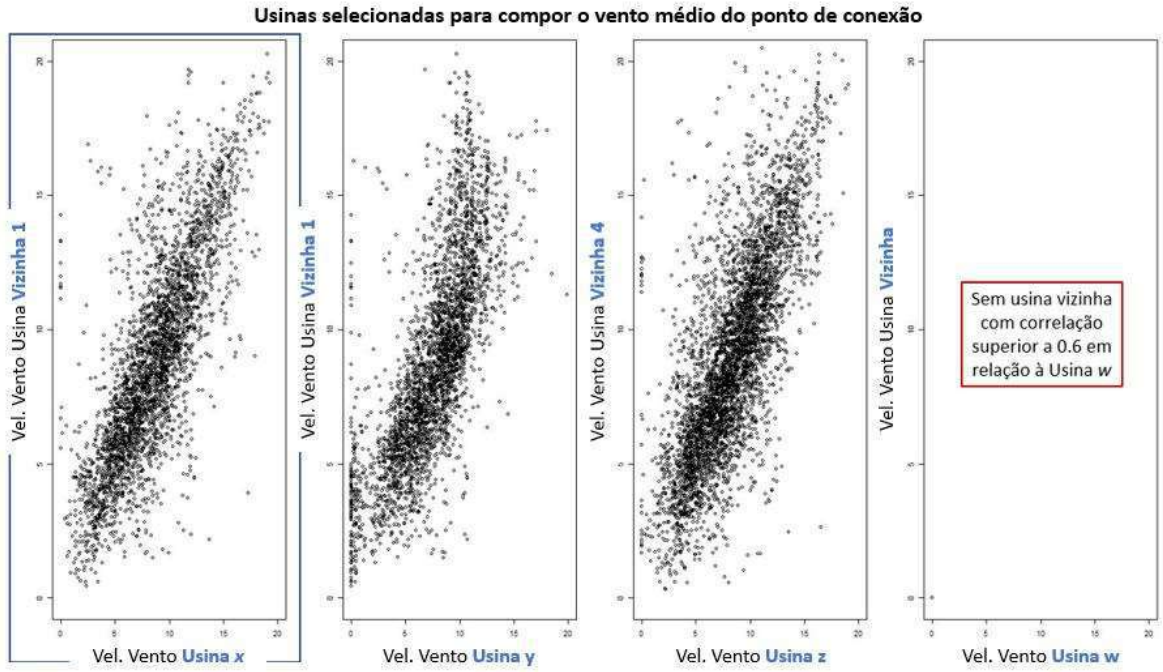


Figura 5. Seleção das usinas vizinhas ao ponto de conexão para compor a vento médio.

Uma última observação acerca do cálculo do vento médio do tempo real é que, da mesma forma que os ventos de uma usina são considerados apenas se 40% de suas medições de até 120 dias passados forem válidas, no T.R., os dados de vento também são eliminados se o número de medições válidas nos últimos 60 dias for inferior a 40%. Além desse mecanismo de filtragem dos dados em T.R., dados congelados por períodos superiores a 3 horas ou congelados de um dia para o outro também são eliminados.

De posse do vento médio do ponto de conexão e dos parâmetros da curva VxP, finalmente, é possível realizar a etapa de estimação da geração em tempo real mostrada na Figura 2. A metodologia proposta produz estimativas de geração bastante aderentes à geração que está sendo verificada em tempo real, conforme Figura 6. A geração estimada (curva preta) acompanha muito bem a geração verificada no Sistema de Supervisão e Controle do ONS, enquanto a previsão do WEOL (curva tracejada azul), realizada no dia anterior, se descola mais da geração do SCADA.

A Figura 7 apresenta mais um exemplo de geração estimada com base na velocidade do vento medida em tempo real, porém em um dia em que houve restrição de geração eólica no ponto de conexão mostrado. Em destaque, é possível notar que o padrão crescente da velocidade do vento não é alterado, mas que a geração fica limitada em aproximadamente 300 MW. Após algumas horas, a restrição de geração deixa de existir e é possível observar um degrau na geração verificada (curva vermelha). Percebe-se que a geração estimada, acompanha o comportamento do vento e, ao final da restrição, nota-se que a geração estimada volta a coincidir com a geração verificada. Isso demonstra a importância da metodologia apresentada, uma vez que o operador tem o conhecimento de qual será o novo patamar de geração eólica ao final da limitação.

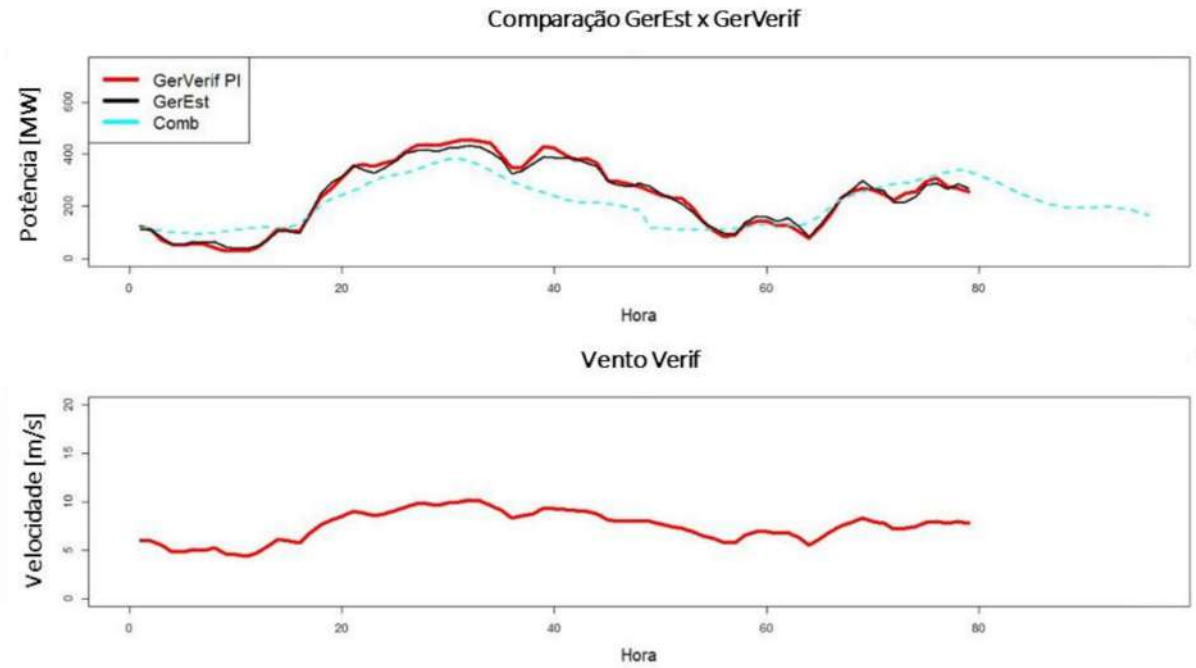


Figura 6. Geração estimada com base em dados de vento verificados.

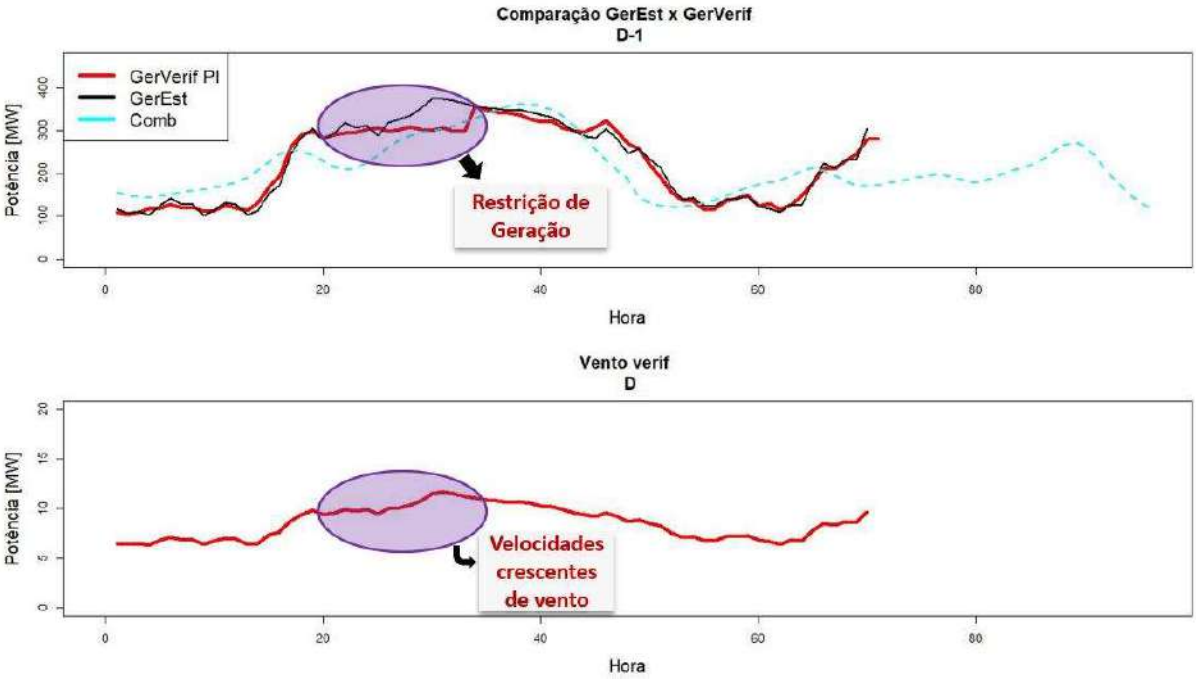


Figura 7. Geração estimada com base em dados de vento verificados em dia com restrição.

Modelo de previsão da geração eólica em tempo real

Esta subseção destina-se a apresentação da metodologia do modelo de previsão eólica para o tempo real, tendo como foco os ajustes das previsões realizados a cada meia hora com base na geração que está sendo estimada para o tempo real. Em linhas gerais, a cada atualização busca-se corrigir as previsões futuras aplicando-se o modelo de *smart persistence*, etapa mostrada na Figura 2. Esse modelo atribui peso maior para a geração estimada para as futuras semi-horas mais próximas. Por outro lado, à medida que o ajuste é voltado para as semi-horas futuras mais distantes, o peso maior é dado à previsão combinada do WEOL, conforme Equações (2) e (3).

$$Prev = \propto \times Ger_{est} + (1 - \propto) \times Prev_{comb} \quad (2)$$

Onde: Ger_{est} é a geração estimada para o instante t; $Prev_{comb}$ é a geração prevista pelo modelo de previsão de curtíssimo prazo; $Prev$ é a geração prevista pelo modelo de previsão do tempo real; α é o coeficiente de amortecimento.

Vale destacar que, o vetor alfa é composto por pesos para previsão de cada semi-hora à frente até o final do horizonte considerado e é definido através da equação abaixo:

$$\propto = e^{-\frac{k}{\varepsilon}} \quad (3)$$

Onde: k é o número de passos à frente em relação ao tempo t e ε é o parâmetro de persistência.

Observa-se que quanto maior o valor do parâmetro de persistência ε, maiores os valores obtidos para alfa, especialmente os primeiros termos do vetor. À medida que o termo de alfa é associado a uma semi-hora mais futura, seu valor/peso vai sendo reduzido. Na prática isso significa que quanto mais próximo ao instante atual maior será o peso dado a Ger_{est} e menor será para a $Prev_{comb}$ na Equação (2). Na sequência, são apresentadas todas as etapas de ajuste das previsões do WEOL

1º. Ajuste

A primeira etapa de ajuste envolve o cálculo de um fator que consiste na diferença entre as médias da geração estimada e da previsão combinada nas últimas seis horas.

$$ft_{aju_1} = dif\left(\overline{Ger_{est,6h}} - \overline{Prev_{comb,6h}}\right) \quad (4)$$

Há ainda um segundo fator que calcula a razão entre a diferença da geração estimada para a previsão combinada na semi-hora corrente e a geração máxima verificada no dia anterior. Esses dois fatores são multiplicados para chegar ao fator final.

$$ft_{aju_2} = \frac{dif\left(Ger_{est,sh} - Prev_{comb,sh}\right)}{max\left(Ger_{verif_{D-1}}\right)} \quad (5)$$

$$ft_{aju} = ft_{aju_1} \times ft_{aju_2} \quad (6)$$

O fator de ajuste é então somado aos valores previstos pelo modelo combinado (curva tracejada azul) resultando em novos valores previstos (curva tracejada roxa), sendo que o desnível

entre geração estimada e previsão é reduzido, conforme Figura 8. Note que para pontos de conexão em que não foi possível estimar a geração a partir de velocidades de vento verificadas no tempo real ou que a geração estimada foi menos assertiva que a previsão do modelo WEOL, os valores adotados para geração estimada são os valores da própria previsão combinada.

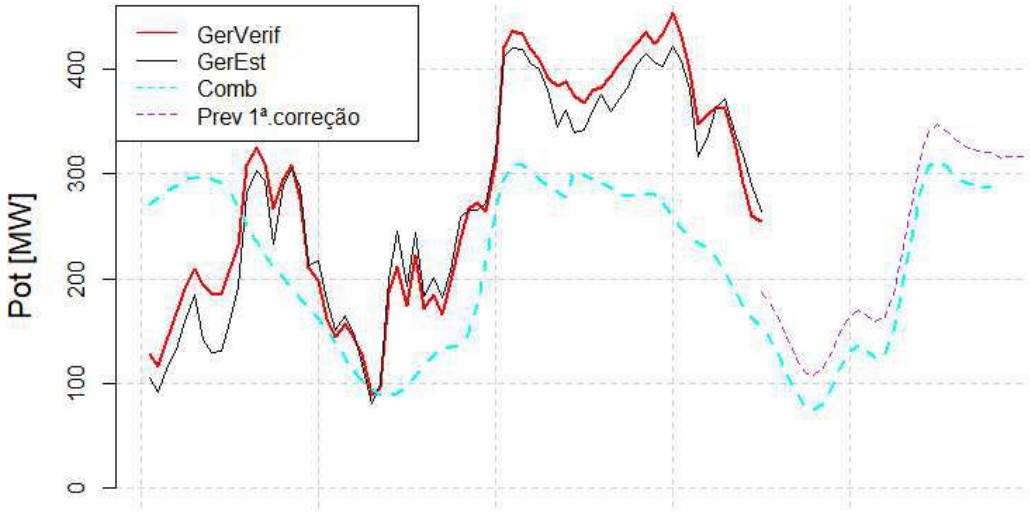


Figura 8. Primeira correção da previsão combinada.

2º. Ajuste

O segundo ajuste consiste na aplicação da equação de persistência buscando um ajuste intermediário entre as previsões obtidas na fase de ajuste anterior e as previsões combinadas. Na equação de persistência, adota-se $\varepsilon = 14$. O resultado é designado por $Prev_2$. Observa-se na Figura 9 que as previsões para semi-horas futuras recém-ajustadas (curva tracejada rosa) estão entre a curva com valores previstos corrigidos na primeira etapa (curva tracejada roxa) e a curva da previsão combinada (curva tracejada azul).

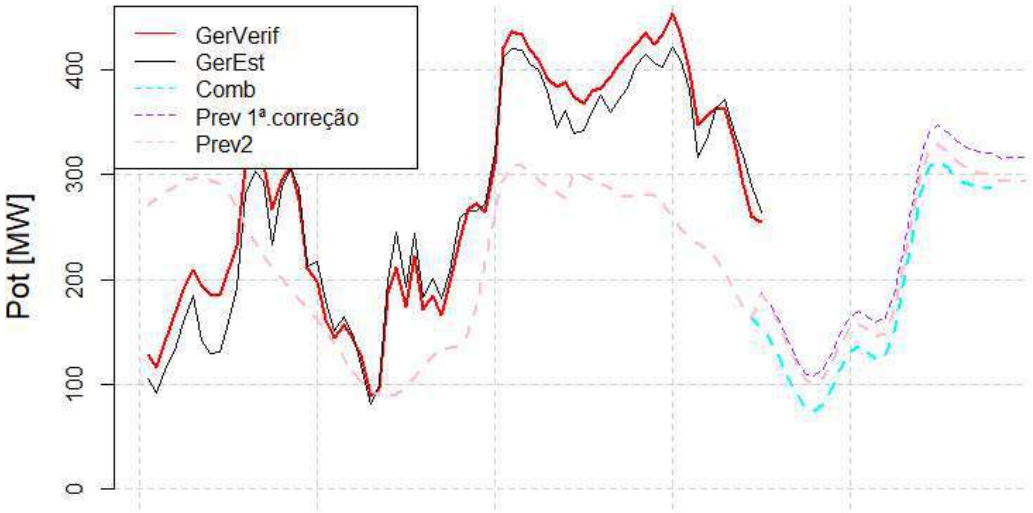


Figura 9. Segunda etapa de ajuste da previsão combinada.

3º. Ajuste

Nesta terceira fase, um novo fator de ajuste é calculado a partir da diferença entre a geração estimada e a última previsão ajustada para a semi-hora corrente.

$$ft_{aju} = dif\left(Ger_{est_{sh}} - Prev_{2_{sh}}\right) \quad (7)$$

Utilizando-se $\varepsilon = 3{,}5$, a equação de persistência é aplicada da seguinte forma:

$$Prev_3 = \propto \times \left(Prev_2 + ft_{aju}\right) + (1 - \propto) \times Prev_2 \quad (8)$$

Sendo assim, para as primeiras semi-horas, as previsões somadas ao fator de ajuste (termo $Prev_2 + ft_{aju}$) possuem peso mais elevado. Consequentemente, a curva com as previsões ajustadas ($Prev_3$) se aproxima mais de $Prev_2 + ft_{aju}$ em um primeiro momento e, nas semi-horas futuras mais à frente, ficam muito próximas de $Prev_2$, conforme Figura 10.

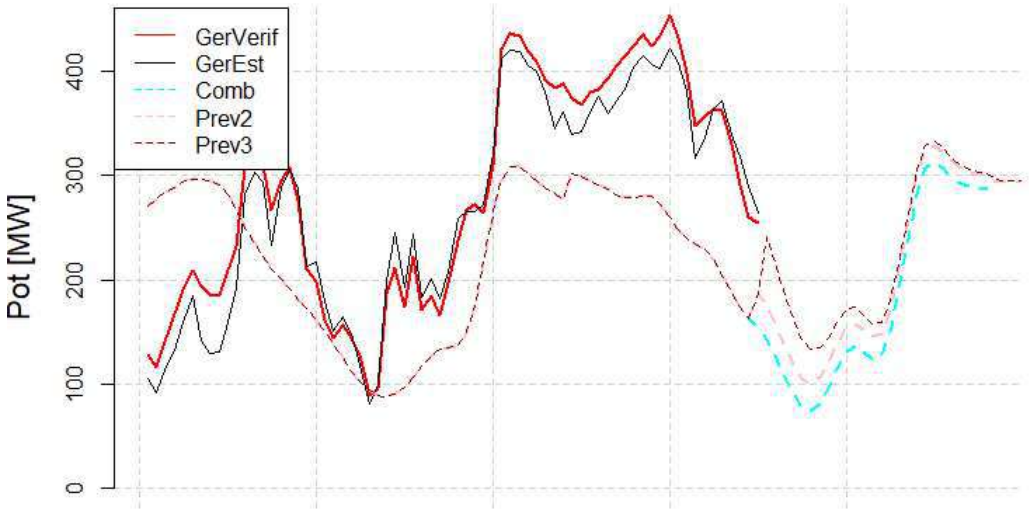


Figura 10. Terceira etapa de ajuste da previsão combinada.

4º. Ajuste

Este ajuste utiliza regressões lineares para corrigir a previsão até a 10ª. semi-hora à frente. A regressão relaciona medições de geração dos últimos 120 dias da semi-hora à qual se destina a correção com a semi-hora anterior, isto é, a 10ª. semi-hora é relacionada a 9ª., a 9ª. semi-hora com a 8ª., e assim sucessivamente.

A previsão para a primeira meia-hora à frente é ajustada aplicando-se a regressão linear à geração estimada referente à meia-hora corrente (9). Para a 2ª. meia-hora à frente até a 10ª., utiliza-se (10):

$$Prev_{RL}[semi - hora] = a \times Ger_{est}[semi - hora_{ant}] + b \quad (9)$$

$$Prev_{RL}[semi - hora] = a \times Prev_3[semi - hora_{ant}] + b \quad (10)$$

em que a e b são os coeficientes ajustados para a reta.

Os valores de $Prev_{RL}$ para o restante do horizonte das previsões combinadas são calculados através da equação de persistência, considerando que os parâmetros alfas foram definidos a partir de $\varepsilon = 4$.

$$Prev_{RL} = \propto \times Prev_3[10^{a}\ semi - hora\ à\ frente] + (1 - \propto) \times Prev_3 \quad (11)$$

Novamente, a equação de persistência é aplicada, considerando $\varepsilon = 3{,}5$:

$$Prev_4 = \propto \times Prev_{RL} + (1 - \propto) \times Prev_3 \quad (12)$$

O ajuste obtido para os valores previstos na quarta etapa pode ser visto na Figura 11 (curva laranja).

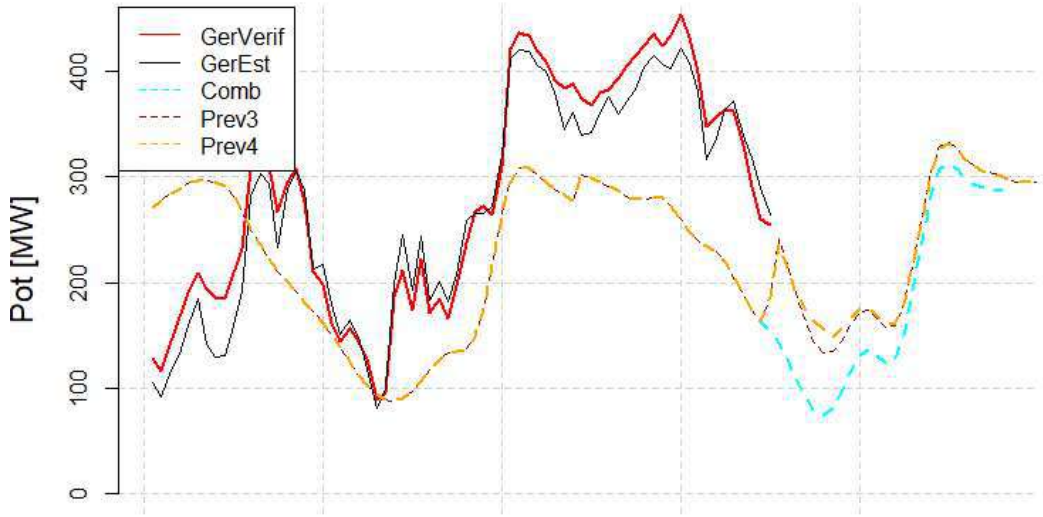


Figura 11. Quarta etapa de ajuste da previsão combinada.

5º. Ajuste

Aplica-se uma última vez a equação de persistência, desta vez com $\varepsilon = 0{,}8$. O termo associado ao fator alfa é a geração estimada na semi-hora corrente, enquanto o outro termo é a previsão ajustada na etapa anterior, conforme pode ser visto abaixo:

$$Prev_5 = \propto \times Ger_{est}[semi - hora\ corrente] + (1 - \propto) \times Prev_4 \quad (13)$$

Os valores da curva com a previsão final de semi-horas passadas são substituídos pelos valores de geração estimada. Assim, observa-se na Figura 12, que a curva com a previsão final (verde-escuro tracejada) se sobrepõe à curva da geração estimada em momentos passados. Adicionalmente, conforme propósito inicial, a previsão final aproxima-se mais da geração estimada nas futuras semi-horas mais próximas e, à medida que o horizonte é expandido, a previsão final tende a acompanhar as previsões do modelo combinado.

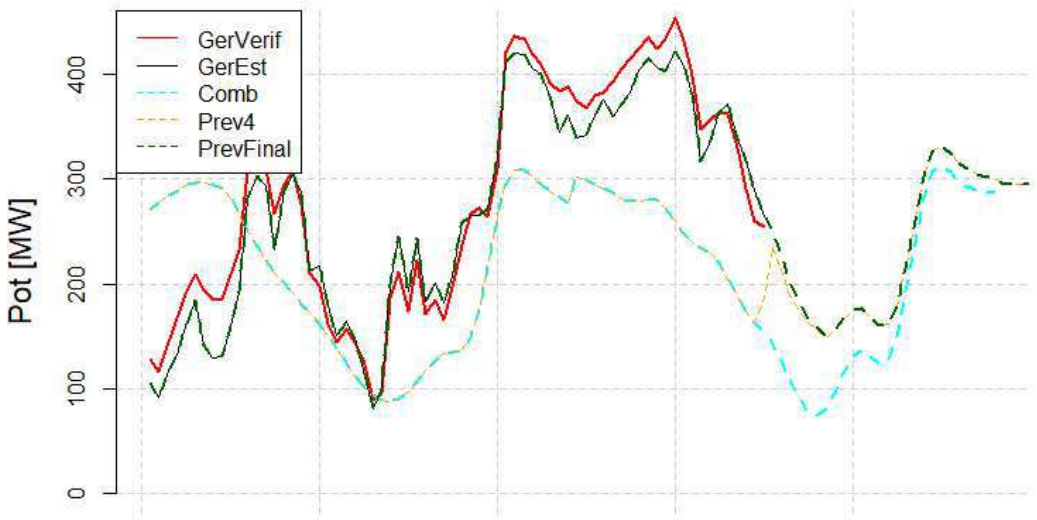


Figura 12. Etapa final de ajuste da previsão combinada.

RESULTADOS DO MODELO DE TEMPO REAL

Nesta seção, são mostrados resultados do modelo de previsão para o tempo real considerando níveis de agrupamentos de usinas distintos: por ponto de conexão e por subsistema.

Na Figura 13 e na Figura 14, são apresentados gráficos com as previsões ajustadas para o tempo real até o final do dia corrente para dois pontos de conexão distintos. Para melhor entendimento do gráfico, ressalta-se que a geração verificada aquisitada pelo Sistema de Supervisão e Controle do ONS e salva no sistema histórico (PI). A curva vermelha representa a geração estimada com base nas velocidades médias de vento verificadas em tempo real. Adicionalmente, a curva preta apresenta as previsões oriundas do modelo combinado. Por fim, a curva vermelha pontilhada são as previsões resultantes do processo de ajuste descrito na seção anterior.

Nota-se que, no ponto de conexão mostrado na Figura 13, as previsões ajustadas para o tempo real acompanham a curva da geração estimada. Para as semi-horas futuras, a previsão ajustada volta a se aproximar da previsão combinada, mas sempre partindo da geração estimada atual. É possível observar também que a geração estimada possui boa aderência à geração verificada, o que reforça a adequabilidade da metodologia de estimação proposta.

A Figura 14, por sua vez, apresenta um ponto de conexão em que não foi possível estimar a geração em tempo real. Entre os motivos que podem inviabilizar essa estimação, tem-se: ausência dos dados de vento verificados em tempo real para o ponto de conexão e ausência de dados históricos de vento e/ou geração para a montagem da curva VxP. Nessas situações, a geração estimada passa a ser a própria previsão combinada e as previsões ajustadas seguem, portanto, os valores previstos pelo modelo WEOL. Nesta figura, observa-se que as previsões combinadas podem se descolar bastante dos dados de geração do tempo real. Sendo assim, o objetivo é que o modelo seja capaz de estimar a geração para todos os pontos de conexão. Para

que isso seja possível, reforça-se a importância de os dados aquisitados pelo Sistema de Supervisão e Controle do ONS apresentarem boa qualidade.

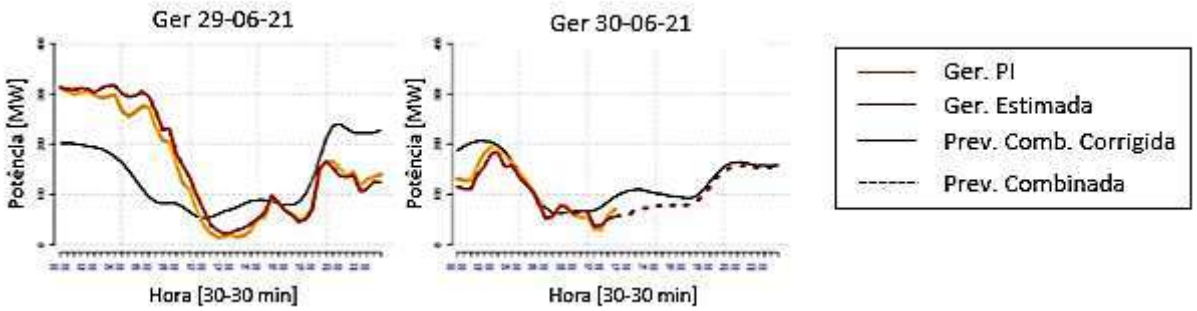


Figura 13. Resultados do modelo de tempo real para um ponto de conexão.

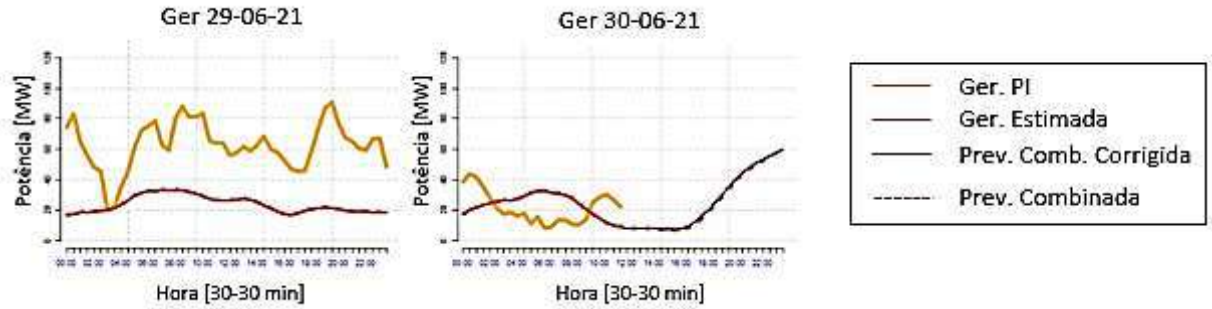


Figura 14. Resultados do modelo de tempo real para um ponto de conexão sem geração estimada.

Na Figura 15, tem-se as previsões obtidas pelo modelo de tempo real para o subsistema NE e a geração verificada em tempo real correspondente (curva vermelha). As linhas tracejadas representam as previsões para o mesmo dia, realizadas em cada meia-hora do dia. A previsão mais atualizada é a linha tracejada vermelha. Ressalta-se que as “previsões” para semi-horas passadas são as próprias estimações realizadas para a geração em tempo real. No gráfico, tem-se ainda a curva preta que corresponde à previsão oriunda do modelo combinado. A curva rosa representa a geração eólica total verificada no Nordeste. A diferença entra essa curva e a vermelha é que a curva rosa inclui todo o montante de geração do Nordeste (usinas novas e em teste), enquanto a curva vermelha é obtida somando-se apenas as gerações verificadas das usinas do Nordeste simuladas pelo WEOL.

Nota-se uma boa aderência entre as curvas de geração verificada e geração estimada em tempo real, sendo esses desvios significativamente menores que os desvios entre geração verificada e previsão do modelo combinado, conforme destacado na Figura 15. A utilização da geração estimada permite que as previsões do modelo combinado sejam atualizadas com base em uma informação mais assertiva do que está acontecendo em tempo real. Dessa forma, as curvas pontilhadas tendem a se aproximar mais da geração verificada do que a curva do modelo combinado.

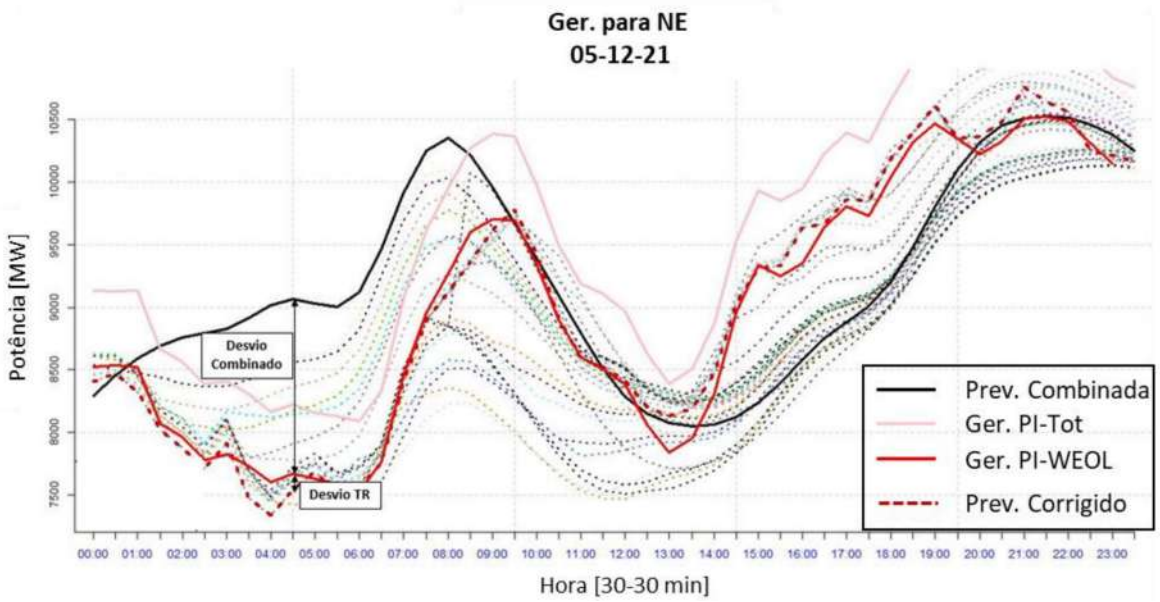


Figura 15. Resultados do modelo de tempo real para o subsistema NE.

A Figura 16 apresenta os mesmos resultados da Figura 15, porém para o subsistema Sul. Novamente, observa-se uma boa aderência da geração estimada com a verificada e que as previsões atualizadas de meia em meia-hora tendem a se aproximar mais da geração verificada do que a previsão do modelo combinado.

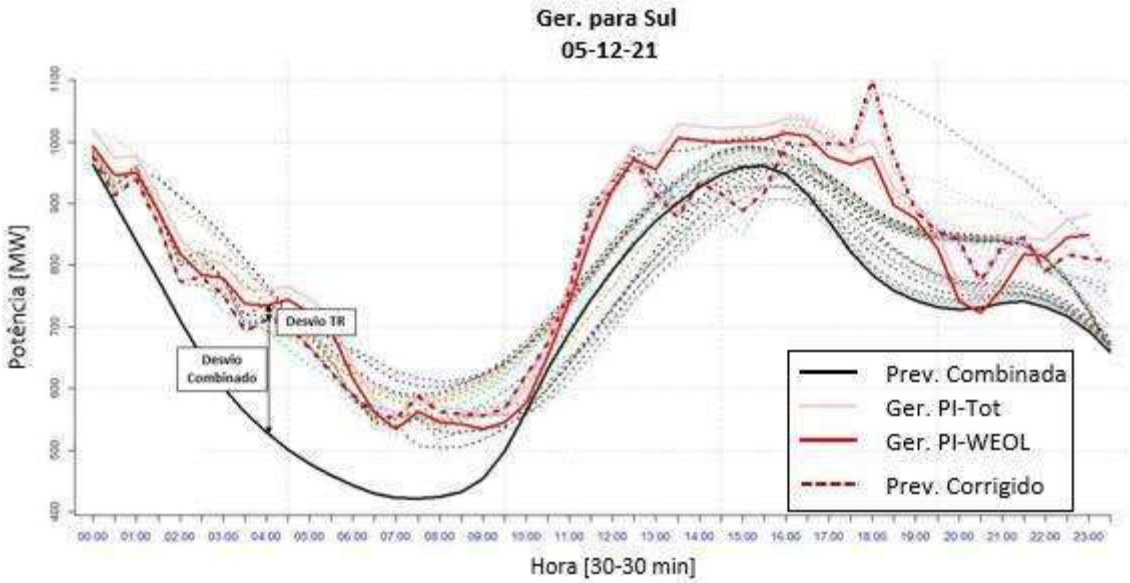


Figura 16. Resultados do modelo de tempo real para o subsistema S.

A Figura 17 apresenta a geração verificada em um dia que a geração eólica sofreu uma limitação. É possível observar que a previsão atualizada nos momentos em que ocorre a limitação tende a acompanhar o comportamento da geração estimada. Essa informação permite o operador conhecer para qual montante a geração eólica irá saltar após o final da restrição.

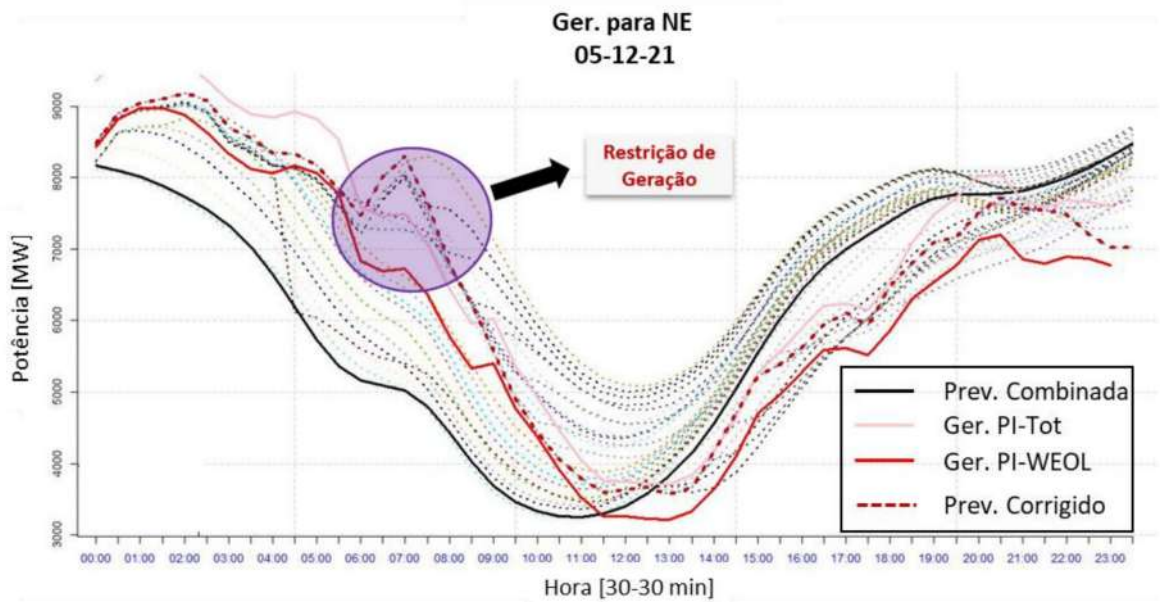


Figura 17. Resultados do modelo de tempo real para o subsistema NE em dia com restrição.

Para avaliar o desempenho quantitativamente das previsões disponibilizadas à sala de controle, são apresentados na Figura 18 e na Figura 19, por subsistema, os desvios diários entre a geração verificada e as previsões de até três horas (6 passos) à frente (curvas em azul escuro – Desvio Prev TR). Esses desvios podem ser comparados com os erros entre as previsões do tipo D do modelo combinado e a geração verificada (curvas em vinho – Desvio Prev Combinado). Lembrando que o modelo combinado para o dia D é a previsão fornecida pelo WEOL para o dia corrente.

No gráfico em destaque, o Desvio Prev – TR consiste na diferença entre a geração verificada e a geração estimada com base nas velocidades médias do vento registradas nos pontos de conexão e suas respectivas curvas VxP. Os desvios do modelo de tempo real dos demais gráficos referem-se às previsões de um até seis passos à frente (3 horas à frente), respectivamente. Em relação aos desvios do modelo combinado, esses são os mesmos em todos os gráficos, visto que as previsões combinadas do WEOL não são atualizadas a cada meia-hora.

Analisando os gráficos da Figura 18 e da Figura 19, nota-se que, à medida que o número de passos à frente é reduzido, os desvios da previsão em tempo real são minimizados. Adicionalmente, os desvios do modelo em tempo real tendem a ser significativamente menores do que os desvios do modelo combinado, o que fica ainda mais evidente observando as médias de cada desvio no período de análise (curvas pontilhadas).

Em termos percentuais, os desvios por subsistema são apresentados na Figura 20 (a), sendo que os maiores desvios são os registrados no subsistema Norte (composto por apenas um ponto de conexão). De modo a ser possível observar os ganhos obtidos com a utilização das previsões em tempo real, na Figura 20 (b), são apresentados os desvios percentuais das previsões combinadas do modelo WEOL considerando o horizonte D (dia corrente).

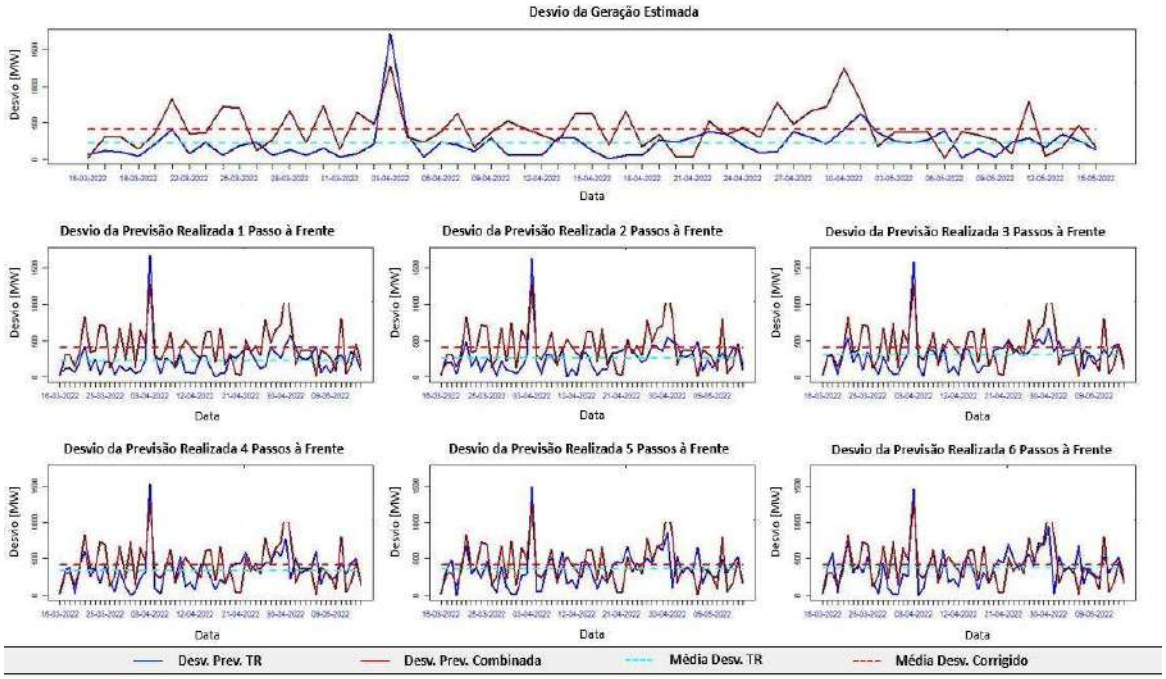


Figura 18. Desvio das previsões realizadas até seis passos à frente do subsistema Nordeste.

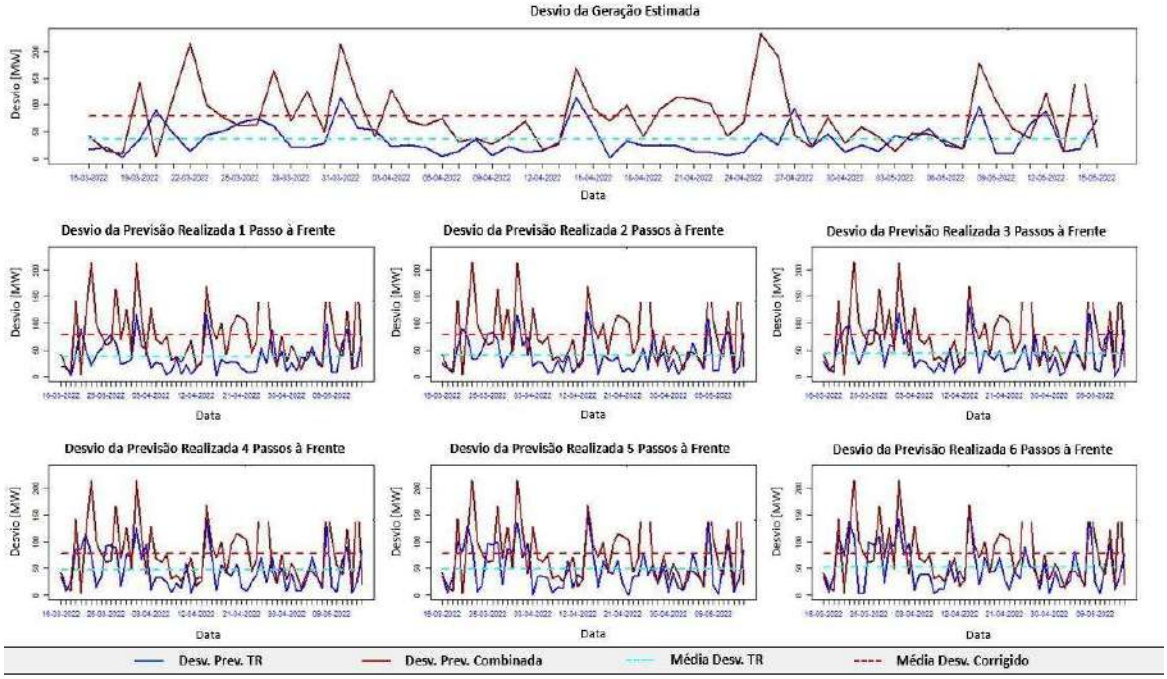


Figura 19. Desvio das previsões realizadas até seis passos à frente do subsistema Sul.

De acordo com a Figura 20, nota-se uma redução dos desvios, especialmente nos subsistemas Nordeste e Sul. Adicionalmente, essa redução tende a ser mais significativa quando

os desvios do modelo WEOL são comparados com os desvios associados a um número menor de passos à frente.

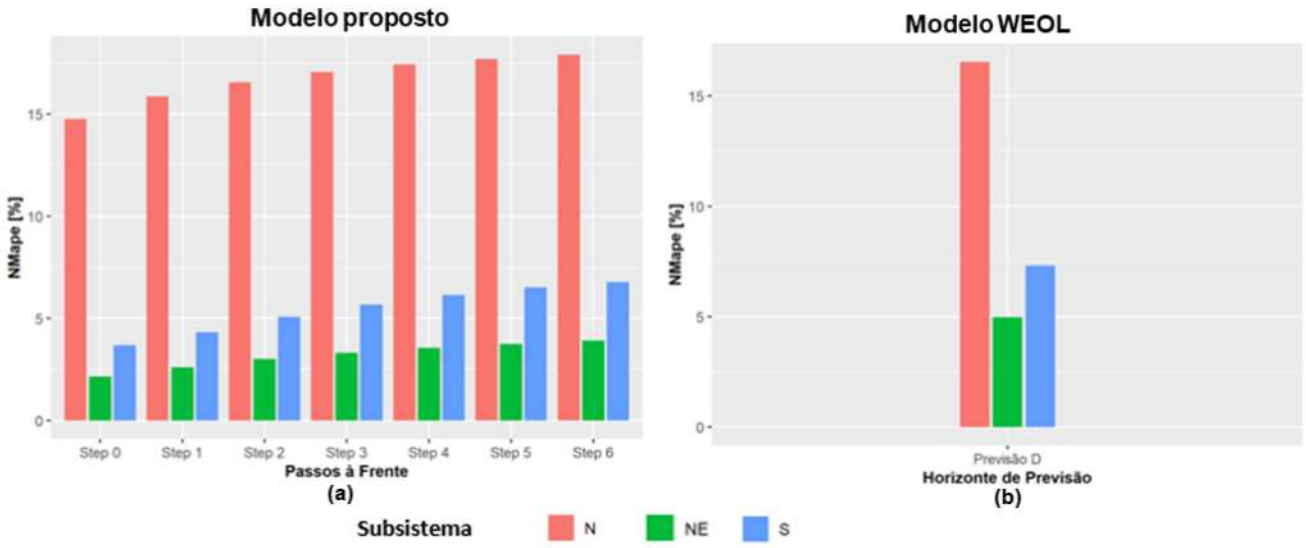


Figura 20. (a) Desvio das previsões realizadas até seis passos à frente do SIN – (b) Desvio das previsões para o SIN do modelo WEOL para o horizonte D.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo apresentou uma proposta de um modelo de previsão eólica para o tempo real que utiliza a velocidade do vento em suas atualizações semi-horárias. Ao se utilizar a velocidade do vento para estimar a geração em tempo real, o montante de energia que estaria sendo gerado a despeito de cortes de geração passa a ser conhecido. Dessa forma, os operadores terão uma maior noção para qual patamar a geração eólica irá saltar ao fim de uma limitação.

Para a utilização da velocidade do vento nas atualizações das previsões de tempo real, é fundamental que os dados aquisitados pelo Sistema de Supervisão e Controle do ONS apresentem boa qualidade. Para os pontos de conexão em que os dados de vento são precários, tem-se uma metodologia para utilizar as velocidades do vento medidas nas usinas da vizinhança que possuam boa correlação com as usinas do ponto de conexão de interesse, conforme foi discutido neste artigo.

É bom ressaltar que a utilização da informação da geração estimada em tempo real para corrigir as previsões fornecidas pelo modelo WEOL resultou em uma maior aderência entre as previsões eólicas e a geração verificada. A análise dos desvios mostrou que, à medida que as previsões vão sendo atualizadas e o número de passos à frente reduzido, as previsões tendem a ser mais assertivas, conforme já era esperado. Adicionalmente, verificou-se que, a nível de subsistema, o NMAPE das previsões realizadas um passo à frente, i.e., meia-hora à frente, são inferiores a 5% tanto para o Sul como para o Nordeste.

REFERÊNCIAS

[1] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Desenvolvimento Metodológico para Previsão de Geração de Fonte Eólica,” 2018. [Online]. Available: https://sintegre.ons.org.br/sites/8/103/105/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?RootFolder=%2Fsites%2F8%2F103%2F105%2FProdutos%2F439%2F17-07-2019_152242&produto=NT%200151-2018%20-%20Desenvolvimento%20Metodol%C3%B3gico%20para%20Previs%C3%A3o%20de%20Gera%C. [Acesso em 14 Junho 2022].

[2] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, “Manual do Usuario - DESSEM,” [Online]. Available: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=5364eca8-5f33-ba3b-fe16-c48f305179d2&groupId=36070. [Acesso em 14 Junho 2022].

[3] P. S. Nascimento, F. H. Lima, L. Khenayfis, M. C. Lima e A. S. Kligerman, “Modelo Adaptativo de Previsão de Geração de Fonte Eólica para o Tempo Real,” *Brazil WindPower,* 2018.

[4] IRENA - International Renewable Energy Agency, “Advanced Forecasting of Variable Renewable Power Generation,” 2020. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Advanced_weather_forecasting_2020.pdf%20?%20%20la=en&hash=8384431B56569C0D8786C9A4FDD56864443D10AF. [Acesso em 06 junho 2022].

[5] NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration, “Global Forecast System (GFS),” [Online]. Available: https://www.ncei.noaa.gov/products/weather-climate-models/global-forecast. [Acesso em 29 Junho 2022].

[6] ECMWF - European Centre for Medium-Range Weather Forecasts, “Modelling and Prediction,” [Online]. Available: https://www.ecmwf.int/en/research/modelling-and-prediction. [Acesso em 29 Junho 2022].

[7] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Manual de Execução do Módulo 2 do Modelo de Previsão de Geração de Fonte Eólica,” 2018. [Online]. Available: https://sintegre.ons.org.br/sites/8/103/105/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?RootFolder=%2Fsites%2F8%2F103%2F105%2FProdutos%2F439%2F17-07-2019_152242&produto=NT%200151-2018%20-%20Desenvolvimento%20Metodol%C3%B3gico%20para%20Previs%C3%A3o%20de%20Gera%C. [Acesso em 14 Junho 2022].

[8] NERC - North American Electric Reliability Corporation, “Variable Generation Power Forecasting for Operations,” Maio 2010. [Online]. Available: https://www.nerc.com/files/Varialbe%20Generationn%20Power%20Forecasting%20for%20Operations.pdf. [Acesso em 07 Junho 2022].

[9] A. Fischer, L. Montuelle, M. Mougeot e D. Picard, “Real-time wind power forecast,” *Researchgate,* Outubro 2016.

[10 A. Botterud, J. Wang, C. Monteiro e V. Miranda, “Wind power forecasting and electricity market operations,” *Inesctec,* Janeiro 2009.

Análise e complementaridade entre fontes eólica e solar no semiárido nordestino.

Allan Rodrigues Silva[1], Rizzieri Pedruzzi[1], Allan Cavalcante Araujo[1], Marcos Vinicius Almeida Narcisio[1], Arthur Lúcide Cotta Weyll[1], Diogo Nunes da Silva Ramos[1], Thalyta Soares dos Santos[1], Filipe Milani de Souza[1], Mirella Lima Saraiva Araujo[1], Yasmin Kaore Lago Kitagawa[1], Ricardo Cerqueira Medrado[1], Wland Oliveira Camilo Júnior[2], Armando Temporal Neto[2], Márcio de Carvalho[2], William Ramires Pires Bezerra[2],Túlio Trajano Costa[2], José Bione de Melo Filho[2], Alex Álisson Bandeira Santos[1], Erick Giovani Sperandio Nascimento[1], Davidson Martins Moreira[1]*

[1]Campus Integrado de Manufatura e Tecnologia, SENAI CIMATEC, Salvador-BA

[2]Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, Recife-PE

**allan.silva@fieb.org.br*

Resumo

Diante do cenário global de alterações climáticas, a importância das fontes de energias renováveis tem se destacado em todo mundo. O Brasil, atualmente, possui matriz originadas de fontes renováveis, porém a dominância por parte da fonte hídrica tem sido um desafio no planejamento, devido as variações hidrológicas e climáticas. Com o país altamente dependente da fonte hidrelétrica a busca de fontes alternativas e renováveis como eólica e solar surgem como opção. O aumento expressivo das usinas eólicas e solares na matriz elétrica apresenta um cenário promissor. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é analisar os recursos eólico e solar e sua complementaridade a partir de dados observacionais coletados pela CHESF. Os resultados encontrados indicam índices adimensionais de diferentes graus de correlação e escala temporal que comprova, de modo preliminar, complementaridade entre as fontes. A relação encontrada entre as fontes eólica e solar é mais intensa no verão e outono, com correlação entre -1 e -0,93, respectivamente.

Palavras-chave: Energias renováveis, energia eólica, energia solar, sistema híbrido eólico-solar.

Abstract

Faced with the global scenario of climate change, the importance of renewable energy sources has been highlighted worldwide. Currently, Brazil has most of produced energy originated from renewable sources, especially hydropower, but the dominance by this source has been a challenge, due to hydrological and climatic variations. With the country highly dependent on hydroelectric power, the search for alternative and renewable sources such as wind and solar appears as an option. The significant increase in wind and solar plants in the electricity matrix presents a promising scenario. In this context, the objective of this work is to analyze wind and solar resources and their complementarity from observational data collected by CHESF. The results found indicate dimensionless indices of different degrees of correlation and temporal scale that prove, in a preliminary way, the complementarity between the sources. The relationship found between wind and solar sources is more intense in summer and autumn, with a correlation between -1 and -0.93, respectively.

Keywords: Renewable energy; wind energy; solar energy; hybrid wind-solar system

1 Introdução

No Brasil, a principal fonte de conversão de energia é proveniente das fontes hídricas, correspondendo à 62,3% da matriz energética (ANEEL, 2021). Contudo, a concentração em um único recurso energético compromete a segurança energética nacional. Nos últimos anos, houve uma queda da contribuição de fontes hídricas motivada pela falta de investimentos em novas usinas hidrelétricas e pela necessidade de diversificar a matriz energética. Um dos motivos foi tentar atenuar os problemas de segurança relacionados ao impacto da variabilidade climática, como as longas temporadas de seca durante a última década (DAVID HUNT et al., 2018; de QUEIROZ et al., 2019; NOBRE et al., 2016; SILVA et al., 2016a). Consequentemente, a diminuição da disponibilidade hídrica motivou frequentes aumentos da tarifa de energia e inclusão de taxas extras provocadas pelo uso de energias não renováveis (EPBR, 2021; MME, 2021; O Globo, 2021).

Nesse contexto, é crucial expandir a participação de fontes alternativas no cenário de geração de energia elétrica no Brasil. A crescente participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira, tais como a eólica e solar, ocorreu

principalmente em consequência dos incentivos fiscais fornecidos pelo governo brasileiro (MME, 2021) e devido às características climáticas brasileiras, especialmente na região semiárida (VELLOSO et al., 2019), propícias para geração de energia elétrica a partir fontes eólicas e solares.

Entretanto, as fontes de energia renováveis possuem diversas escalas temporais (horária, diária, sazonal e regional), e esta natureza flutuante torna-se um desafio, uma vez que a disponibilidade de energia pode não coincidir com a demanda de eletricidade. Desta forma, determinar a periodicidade na qual as disponibilidades máximas e mínimas dos recursos renováveis ocorrem é uma questão chave para a geração geral de energia (GBURČIK et al., 2013).

Assim, visto que o uso independente desses recursos pode não conceder uma fonte de alimentação contínua, propõem-se o uso complementar dos recursos eólicos e solares, também conhecido como sistemas híbridos (MIGLIETTA et al., 2016). Os sistemas híbridos podem ser considerados complementares, mesmo quando os valores de disponibilidade não são totalmente complementares, sendo denominado como sistema de complementaridade imperfeita (BELUCO et al., 2008). Entretanto, para que isso ocorra de maneira econômica e tecnicamente viável, os sistemas híbridos precisam ser dimensionados e otimizados a fim de minimizar o impacto no armazenamento ou interrupção do fornecimento de energia. Se a energia total disponível for relativamente constante e previsível, então o impacto será pequeno, mas se a produção de energia for altamente variável e imprevisível, então o efeito pode ser grande (MIGLIETTA et al., 2016).

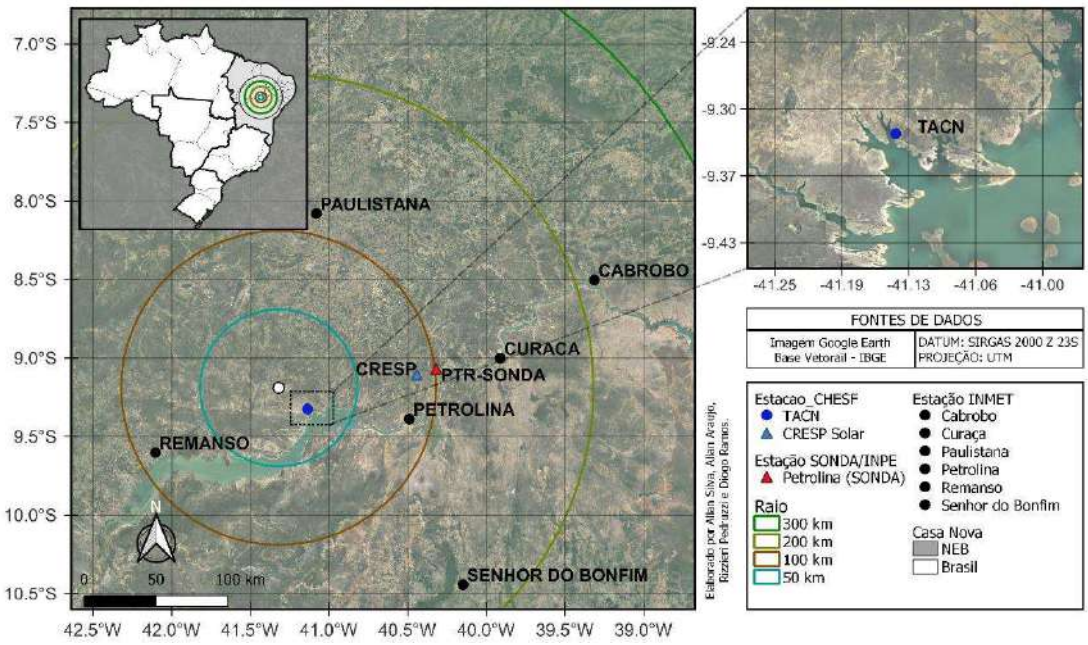
A análise da complementaridade das energias eólica e solar necessita do levantamento de informações multidisciplinares, ou ainda, das informações do mapeamento, em escala temporal, e dos potenciais eólico e solar. O principal critério para deliberação da implementação dos sistemas híbridos está relacionado ao mapeamento das condições climáticas de um determinado local. Uma vez determinada a magnitude das variáveis meteorológicas, tais como radiação solar, temperatura, umidade, precipitação, velocidade e direção do vento, cobertura de nuvens (dentre outras), são avaliados também outros critérios relacionados às condições topográficas e de uso da terra etc. Além disso, são muito importantes as condições de infraestrutura, considerando acesso ao local e distância das linhas de

transmissão e outros (SARASWAT et al., 2021; SHAO et al., 2020; TERCAN et al., 2021; WEI et al., 2019). Portanto, o levantamento de dados, tanto meteorológicos quanto das características da região, tem um papel crucial para análise de complementaridade. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é avaliar o efeito da complementaridade no sistema híbrido entre as fontes eólica e solar em Casa Nova - BA.

2 Dados e Métodos

A base de dados utilizada é composta de dados anemométricos e solarimétricos, sendo os dados provenientes da torre anemométrica (TACN) e a estação solar do Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina (CRESP), conforme disposição da Figura 1. Observa-se, na figura ainda que as estações observacionais estão em locais diferentes e a comparação foi realizada para fins de análise de complementaridade a uma distância inferior a 100 km.

Figura 1. Localização das torres observacionais na região de estudo.



Fonte: autor

O registro da torre anemométrica utilizada foi disponibilizado com uma frequência de 1 registro a cada 10 minutos com valores válidos durante o período de 01/01/2019 a 02/11/2020. A torre possui 4 níveis de medição anemométrica (entre 52,8 m agl e 99,8 m agl), onde apenas o nível mais alto foi considerado. Enquanto os

dados de solarimétricos foram disponibilizados com uma frequência de 1 registro a cada 1 minuto com valores válidos durante o período de 02/03/2019 a 30/04/2021.

Na literatura, em geral, a métrica mais utilizada para investigar a complementaridade entre fontes renováveis é o coeficiente de correlação de Pearson (KOUGIAS et al., 2016; PEREZ e FTHENAKIS, 2015; SILVA et al., 2016a; SLUSAREWICZ e COHAN, 2018; VIVIESCAS et al., 2019). Este coeficiente é uma medida de associação linear entre duas variáveis e seu alcance entre intervalos de tempo definido, onde valores negativos indicam correlação contrária (KOUGIAS et al., 2016) e a magnitude do índice expressa a força da correlação entre eles (SILVA et al., 2016a). O valor da correlação *r* para duas variáveis *x* e *y* pode ser expresso pela seguinte equação (J. JURASZ et al., 2020):

$$r = \frac{1}{n-1}\sum\left(\frac{x_i - \bar{x}}{\sigma(x)}\right)\left(\frac{y_i - \bar{y}}{\sigma(y)}\right) \quad (1)$$

onde *n* número de amostras; x_i e y_i representam o valor observado das variáveis no tempo i; $\bar{x}$ e $\bar{y}$ é a média das variáveis e $\sigma(x)\ e\ \sigma(y)$ seu desvio padrão. O valor de *r* pode variar entre -1 e 1. O sinal indica direção negativa ou positiva do relacionamento e o valor sugere a força da relação entre as variáveis. Uma correlação perfeita (-1 ou 1) indica que o escore de uma variável pode ser determinado exatamente ao se saber o escore da outra. No outro oposto, uma correlação de valor zero indica que não há relação linear entre as variáveis.

Além disso, foram produzidos histogramas das respectivas variáveis presentes nas torres eólica e solar, bem como calculadas suas estatísticas descritivas de média, desvio padrão, curtose e fator de assimetria. As estatísticas descritivas de média e variância para o ângulo requerem um tratamento distinto das demais variáveis. Para cálculo da média do ângulo, calcula-se o arco tangente da razão entre as médias do seno e do cosseno dos ângulos. Para o cálculo de variância, o método de Yamartino (SILVA et al., 2016b; YAMARTINO, 1984) foi utilizado. As demais estatísticas foram suprimidas.

3 Resultados

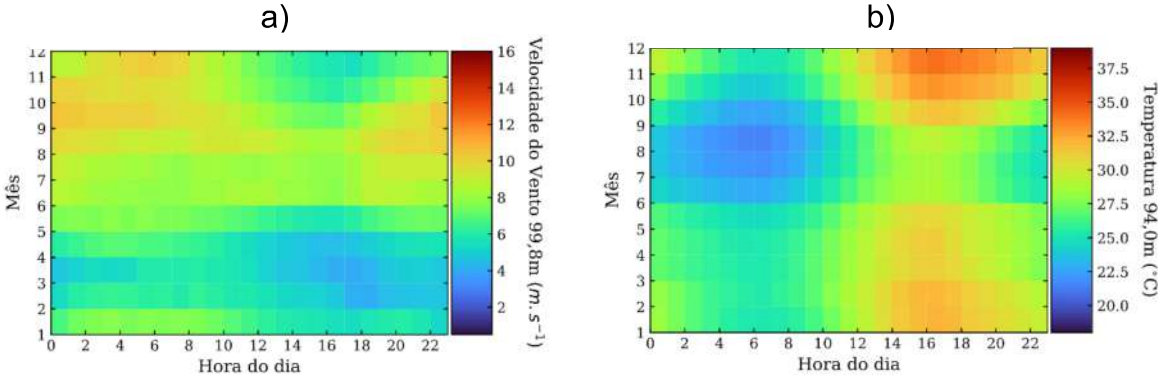
3.1 Análise anemométrica

A estatística descritiva da velocidade do vento indica que maior parte dos dados ficaram concentrados 7,72 m s^{-1} (mediana), valor similar a média apresenta pelas

séries de dados (7,41 m s^{-1}). As máximas foram de 17,64 m s^{-1} e desvio padrão 2,78 m s^{-1}. Pesquisas indicam que velocidades superiores a 7,0 m s^{-1} são consideradas áreas promissoras para aproveitamento eólico (MANWELL et al., 2009 e Atlas Eólica da Bahia 2013).

A Figura 2 apresenta o mapa do regime horário e mensal das variáveis velocidade do vento e temperatura para TACN, obtidos a partir de medições para altura 99,8 e 94,0 metros, respectivamente. Os maiores valores de velocidade do vento (Figura 2a) foram registrados entre julho e outubro, enquanto o período entre dezembro e abril apresentou velocidades mais baixas. O ciclo diário tem um máximo de intensidade entre às 18-03 h e mínimo entre 10-16 h, horário local. Observa-se uma distribuição ligeiramente assimétrica da velocidade, com maior parte dos dados concentrados em torno de 8 m s^{-1} chegando a um máximo de 17 m s^{-1} para nível mais alto do sensor (Figura 4a). Além disso, notou-se que 50% do tempo os ventos ficaram acima 7,72 m s^{-1} s o que significa que os aerogeradores trabalharão dentro da faixa do *cut-in* e *cut-off* que variam de 3 a 4,5 m s^{-1} e entre 20 e 30 m s^{-1} respectivamente (ACKERMANN e SÖDER, 2000; LU et al., 2002; AKPINAR e AKPINAR, 2005; WIMHURST e GREENE, 2019), permitindo assim uma boa constância na geração de energia.

Figura 2. Mapa de calor das variáveis da TACN com agregação mensal e horária



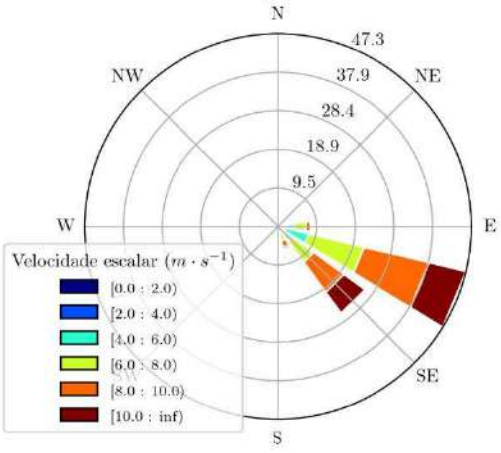
Fonte: autor

A direção predominante do vento varia relativamente pouco predominando o sentido leste-sudeste, com frequências superiores a 47%, seguido da direção sudeste com frequência próxima a 23% nesta direção (Figura 3). Os dois setores, da rosa dos ventos, representam aproximadamente 70% de predomínio da direção, o que indica baixa variabilidade direcional, fator positivo para empreendimentos eólicos. O

histograma da direção do vento mostra frequências predominantes entre 112,5º e 135º graus, com raros registros no sentido oposto, geralmente relacionados a baixa velocidade do vento (Figura 4b).

De acordo com Manwell, McGowan e Rogers (2009), mudanças repentinas e ininterruptas da direção do vento podem provocar danos nas estruturas e reduzir o tempo de vida dos componentes da turbina eólica.

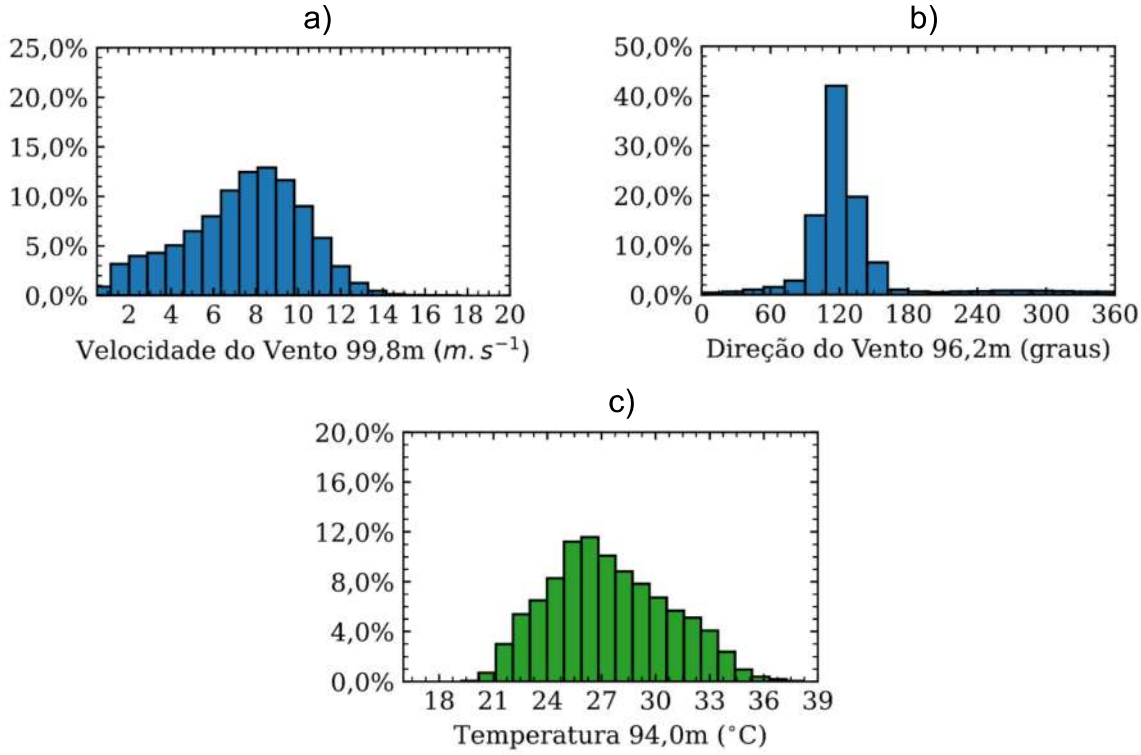
Figura 3. Rosa dos ventos TACN.



Fonte: autor

A temperatura média do ar para TACN é de 27,41 ºC, com temperatura mínimas e máximas entre 19,24 e 38,20 °C, observado entre 5 e 7 h e entre 15 e 17 horas, respectivamente. A amplitude térmica local foi de 18,96 ºC. É percebido que ao longo de todo ano a temperatura mais elevada ocorre no período da tarde (Figura 2b). Este comportamento da temperatura é justificado diretamente pela incidência de radiação solar que é máxima no zênite solar. Porém, o máximo de temperatura é observado algumas horas após o zênite solar ou meio-dia solar. A defasagem entre radiação e temperatura é resultado do aquecimento da atmosfera, pois o ar absorve pouca radiação. Dessa forma, o ar superior é aquecido principalmente pelo processo de condução pela energia provinda da superfície da Terra (VIANELLO e ALVES 2002).

Figura 4. Histograma das variáveis da torre anemométrica 3 (TACN) em Casa Nova



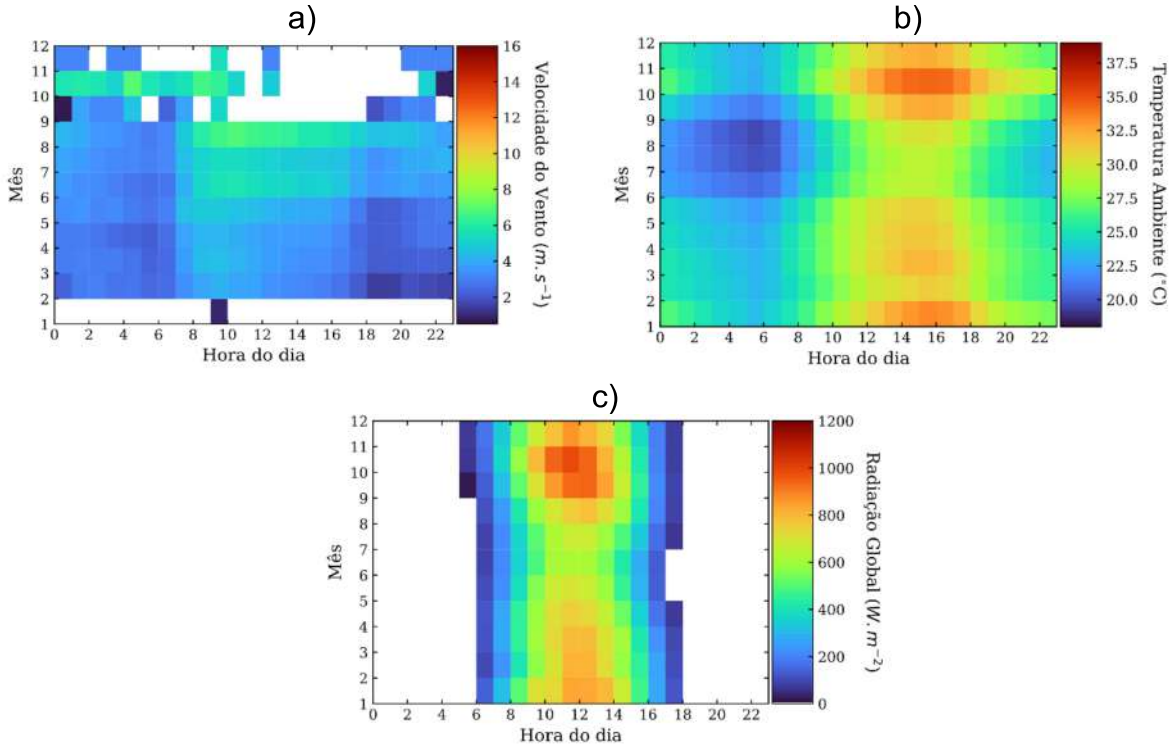
Fonte: autor

3.2 Análise solarimétrica

Além dos dados das torres anemométricas TACN, registros de vento e radiação solar do CRESP foram verificados. Deve-se atentar que há falha nas Figura 5a e Figura 5c, isso devido a valores com algum tipo de inconsistência, seja por motivos técnicos ou reprovados nos testes de controle de qualidade.

É possível observar na Figura 5a que os ventos mais intensos se encontram entre os meses de abril e agosto entre as 08:00 e as 09:00 com máxima de 5 m s^{-1}. Pelos histogramas da Figura 6a, é possível observar 13,5% dos registros estão entre 2 e 4 m s^{-1}. Além disso, o percentual de calmaria foi inferior a 1,5%, ou seja, valores de velocidade do vento abaixo de 0,5 m s^{-1}. Isso se deve à altura de instalação do anemômetro ser inferior a 10 metros, não considerada para fins de aproveitamento geração eólico.

Figura 5. Mapa de calor das variáveis do CRESP Petrolina com agregação mensal e horária.



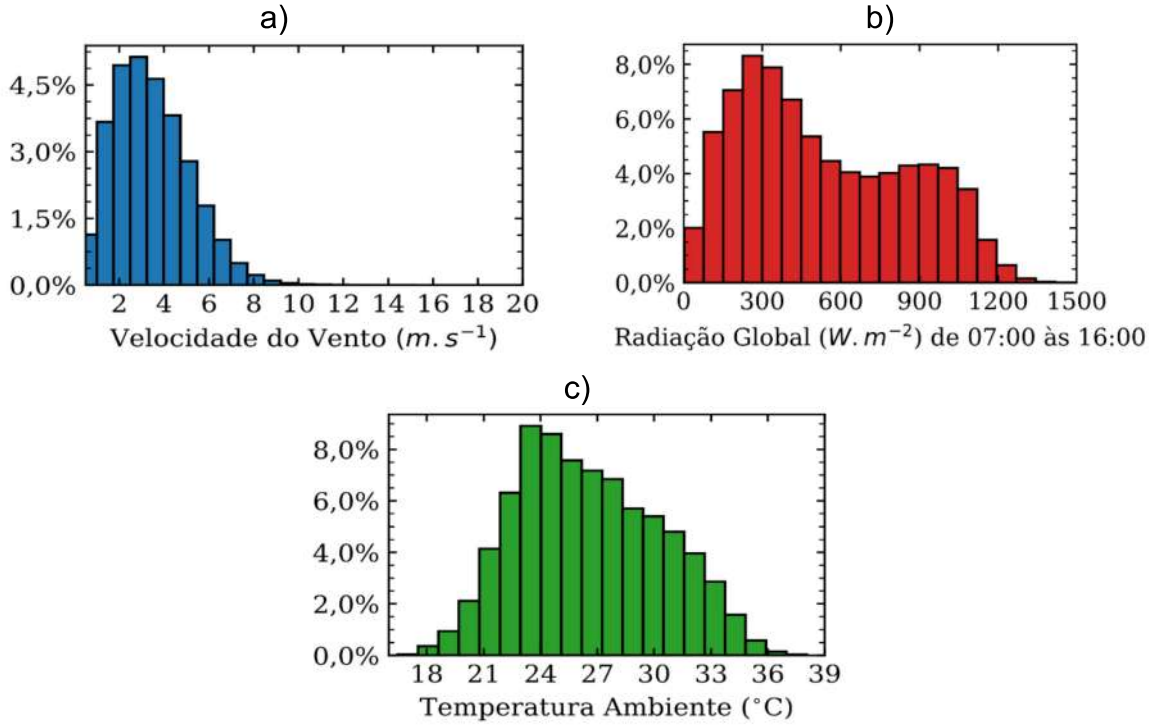
Fonte: autor

De maneira análoga a temperatura média da TACN (Figura 2a) nota-se que os maiores registros para CRESP (Figura 5b) foram observados no período da tarde. Entretanto, o aquecimento do ar que ocorre por condução atmosférica é verificado antes (entre 14 e 16hs) devido ao sensor encontra-se mais próximo ao solo (inferior a 10 metros) enquanto na TACN está a 94 metros de altura. Segundo Alvares et al., (2013), a região de Casa Nova – BA apresenta a classificação climática de Koppen-Geiger como clima BSh, ou seja, clima semiárido e quente, com precipitação abaixo dos 500 mm/ano e temperatura anual superior a 18 ºC. Em conformidade com classificação e com normais climatológicas INMET, os dados CRESP apresentam distribuição da temperatura do ar com maior ocorrência de valores entre 23 ºC e 25 ºC (28%), e mínima de 16 ºC de máxima de 38 ºC, com média de 26,55 ºC (Figura 6c).

Já a intensidade da radiação mostra-se mais acentuada entre outubro e janeiro das 10:00 às 13:00 com máxima de 1100 W m^{-2} (Figura 5c). Sazonalmente os dados CRESP corroboram com análises dos Atlas Solar Bahia (2018) e Global Solar Atlas (2022). O valor médio da radiação global foi de 500 W m^{-2}. A radiação exibe uma

distribuição bimodal com valores mais frequentes em torno de 300 W m^{-2} e 900 W m^{-2} e máxima de 1492 W m^{-2} (Figura 6b).

Figura 6. Histograma das variáveis CRESP em Petrolina



Fonte: autor

3.3 Complementaridade eólica e solar

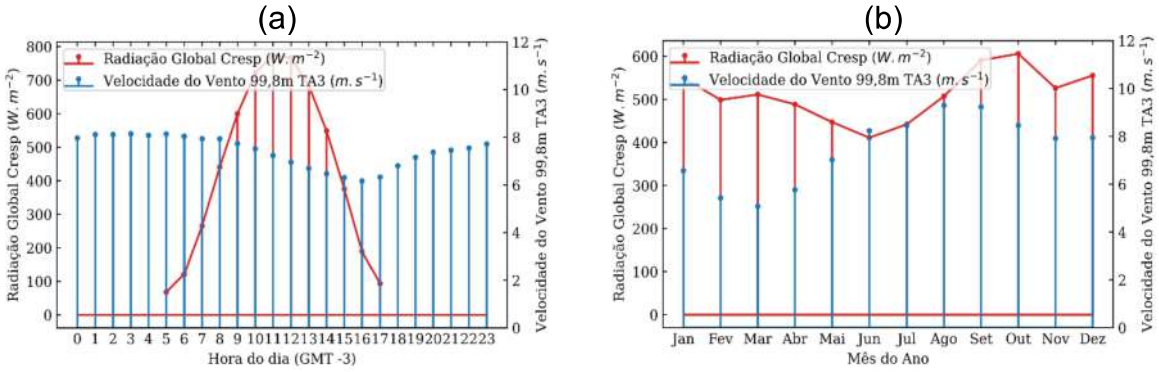
A avaliação da complementaridade eólico-solar foi realizada usando os dados das médias horárias e mensais de radiação CRESP e TACN. A Figura 7a mostra um ciclo diário com mínimo ocorrendo às 16:00 horas (horário local) e máximo durante as primeiras horas do dia para velocidade do vento. Já a radiação atinge seu máximo de intensidade por volta das 12:00 horas (horário local). Observa-se no ciclo diário a TACN apresenta um decaimento da velocidade do vento entre as 8:00 HL e 16:00 HL, período em que a radiação solar ainda é intensa. Durante a noite, observa-se um aumento da velocidade do vento, o que complementa a ausência de radiação para geração de energia, com correlação da ordem de $r = -0{,}10$.

No ciclo anual (ao longo dos meses), observa-se a complementaridade de forma mais clara, onde a intensidade da radiação atinge o mínimo no mês de junho e a velocidade do vento aproxima-se do seu valor máximo (em média). Os meses de inverno austral (junho, julho e agosto), como esperado, possuem menores valores de

radiação média e maiores média para velocidade do vento. As demais estações do ano, principalmente primavera (setembro, outubro e novembro) e verão (dezembro, janeiro e fevereiro), observa-se uma radiação mais intensa associada a uma diminuição da velocidade do vento, apresentando correlação $r = -0{,}09$ (Figura 7b).

Apesar da relação entre as fontes não terem apresentado correlação expressiva, fica evidente nos gráficos a associação das variáveis no regime temporal (horário e mensal) com picos de intensidade fora de fase (deslocados no tempo). Vale ressaltar que a avaliação da complementaridade da região de Casa Nova (TACN) e Petrolina (CRESP) encontra-se a uma distância de aproximadamente 70 km. Neste contexto, constata-se a existência complementar no espaço (devido a distância) e no tempo (devido as características físicas das variáveis atmosféricas).

Figura 7. Complementaridade eólico-solar TACN e Solar CRESP



Fonte: autor

Ao analisar todo o período identifica-se a correlação próxima de zero, porém o fato de a correlação ser próximo de zero ou zero não significa que não haja relação entre as variáveis, que podem existir em determinados intervalos. Desta forma, a Tabela 1, exibe a correlação entre TACN e CRESP em intervalos sazonais, divididos por estações do ano. Nota-se que no verão e primavera existe uma forte complementaridade entre as variáveis com correlação de -1,0 e -0,94, respectivamente (correlação negativa indica que a relação inversamente proporcional). Ao passo que, no período inverno e outono não existe complementaridade, visto que as variáveis estão em fase (correlação positiva indica que são diretamente proporcionais). Diante deste resultado bastante promissor,

estudos futuros devem analisar este comportamento através de séries de dados históricos (e.g. ERA5, INMET, SONDA, MERRA2 etc.) na região do semiárido.

Tabela 1. Correlação r entre TACN e CRESP. Os valores com asterisco (*) são estatisticamente significativas ($p < 0{,}05$).

	TACN x CRESP
Série	-0,07
Verão (DJF)	-1,0
Outono (MAM)	-0,937
Inverno (JJA)	0,992
Primavera (SON)	0,258

Fonte: autor

4 Conclusões

- Nota-se que o ciclo diurno possui uma complementaridade entre as fontes, sendo que ao dia tem-se uma diminuição da velocidade do vento e aumento da radiação, no período da noite se tem o aumento da velocidade do vento e ausência de radiação;
- A variação sazonal mostrou que os dados entre as fontes possuem o inverno com maiores velocidades dos ventos e menores valores de radiação solar. Já no verão se tem o inverso, mais radiação solar e menores valores de velocidade do vento, mas com forte potencial de complementaridade entre as fontes. O mesmo se aplica para outono;
- Os dados monitorados pela TACN mostraram que as velocidades do vento ficaram em 75% do tempo acima dos 5,6 m s^{-1}, principalmente para alturas de 99 m, sendo um indicador de ventos constantes e unidirecionais para geração de energia na região;
- Os dados aqui expostos estão em grande concordância com outros estudos, reforçando o potencial da região para geração de energia renovável, incluindo a implantação de sistemas híbrido entre fontes eólica e solar como uma importante solução de minimização do problema da intermitência da geração elétrica destas fontes.

5 Agradecimentos

Os autores agradecem a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) pelos dados observacionais compartilhados e suporte técnico e financeiro para a pesquisa (Convênio CV-I-70.20.221.00). Ao SENAI CIMATEC pelo suporte técnico-científico, financeiro e de supercomputação para a execução do projeto. E à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pelo suporte técnico e incentivos a pesquisa das Usinas Híbridas.

6 Referências Bibliográficas

ACKERMANN, T.; SÖDER, L. Wind energy technology and current status: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 4, n. 4, p. 315–374, 1 dez. 2000.

AKPINAR, E. K.; AKPINAR, S. An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics. **Energy Conversion and Management**, v. 46, n. 11–12, p. 1848–1867, 1 jul. 2005.

ALVARES, C. A., Stape, J. L., Sentelhas, P. C., De Moraes Gonçalves, J. L., & Sparovek, G. (2013). Köppen's climate classification map for Brazil. *Meteorologische Zeitschrift*, *22*(6), 711–728. https://doi.org/10.1127/0941-2948/2013/0507

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: 3 maio. 2021.

Atlas Eólico: Bahia. Camargo-Schubert Engenheiros Associados. Curitiba: Camargo Schubert; Salvador: SECTI: SEINFRA: CIMATEC/ SENAI, 2013. 96 p., 7 f. dobradas: il., mapas; 33 x 46 cm, 2013.

Atlas Solar: Bahia / elaborado por AWS Truepower, Camargo Schubert Engenheiros Associados, FIEB/SENAI CIMATEC. — Curitiba: Camargo Schubert; Salvador: SECTI: SEINFRA: CIMATEC/SENAI, 2018. 76 p.: il., mapas; 29 x 31 cm, 2018.

BELUCO, A.; DE SOUZA, P. K.; KRENZINGER, A. A dimensionless index evaluating the time complementarity between solar and hydraulic energies. **Renewable Energy**, v. 33, n. 10, p. 2157–2165, out. 2008.

DAVID HUNT, J.; STILPEN, D.; AURÉLIO VASCONCELOS DE FREITAS, M. A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 88, p. 208-222, may 2018.

DE QUEIROZ, A. R. et al. Hydropower revenues under the threat of climate change in Brazil. **Renewable Energy**, v. 133, p. 873–882, 1 abr. 2019.

EPBR. **Com crise hídrica agravada, governo alerta para risco de suprimento de energia | Setor elétrico**. Disponível em: <https://epbr.com.br/com-crise-hidrica-agravada-governo-alerta-para-risco-de-suprimento-de-energia/>. Acesso em: 24 jun. 2021.

GBURČIK, V.; MASTILOVIĆ, S.; VUČINIĆ, Ž. Assessment of solar and wind energy resources in Serbia. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 5, n. 4, p. 041822, 1 jul. 2013.

JURASZ, J. et al. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. **Solar Energy**, v. 195, n. April 2019, p. 703–724, 1 jan. 2020.

KOUGIAS, I. et al. A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems. **Renewable Energy**, v. 87, p. 1023–1030, 2016.

LU, L.; YANG, H.; BURNETT, J. Investigation on wind power potential on Hong Kong islands—an analysis of wind power and wind turbine characteristics. **Renewable Energy**, v. 27, n. 1, p. 1–12, 1 set. 2002.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, **A. Wind energy explained: Theory,design and application**, Second Edition. Washington: John Wiley and Sons, p. 689, 2009.

MIGLIETTA, M. M.; HULD, T.; MONFORTI-FERRARIO, F. Local Complementarity of Wind and Solar Energy Resources over Europe: An Assessment Study from a Meteorological Perspective. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 56, n. 1, p. 217–234, 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, M. **Matriz energética brasileira receberá investimentos de R$ 400 bilhões nos próximos dez anos — Português (Brasil)**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/matriz-

energetica-brasileira-recebera-investimentos-de-r-400-bilhoes-nos-proximos-dez-anos>. Acesso em: 24 jun. 2021.

NOBRE, C. A. et al. Some Characteristics and Impacts of the Drought and Water Crisis in Southeastern Brazil during 2014 and 2015. **Journal of Water Resource and Protection**, v. 08, n. 02, p. 252–262, 4 fev. 2016.

O GLOBO. **Taxa extra cobrada na conta de luz deve subir mais de 60% em julho | Exame**. Disponível em: <https://exame.com/economia/taxa-extra-cobrada-na-conta-de-luz-deve-subir-mais-de-60-em-julho/>. Acesso em: 24 jun. 2021.

PEREZ, M. J. R.; FTHENAKIS, V. M. On the spatial decorrelation of stochastic solar resource variability at long timescales. **Solar Energy**, v. 117, p. 46–58, 2015.

SARASWAT, S. K. et al. MCDM and GIS based modelling technique for assessment of solar and wind farm locations in India. **Renewable Energy**, v. 169, p. 865–884, 1 maio 2021.

SHAO, M. et al. **A review of multi-criteria decision making applications for renewable energy site selectionRenewable Energy**Elsevier Ltd, , 1 set. 2020.

SILVA, A. R. et al. Complementarity of Brazils hydro and offshore wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 413–427, 2016a.

SILVA, A. F. G. DA; ZAPAROLI, E. L.; FISCH, G. Uma Análise da Aplicação de Três Métodos Estatísticos para o Cálculo do Desvio Padrão da Direção do Vento na Região Tropical. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 31, n. 1, p. 45–51, mar. 2016b.

SLUSAREWICZ, J. H.; COHAN, D. S. Assessing solar and wind complementarity in Texas. **Renewables: Wind, Water, and Solar**, v. 5, n. 1, 2018.

TERCAN, E. et al. A sustainable framework for spatial planning of photovoltaic solar farms using GIS and multi-criteria assessment approach in Central Anatolia, Turkey. **Land Use Policy**, v. 102, n. April 2020, 2021.

VELLOSO, M. F. A.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. Case study for hybrid power generation combining hydro- and photovoltaic energy resources in the Brazilian semiarid region. **Clean Technologies and Environmental Policy**, v. 21, n. 5, p. 941–952, 16 jul. 2019.

VIANELLO, RUBENS L.; ALVES, ADILSON R. **Meteorologia básica e aplicada**. Viçosa: Editora da UFV, 2002.

VIVIESCAS, C. et al. Contribution of Variable Renewable Energy to increase energy security in Latin America: Complementarity and climate change impacts on wind and solar resources. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 113, n. November 2017, 1 out. 2019.

WEI, X. et al. Onshore-offshore wind energy resource evaluation based on synergetic use of multiple satellite data and meteorological stations in Jiangsu Province, China. **Frontiers of Earth Science**, v. 13, n. 1, p. 132–150, 2019.

WIMHURST, J. J.; GREENE, J. S. Oklahoma's future wind energy resources and their relationship with the Central Plains low-level jet. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 115, p. 109374, 1 nov. 2019.

Global Solar Atlas, 2022. WORLD BANK GROUP. Disponível em: https://globalsolaratlas.info. Acesso em 22 abril de 2022.

YAMARTINO, R. J. A Comparison of Several "Single-Pass" Estimators of the Standard Deviation of Wind Direction. **Journal of Climate and Applied Meteorology**, v. 23, n. 9, p. 1362–1366, set. 1984.

SISTEMA DE PREVISÃO DE GERAÇÃO EÓLICA PARA O NORDESTE E SUL DO BRASIL PELO MODELO DA *TEMPO OK* E SUA ADAPTAÇÃO AO MERCADO DE ENERGIA.

Paulo Lombardi[1]
Vítor S. Lopes[2]
João A. Hackerott[3]
Ólafur Rögnvaldsson[4]

Resumo: O impacto da geração eólica na variação dos preços no mercado livre de energia brasileiro vem aumentando significativamente, tornando necessário a utilização de previsões de vento cada vez mais assertivas. Com isso, o objetivo principal deste trabalho é apresentar o novo sistema de previsão de geração eólica da *Tempo OK Tecnologia em Meteorologia Ltda* para as regiões Nordeste e Sul do Brasil. Com uma evolução do sistema desenvolvido em 2020, a nova metodologia individualiza as curvas de potência por aerogerador e utiliza novas técnicas de correção, que reduziram os erros associados às perdas energéticas não consideradas anteriormente. Analisando as previsões realizadas entre 17 de maio e 17 de junho de 2022, o sistema apresentou, em parte dos casos, um desempenho superior ao do modelo WEOL, desenvolvido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. A correlação média apresentada ao longo do período ficou em torno de 0,8 para o Subsistema Nordeste e 0,84 para o Subsistema Sul, com viés inferior a 25% em ambas as regiões. Num estudo de caso para esses subsistemas, considerando previsões específicas para cada um, observamos correlação acima de 0,9 para ambos, com este limiar sendo superado nos estados de maior capacidade instalada. Esses resultados mostraram que o novo sistema da Tempo OK é extremamente eficaz na previsão de geração eólica para as principais regiões do país.

Abstract: In recent years, the impact of wind power generation on price variations in the brazilian free energy market has increased significantly, making high quality wind forecasts ever more important. The main objective of this work is to present the latest wind power forecasting system of the private company Tempo OK that has been developed for the North-East and South regions of Brazil. The new methodology uses power curves from individual wind turbines as well as novel correction techniques. This leads to significant reduction of errors associated with energy losses that had previously been ignored in the old system. Analyzing the forecasts made between 17 May and 17 June 2022, the system outperformed in some cases the WEOL model, developed by the Operador Nacional do Sistema Elétrico. The average correlation presented over the period was around 0.8 for the North-East region and 0.84 for the South region, with a bias below 25% in both regions. In a case study where we looked at a single forecast for each region, North-East and South Brazil, we observed a correlation above 0.9 for both regions. This value is exceeded even in a number of states that have high installed capacity. These results show that the new Tempo OK system is extremely effective in accurately forecasting wind power generation for the main regions of the country.

Palavras-chave: Geração eólica; PLD horário; previsão meteorológica; Mercado livre de energia.

[1] Meteorologista da Tempo OK. Email: paulo.lombardi@tempook.com
[2] Meteorologista da Tempo OK. Email: vitor.lopes@tempook.com
[3] Meteorologista doutor, CEO da Tempo OK. Email: joao.hackerott@tempook.com
[4] Meteorologista doutor, CEO da Belgingur. Email: olafur@belgingur.is

1 INTRODUÇÃO

A energia eólica é uma das principais fontes renováveis da matriz elétrica brasileira. No início deste ano, esta fonte geradora ultrapassou a marca de 21 GW de capacidade instalada (EPBR, 2022). Até 2030, prevê-se que haverá um acréscimo de mais 16 GW, fazendo com que a participação desta modalidade no setor energético nacional passe a ser de 14%, o que deverá exigir grandes investimentos financeiros (BEZERRA, 2021).

Além disso, a entrada da geração eólica no cálculo do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) horário em 2021 tornou sua variação um importante fator na formação de preços do mercado livre de energia (CCEE, 2022). Assim, investimentos e tecnologias para previsão de geração eólica por subsistema (ou submercado) elétrico mais precisas se mostraram fundamentais.

A região brasileira com maior potencial para a geração eólica é o Nordeste, que conta com quase 8 mil aerogeradores em operação (ANEEL, 2022). Essa característica se deve sobretudo ao escoamento dos ventos alísios na região, associado às porções norte e oeste da Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS). Com este escoamento, a região recebe ventos constantes majoritariamente vindos de leste. Nas áreas próximas à costa e regiões serranas, as circulações locais relacionadas à brisa marítima e brisa vale-montanha intensificam o potencial para geração eólica.

O Subsistema Nordeste, que engloba todos os estados da região, exceto Maranhão, possuía aproximadamente 17,7 GW de potência instalada em novembro de 2021, o que representa cerca de 90% da capacidade instalada da geração eólica no Brasil (BEZERRA, 2021). Dentro dessa região, destacam-se os estados do Rio Grande do Norte e da Bahia por terem os maiores potenciais eólicos, seguidos por Ceará e Piauí. Além do Nordeste do Brasil, outra região que se destaca na geração eólica é o Sul, que abriga praticamente todo o restante de potência instalada no Brasil (cerca de mil aerogeradores, (ANEEL, 2022)), com grande parte concentrada no Rio Grande do Sul.

Apesar do elevado potencial eólico do Nordeste, os ventos sobre esta região apresentam uma complexa variabilidade, devido à interação de diversos sistemas meteorológicos. Na porção centro-norte desta região, os sistemas meteorológicos que possuem maior influência para provocar chuva, perturbar os ventos alísios e, consequentemente, impactar a geração, são a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), o Vórtice Ciclônico de Altos Níveis (VCAN) e os Distúrbios Ondulatórios de Leste (DOL) (FERREIRA; MELLO, 2005). Já a porção sul, que inclui a Bahia, é mais sensível à atuação de sistemas frontais no Atlântico e da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS). No Subsistema Sul, por outro lado, o Jato de Baixos Níveis (JBN) e os sistemas transientes (frentes, cavados e ciclones) impactam a precipitação o ano todo e, consequentemente, a geração eólica. Esta capacidade dos sistemas meteorológicos causarem grandes variações no vento, tanto no curto prazo quanto na escala sazonal (OLIVEIRA; COSTA et al., 2011), também evidenciam a relação entre a meteorologia e a geração eólica.

Diante disso, este trabalho tem como principal objetivo apresentar a metodologia utilizada para o novo sistema de previsão de geração eólica da empresa de consultoria meteorológica *Tempo OK Tecnologia em Meteorologia Ltda.* (Tempo OK), que possui expertise no setor elétrico

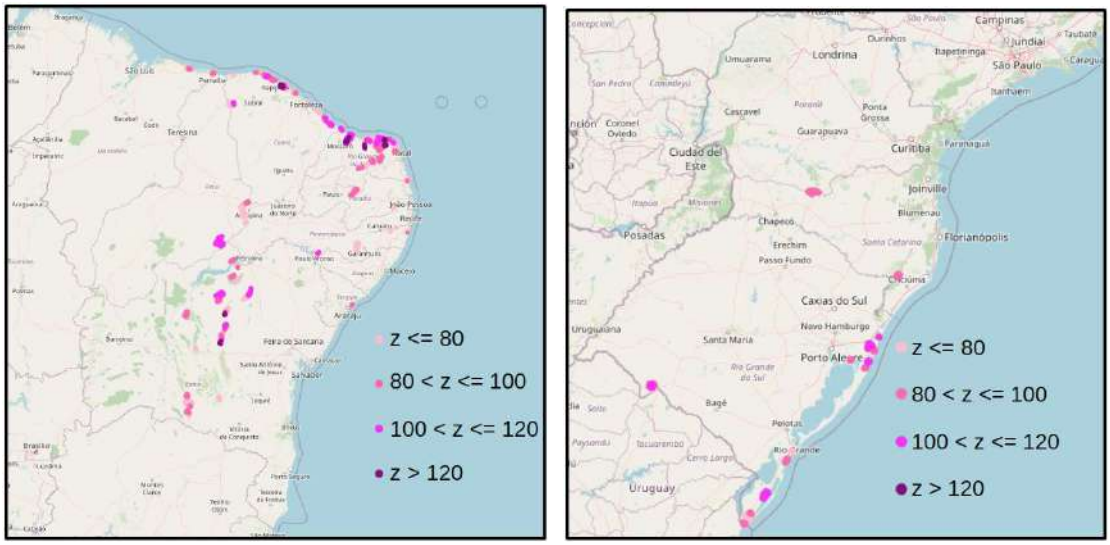
e um modelo próprio chamado de TOK10, conforme será detalhado mais adiante na seção 2. Em resumo, o sistema converte o vento previsto pelo modelo da Tempo OK em geração, considerando as características de cada aerogerador em operação. Será apresentado um estudo de caso para cada subsistema, onde comparamos a previsão do sistema da Tempo OK com a realizada pelo WEOL, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Para o Nordeste foram utilizadas as previsões do dia 12 de junho e para o Sul, dia 10 de junho. Além disso, são mostrados os índices estatísticos médios obtidos pela comparação entre as previsões do dia 17 de maio até 17 de junho de 2022 com os respectivos dados observados pelo ONS.

Este artigo é dividido em mais quatro seções. Na seção 2 são apresentadas todas as bases de dados consideradas no estudo, incluindo suas fontes. Na seção 3 é explicitada a metodologia para a obtenção da geração eólica a partir da previsão de vento. Na seção 4, têm-se o estudo de caso mencionado e a análise estatística para o conjunto de previsões. E as considerações finais são apresentadas na seção 5.

2 DADOS

2.1 Parques eólicos e dados observados

As informações de latitude, longitude, altura do rotor (z) e potência nominal (P_i) de todos os aerogeradores em operação localizados nas regiões Nordeste (NE) e Sul (S) do Brasil foram coletados do portal de dados do Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (SIGEL). A Figura 1 ilustra a posição de todos os aerogeradores em operação no NE e S.



(a) Nordeste (NE) (b) Sul (S)

Figura 1: Localização dos aerogeradores das regiões Nordeste (esquerda) e Sul (direita). As coordenadas de cada aerogerador foram obtidas através do *Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico - SIGEL* (ANEEL, 2022). Para facilitar a visualização, os aerogeradores foram separados em quatro grupos de alturas de rotor (z).

A partir da plataforma de dados do Sintegre, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), obteve-se os dados de previsão de geração eólica para todas as usinas em operação no país a partir das rodadas diárias do modelo WEOL, desenvolvido pelo próprio ONS. Este modelo fornece os dados de geração com uma resolução temporal de trinta minutos e um horizonte de previsão para até dez dias, onde o primeiro dia de previsão é utilizado para completar os dados faltantes na série histórica utilizada para o sistema de correção por aerogerador.

Além disso, os dados de geração eólica realizada em GW foram coletados no portal do ONS para os subsistemas Nordeste e Sul, tal como para cada estado que os compõem. Estes dados apresentam resolução temporal de uma hora e foram usados como fonte para comparação entre as previsões e o realizado. As Figuras 2 e 3 ilustram este conjunto de dados para os Subsistemas Nordeste e Sul no período de 17 de maio a 22 de junho de 2022.

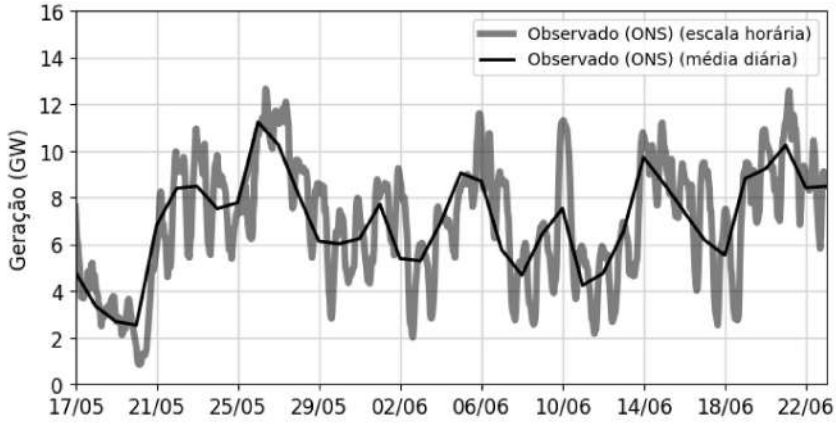


Figura 2: Geração eólica do Subsistema Nordeste entre 17/05/2022 e 22/06/2022 segundo o website do ONS (ONS, 2022).

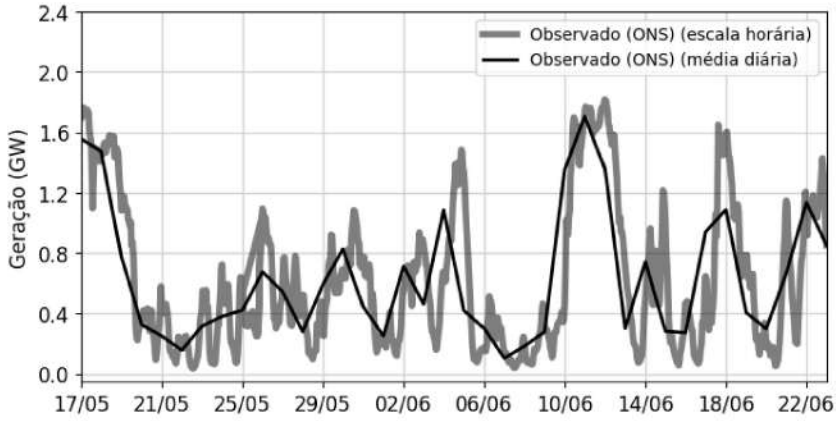


Figura 3: Geração eólica do Subsistema Sul entre 17/05/2022 e 22/06/2022 segundo o website do ONS (ONS, 2022).

2.2 Dados de previsão

A Tempo OK possui um modelo próprio de previsão meteorológica para até 10 dias de previsão, conhecido como TOK10. Este modelo é processado diariamente em um computador de alto desempenho (atualmente com cerca de 2.000 núcleos) para previsão das 00Z desde outubro de 2021, sendo uma continuidade dos antigos modelos TOK-A e TOK-B (HACKEROTT; RÖGNVALDSSON, 2019).

O modelo TOK10 é baseado na ferramenta de previsão do tempo *Weather, Research and Forecasting Model* (WRF), versão 4.2, com core dinâmico não-hidrostático (SKAMAROCK et al., 2008). Os dados para condições iniciais, contorno inferior e lateral do domínio de baixa resolução são obtidos a partir do modelo GFS. Os domínios do modelo foram configurados pela Tempo OK com duas grades aninhadas (Figura 4), uma de baixa resolução, com 9,6 km de espaçamento horizontal, processada para até 10,5 dias de previsão, e outra com 3,2 km, processada para 4,5 dias. Os níveis verticais dos dois domínios também foram cuidadosamente distribuídos em 41 níveis sigma-pressão de forma não-homogênea entre a superfície e 50 hPa (aproximadamente 25 km de altitude), sendo 14 deles entre as alturas de 40 e 1.000 m acima da superfície. O arquivo de topografia do modelo possui 100 m de resolução horizontal, enquanto o de vegetação possui 20 tipos de superfície. Além disso, os esquemas físicos para resolver processos radiativos, turbulência, fluxos de calor, umidade e momentum são descritos em (HACKEROTT; RÖGNVALDSSON, 2019).

Figura 4: Representação dos domínios e da grade do modelo TOK10. Eles foram configurados pela Tempo OK com duas grades aninhadas, uma de baixa resolução, com 9,6 km de espaçamento horizontal, processada para até 10,5 dias de previsão, e outra com 3,2 km, processada para 4,5 dias.

No novo sistema de previsão de geração eólica da Tempo OK, são utilizados os dados de velocidade do vento previstos pelo modelo TOK10 para as seguintes alturas, em metros: 46, 70, 75, 78, 80, 89, 90, 93, 95, 98, 100, 108, 120, 125. Estas alturas foram escolhidas por serem as que mais se repetem na série de dados dos aerogeradores e, portanto, abrangem grande parte deles. Para as alturas não listadas, o vento é extraído da altura mais próxima. As previsões de vento são geradas e armazenadas com resolução temporal de uma hora e interpolados para 30 minutos, quando necessário. Destaca-se que essa divisão também é uma evolução do sistema antigo, que anteriormente considerava apenas 4 grupos de alturas.

3 METODOLOGIA

3.1 Curvas de potência

O vento e a geração eólica são relacionados pela função curva de potência. Esta função estabelece uma relação entre cada geração e a velocidade do vento correspondente. Dentro da própria curva são definidos dois limiares importantes: 1) potência nominal, que representa a máxima geração possível para o referido aerogerador; e 2) vento máximo, velocidade do vento a partir da qual o aerogerador é desligado e, portanto, a geração é nula.

Primeiramente, foi necessário construir um conjunto de dados contendo curvas de potência padrões e classificá-las para todos os aerogeradores disponíveis na base de dados do SIGEL. Para exemplificar, a Figura 5 mostra uma curva construída para um aerogerador de potência máxima nominal igual a 1,5 MW (chamado de *A*), a partir de uma curva para um aerogerador de potência 2,3 MW (chamado de *B*, obtida em (WINDPOWER, 2022)). Neste caso, a potência máxima de *A* equivale a aproximadamente 65,22% da potência máxima de *B*. Então, foi admitido que, para uma mesma velocidade de vento, a geração nominal do aerogerador *A* equivale a 65,22% da geração nominal do aerogerador *B*.

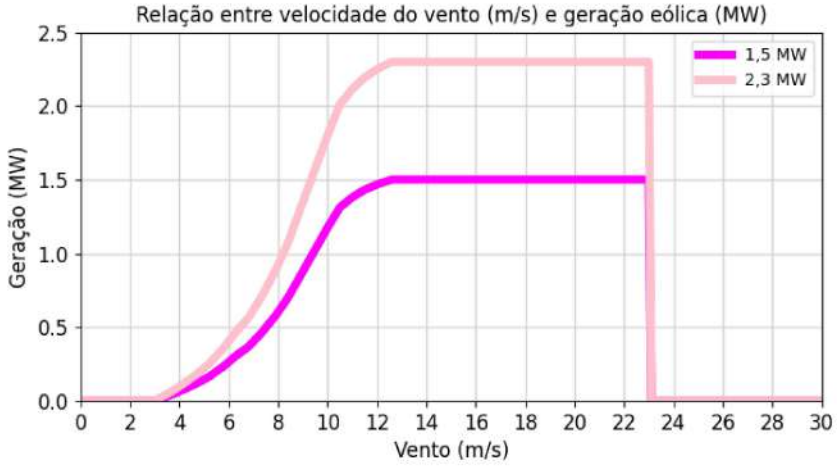


Figura 5: Curvas de potência para aerogeradores de potência máxima 1,5 MW e 2,3 MW.

Neste contexto, foram obtidas as curvas para todos os valores de potência máxima

6. Vale ressaltar que, para as potências mais elevadas, a velocidade de vento para o limiar de desligamento do aerogerador foi considerada menor.

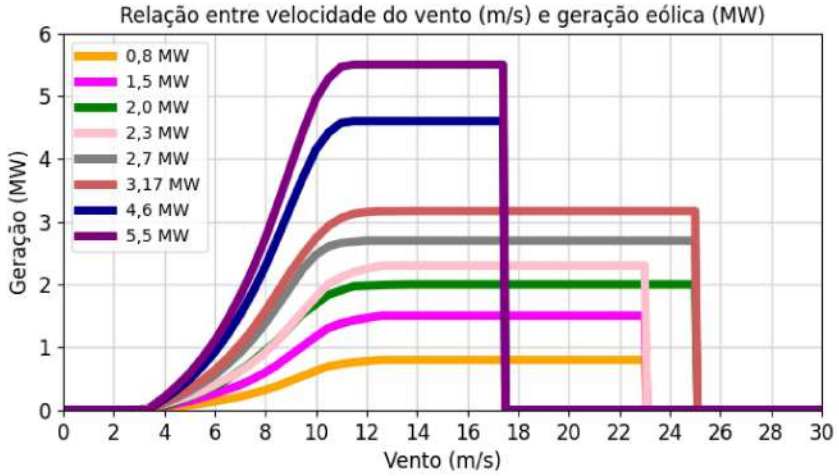


Figura 6: Curvas de potência para aerogeradores de potência máxima de 0,8 MW a 5,5 MW.

3.2 Correções por perdas energéticas

As curvas de potência, descritas anteriormente, fornecem uma boa noção da variação da geração com o vento, mas, na prática, nem sempre o vento é convertido na geração indicada pela curva de potência. Isto ocorre por diversos motivos, mas os principais são: as perdas de energia por conta da aerodinâmica dos aerogeradores e por conta do posicionamento deles em relação a outros. Geralmente, vários aerogeradores são instalados próximos uns dos outros em um parque eólico, com este posicionamento podendo influenciar negativamente na conversão de energia. Em alguns casos, os aerogeradores podem ser desligados temporariamente para manutenção, por exemplo, e esta informação normalmente não é atualizada diariamente ou tornada pública. Por fim, um outro fator que pode impactar na previsão de geração são os erros (vieses) na previsão do próprio vento, que, neste caso, podem levar tanto a superestimativas quanto a subestimativas de geração.

Para o método de correção de viés empregado, utilizamos um histórico de previsões do modelo TOK10 para os três meses anteriores ao mês em questão, e para todos os aerogeradores extraídos na plataforma do SIGEL. Isto significa que, na correção das previsões do mês de junho de 2022, por exemplo, foi usado um histórico com as previsões para os meses de março, abril e maio. Este histórico contém a previsão bruta de vento, aplicada às curvas de potência. Além disso, consideramos que todos os aerogeradores com o nome de uma usina contribuem para a geração da mesma, de forma que a geração eólica de determinada usina é igual à soma da geração de cada um dos aerogeradores.

Posteriormente, foi construída a base de dados observados para comparação. Para o primeiro dos três meses (março), consideramos o dado mensal de realizado de geração eólica por usina disponível na plataforma da CCEE. Para os dois meses seguintes, nos quais os dados de

de previsão fornecidos pelo WEOL para o primeiro dia de previsão de cada rodada daquele mês (equivalente à data da própria rodada), que tendem a ser os mais próximos possíveis do realizado.

Diante do histórico de previsão e dos dados trimestrais, calculamos para cada usina e para cada horário disponível de previsão dos três meses, a razão entre a geração observada (CCEE) e/ou prevista (WEOL) com a geração prevista pelo modelo TOK10. Com os fatores na escala horária, uma média para cada um dos horários contemplados pela resolução temporal do modelo TOK10 foi obtida. O resultado foi um fator de correção médio para todos estes horários e para todas as usinas.

Com os fatores obtidos, o sistema de previsão realiza o *download* dos dados de vento do modelo TOK10, extrai a geração com base nas curvas de potência e, posteriormente, multiplica o resultado pelos fatores de correção obtidos no processo descrito nos parágrafos anteriores.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

As figuras 7 e 9 indicam a comparação entre o dado observado fornecido pelo ONS e a previsão da TOK do dia 12 de junho de 2022 para o Subsistema Nordeste e do dia 10 de junho de 2022 para o Subsistema Sul. Já as figuras 8 e 10 indicam as mesmas comparações, mas para os estados correspondentes a cada subsistema. Nas figuras também são apresentados o Erro Médio Absoluto (EMA), o viés e o coeficiente de correlação de Pearson (r), calculados pelas equações 1, 2 e 3:

$$EMA = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{\sqrt{(p_i - o_i)^2}}{o_i} \tag{1}$$

$$VIES = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{(p_i - o_i)}{o_i} \tag{2}$$

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{N}(p_i - \bar{p})(o_i - \bar{o})}{\sqrt{\left[\sum_{i=1}^{N}(p_i - \bar{p})^2\right]}\sqrt{\left[\sum_{i=1}^{N}(o_i - \bar{o})^2\right]}} \tag{3}$$

onde, p representa os dados previstos, $\bar{p}$ a média dos dados previstos, o os dados observados, $\bar{o}$ a média das observações e N o número de observações.

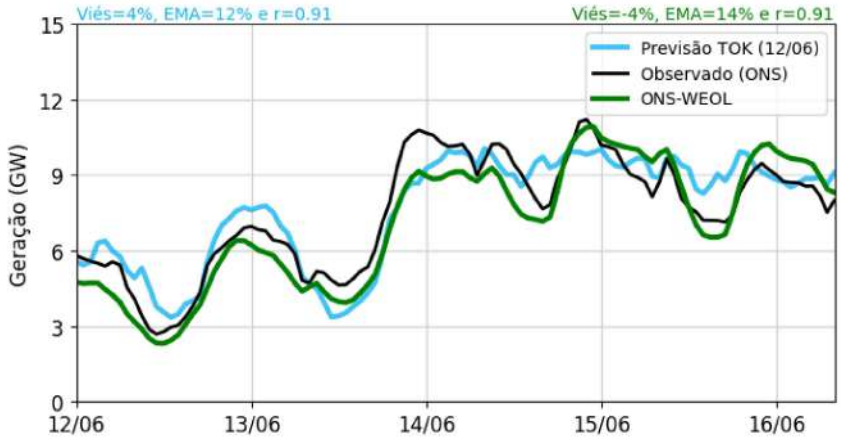
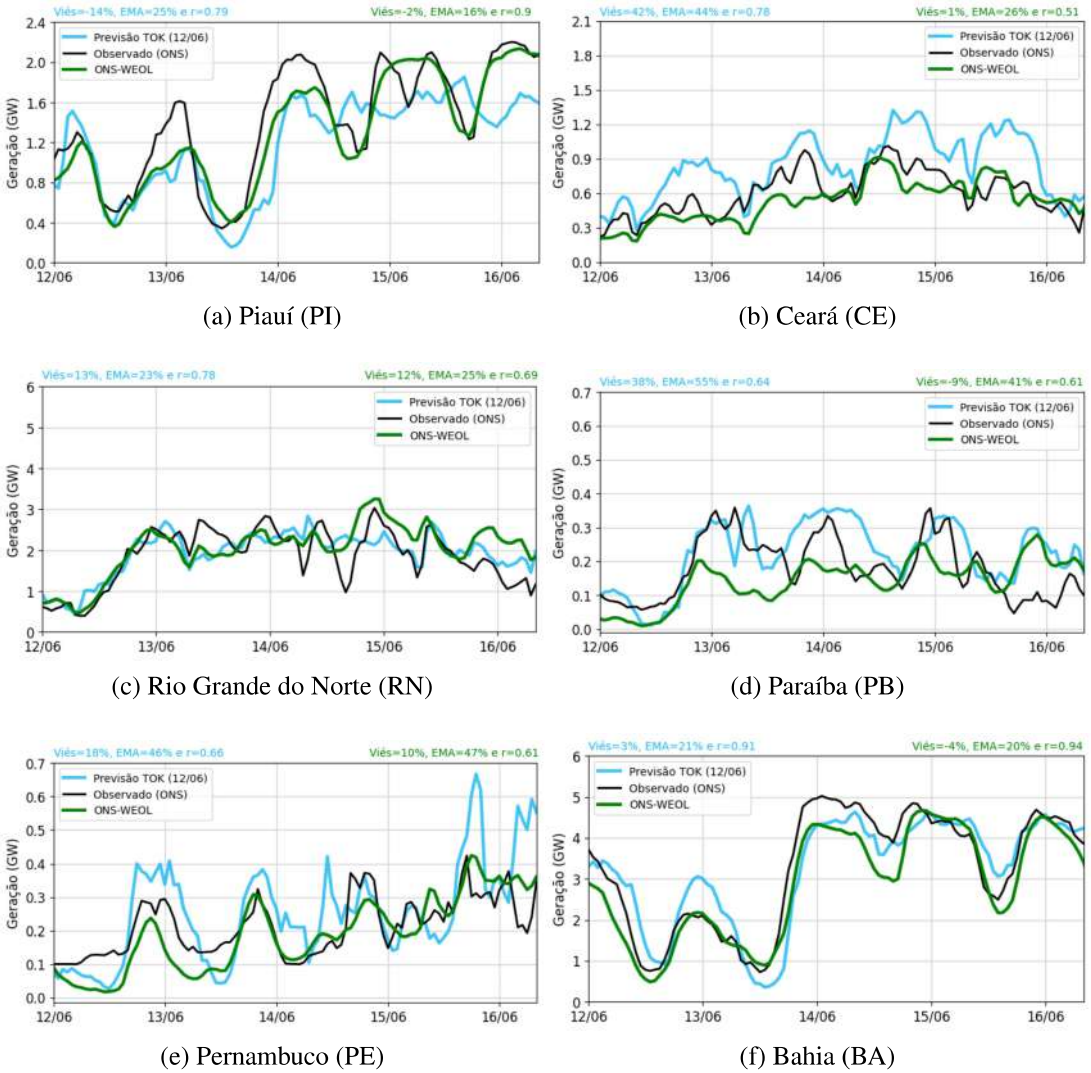


Figura 7: Comparação entre a geração observada (ONS) e a prevista pelos sistemas TOK (azul) e WEOL-ONS (verde) para o Subsistema Nordeste na rodada do dia 12/06/2022.



(a) Piauí (PI)

(b) Ceará (CE)

(c) Rio Grande do Norte (RN)

(d) Paraíba (PB)

(e) Pernambuco (PE)

(f) Bahia (BA)

Figura 8: Comparação entre a geração observada (ONS) e a prevista pelos sistemas TOK (azul) e WEOL-ONS (verde) para os estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco e Bahia na rodada do dia 12/06/2022.

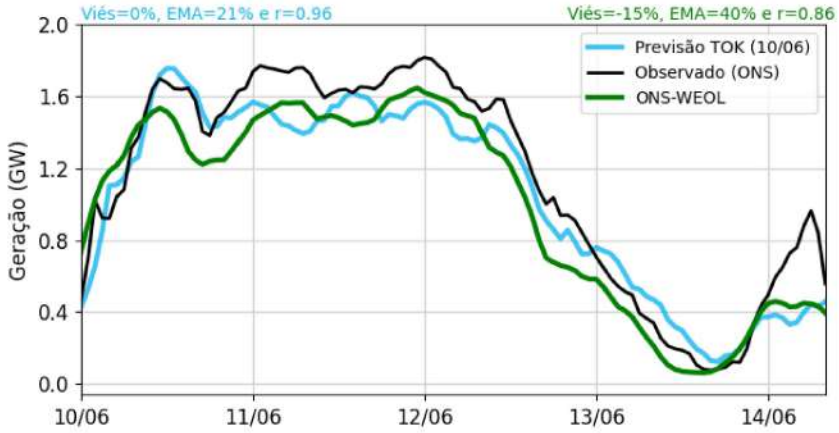
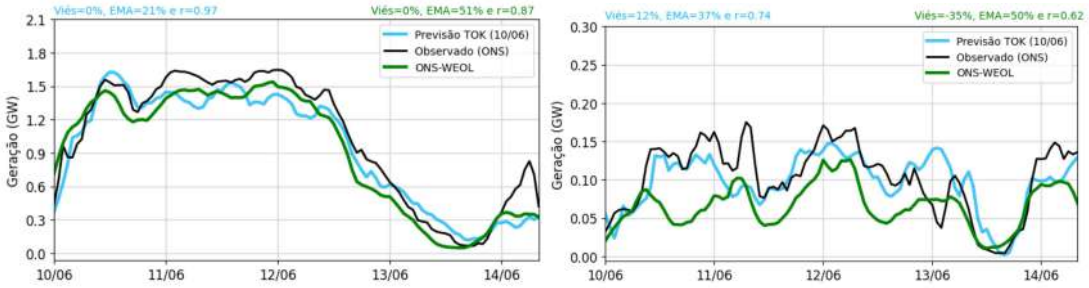


Figura 9: Comparação entre a geração observada (ONS) e a prevista pelos sistemas TOK (azul) e WEOL-ONS (verde) para o Subsistema Sul na rodada do dia 10/06/2022.



(a) Rio Grande do Sul (RS) (b) Santa Catarina (SC)

Figura 10: Comparação entre a geração observada (ONS) e a prevista pelos sistemas TOK (azul) e WEOL-ONS (verde) para os estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina na rodada do dia 10/06/2022.

Na maior parte dos casos apresentados, a curva de geração indicada pelo novo sistema da Tempo OK está de acordo com a prevista pelo WEOL, que, neste caso, pode ser usado como referência por ser a previsão oficial do ONS.

Nota-se também que o EMA do nosso sistema foi abaixo de 25%, tanto para o Subsistema Sul quanto para o Subsistema Nordeste, de forma que neste último foi de 12% (Figura 7). O EMA também não ultrapassou este limiar nos estados de maior capacidade instalada dos dois subsistemas. Além disso, nota-se um baixo valor de viés para o Subsistema Nordeste e um valor nulo no Subsistema Sul, com os estados de maior capacidade instalada de cada um também apresentando resultados satisfatórios. No caso do coeficiente de correlação, percebe-se valores acima de 0,9 para ambos os subsistemas, com este limiar sendo superado na Bahia e no Rio Grande do Sul. Em todos estes casos, os valores estatísticos foram calculados para os 5 primeiros dias de cada previsão.

Além do estudo de caso, também fizemos uma análise estatística para o período de 17 de maio a 17 de junho (sem considerar os dados de 06 e 16 de junho, cujas as previsões estão

dias de cada previsão. Por exemplo, para a previsão realizada no dia 17/05, foram calculados os índices em relação ao observado nos dias 17, 18, 19, 20 e 21/05. Ao final do processo, foram analisadas um total de 30 rodadas do TOK10 e extraídos os valores médios entre elas. Os resultados estatísticos obtidos para cada uma das rodadas do TOK10 e do ONS-WEOL nos Subsistemas Nordeste e Sul estão expostos nas tabelas 1 e 2. Com os valores apresentados na tabela, a correlação (r) média para o Subsistema Nordeste foi de 0,8 para o TOK10, valor muito próximo ao do ONS-WEOL, que foi de 0,84. Já no Subsistema Sul, a correlação média foi de 0,84 para o TOK10, valor superior aos 0,60 do modelo do ONS.

Tabela 1: Valores de viés (%), erro médio absoluto (EMA, %) e coeficiente de correlação de Pearson (r) para o Subsistema Nordeste entre as previsões do TOK10 e do ONS-WEOL e o observado pelo ONS.

Data	Viés (%)		EMA (%)		r	
	TOK	ONS-WEOL	TOK	ONS-WEOL	TOK	ONS-WEOL
17/05/2022	-5	2	36	16	0,39	0,91
18/05/2022	8	-1	26	17	0,92	0,83
19/05/2022	-6	-2	21	13	0,96	0,91
20/05/2022	2	2	23	14	0,95	0,90
21/05/2022	3	4	12	15	0,74	0,68
22/05/2022	14	12	16	16	0,69	0,83
23/05/2022	11	9	15	16	0,79	0,80
24/05/2022	12	8	15	15	0,81	0,87
25/05/2022	12	9	13	17	0,77	0,89
26/05/2022	17	9	18	18	0,89	0,88
27/05/2022	19	10	20	19	0,89	0,80
28/05/2022	31	1	33	21	0,55	0,48
29/05/2022	32	6	32	17	0,76	0,75
30/05/2022	47	19	47	20	0,79	0,89
31/05/2022	36	20	36	21	0,81	0,89
01/06/2022	37	7	38	18	0,75	0,82
02/06/2022	19	20	22	25	0,85	0,83
03/06/2022	11	26	15	32	0,84	0,70
04/06/2022	26	15	28	22	0,77	0,82
05/06/2022	40	10	41	19	0,84	0,86
07/06/2022	42	4	45	18	0,77	0,79
08/06/2022	27	4	33	13	0,73	0,91
09/06/2022	22	6	25	18	0,84	0,85
10/06/2022	22	2	32	17	0,80	0,87
11/06/2022	11	1	21	15	0,87	0,89
12/06/2022	4	-4	12	14	0,91	0,91
13/06/2022	7	0	12	11	0,85	0,90
14/06/2022	10	12	14	23	0,87	0,88
15/06/2022	13	11	18	24	0,85	0,89
17/06/2022	20	15	22	30	0,89	0,88
MÉDIA	**18**	**8**	**25**	**18**	**0,80**	**0,84**

Tabela 2: Valores de viés (%), erro médio absoluto (EMA, %) e coeficiente de correlação de Pearson (r) para o Subsistema Sul entre as previsões do TOK10 e do ONS-WEOL e o observado pelo ONS.

Data	Viés (%)		EMA (%)		r	
	TOK	ONS-WEOL	TOK	ONS-WEOL	TOK	ONS-WEOL
17/05/2022	44	8	50	51	0,91	0,91
18/05/2022	26	-6	48	41	0,95	0,88
19/05/2022	23	-13	55	37	0,90	0,73
20/05/2022	20	-7	41	43	0,76	0,61
21/05/2022	12	-7	33	47	0,87	0,42
22/05/2022	3	3	36	42	0,85	0,60
23/05/2022	26	13	39	41	0,81	0,63
24/05/2022	53	15	56	49	0,71	0,40
25/05/2022	22	21	35	53	0,80	0,34
26/05/2022	43	21	49	55	0,76	0,31
27/05/2022	13	9	52	57	-0,05	0,00
28/05/2022	28	26	46	56	0,75	0,59
29/05/2022	40	158	51	179	0,76	0,20
30/05/2022	28	192	41	212	0,80	0,39
31/05/2022	17	211	36	232	0,73	0,38
01/06/2022	3	109	29	146	0,88	0,31
02/06/2022	16	111	52	147	0,76	0,65
03/06/2022	39	66	48	128	0,93	0,27
04/06/2022	39	18	56	65	0,94	0,82
05/06/2022	74	25	78	76	0,91	0,76
07/06/2022	76	15	80	49	0,98	0,92
08/06/2022	44	33	54	73	0,98	0,82
09/06/2022	4	-22	32	45	0,94	0,78
10/06/2022	0	-15	21	40	0,96	0,86
11/06/2022	1	-21	20	40	0,96	0,85
12/06/2022	1	4	27	63	0,94	0,73
13/06/2022	22	-12	44	57	0,78	0,68
14/06/2022	-2	37	32	84	0,94	0,65
15/06/2022	15	-2	31	50	0,92	0,83
17/06/2022	16	1	36	54	0,93	0,83
MÉDIA	**25**	**33**	**44**	**77**	**0,84**	**0,61**

Vale ressaltar que o novo sistema da Tempo OK é uma evolução do sistema anterior, descrito com detalhes em (LOPES et al., 2020). O sistema anterior, ao longo do tempo, começou a apresentar resultados menos realistas principalmente na medida que não conseguia representar os picos de geração, apresentando um viés negativo. O novo sistema, além da constante atualização com os novos aerogeradores que entram em operação, faz muitas considerações que antes não eram feitas anteriormente e, assim, consegue acompanhar a evolução da capacidade instalada da energia eólica. No entanto, por ser um sistema recentemente implementado e ainda em estágio

resolução do modelo utilizado, em comparação com os modelos meteorológicos utilizados no sistema WEOL do ONS.

Ressalta-se também a alta aplicabilidade deste sistema de previsão para o mercado livre de energia. Além da própria importância da energia eólica principalmente nos períodos mais secos do ano, a capacidade do sistema da Tempo OK de prever vento e geração por aerogerador e usina possibilita o fornecimento de arquivos similares aos do ONS-WEOL, que podem ser aplicados em modelos de preço para o mercado de energia, como é o caso do DESSEM.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo apresentar o novo sistema de previsão de geração eólica da Tempo OK para os Subsistemas Nordeste e Sul, bem como para os estados brasileiros que os compõem. Foram mostradas as melhorias do novo sistema em comparação com o anterior, que permitem a consideração da constante evolução da capacidade instalada de energia eólica no país e uma melhor adequação às necessidades do mercado livre de energia, trazendo mais precisão para as estimativas do PLD horário.

Desenvolvemos uma metodologia de previsão no âmbito operacional, com previsões diárias de resolução horária. Nesta metodologia, inicialmente, o vento previsto para as alturas dos rotores dos aerogeradores é convertido em geração através das curvas de potência. Posteriormente, considerando as perdas energéticas devido à aerodinâmica das turbinas e ao posicionamento de umas em relação às outras, aplica-se uma correção para a geração utilizando dados observados e previstos por usina.

De modo geral, o novo sistema da Tempo OK apresentou um bom desempenho, com correlação média próxima a 0,8 e viés médio igual ou inferior a 25% para o estudo de caso analisado e para todo o período entre 17 de maio e 17 de junho em ambos os subsistemas Sul e Nordeste. Em parte das previsões, identificamos um desempenho superior ao sistema WEOL do ONS, principalmente no Subsistema Sul.

Finalmente, destacamos que este novo sistema da Tempo OK está em constante desenvolvimento e a alta resolução do modelo TOK10 em relação aos demais modelos utilizados no sistema WEOL tende a fornecer mais detalhes sobre os fenômenos meteorológicos de mesoescala que representam grande parte da variabilidade dos ventos, o que deve trazer resultados mais precisos, conforme exposto nos trabalhos anteriores (HACKEROTT; RÖGNVALDSSON, 2019) e (LOPES et al., 2020).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico**. 2022. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/Down/>. Acesso em: 20 de junho de 2022.

BEZERRA, F. D. Energia eólica no nordeste. Banco do Nordeste do Brasil, 2021.

CCEE. **Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico**. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>. Acesso em: 28 de junho de 2022.

EPBR. **Eólica chega a 21 GW de capacidade instalada no Brasil**. 2022. Disponível em: <https://epbr.com.br/eolica-chega-a-21-gw-de-capacidade-instalada-no-brasil/>. Acesso em: 28 de junho de 2022.

FERREIRA, A. G.; MELLO, N. G. S. Principais sistemas atmosféricos atuantes sobre a região Nordeste do Brasil e a influência dos oceanos Pacífico e Atlântico no clima da região. **Revista Brasileira de Climatologia**, v. 1, n. 1, 2005.

HACKEROTT, J. A.; RÖGNVALDSSON, O. **Avaliação e validação da previsão de geração eólica do Nordeste brasileiro do modelo da Tempo Ok**. 2019. 39-54 p. Disponível em: <https://www.brazilwindpower.com.br/content/dam/Informa/brazil-windpower/pt/2020/ebook/AnuarioTrabalhosTecnicosBWP2019.pdf>.

LOPES, S. V. et al. **Previsão de Geração Eólica do Nordeste Brasileiro pelo modelo da Tempo Ok**. 2020. 97-116 p. Disponível em: <https://www.brazilwindpower.com.br/content/dam/Informa/brazil-windpower/pt/2020/trabalhos_tecnicos/BWP%20PAPERS%202020.pdf>.

OLIVEIRA, J.; COSTA, A. et al. Study of wind variability in seasonal scale over Northeast Brazil using RAMS: events of 1973-1974 and 1982-1983. **Revista Brasileira de Meteorologia**, Sociedade Brasileira de Meteorologia, v. 26, n. 1, p. 53–66, 2011.

ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico - Histórico da Operação**. 2022. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 28 de junho de 2022.

SKAMAROCK, W. C. et al. A description of the Advanced Research WRF version 3. NCAR Technical note-475+ STR. Citeseer, 2008.

WINDPOWER. **The Windpower (Wind Energy Market Intelligence - Online Access - Manufacturers and turbines**. 2022. Disponível em: <https://www.thewindpower.net/turbines_manufacturers_en.php>. Acesso em: 29 de junho de 2022.

Modelo de Estimação de Geração Eólica: Uma Proposta no Contexto de Recursos Energéticos Distribuídos

Lais Fonseca Araujo[1], Paulo Sérgio C. Nascimento[2], Gabriel Augusto Goncalves[3], André Luís M. Marcato[4], Francislene Madeira[5], William Cossich[6]

[1,2,5,6]Gerência de Metodologias e Modelos Energéticos – Operador Nacional do Sistema Elétrico – Rio de Janeiro, Brasil

[3]Gerência de Previsão de Carga – Operador Nacional do Sistema Elétrico – Rio de Janeiro, Brasil

[4]Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, Brasil

lais.araujo@ons.org.br, pnascimento@ons.org.br, gabriel.goncalves@ons.org.br, andre.marcato@ufjf.edu.br, francis@ons.org.br, william.farias@ons.org.br

RESUMO

Atualmente, o modelo de previsão eólica em uso oficial no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) realiza apenas as previsões de geração eólica para as usinas em operação comercial, supervisionadas pelo ONS e que possuem um histórico mínimo de dados de geração. Dessa forma, as usinas eólicas em teste e as não supervisionadas pelo ONS não são consideradas no modelo de previsão eólica. Com o objetivo de fornecer uma previsão mais aderente à realidade desta fonte, propõe-se uma metodologia capaz de estimar a geração do conjunto de usinas que não é simulado pelo modelo de previsão. Essa metodologia consiste na estimação da geração a partir de uma relação de similaridade entre a usina à qual se destina a previsão e as usinas existentes simuladas pelo modelo em uso no ONS. Existe uma distinção na metodologia de estimação de geração entre as usinas que possuem um registro histórico de geração e as usinas que não dispõem de dados históricos. Neste artigo serão abordadas essas diferenças, os resultados da metodologia proposta e seu desempenho.

Palavras chaves: *modelo de previsão eólica, previsão eólica estimada; usinas na rede de distribuição.*

ABSTRACT

Currently, the wind forecast model in official use in the National Electric System Operator (ONS) model performs only wind generation forecasts for plants in commercial operation, supervised by ONS, and that have a minimum historical data of generation. Thus, the wind farms under test and the unsupervised plants by ONS are not considered in the wind forecast model. With the objective of providing a wind forecast more adherent to the reality of this font, a methodology is proposed, which is capable of estimating the generation of the set of plants that is

not simulated by the forecast model. This methodology consists of Generation estimation through similarity relationship between plant which the forecast is intended and the existing plants simulated by the model in use in ONS. There is a distinction in the generation estimation methodology between plants that have historical record of generation and plants that do not have historical data. In this article, will be addressed these differences, the results of the proposed methodology and its performance.

Key words: *wind forecast model; estimated wind forecast; power plants in the distribution network.*

INTRODUÇÃO

O Modelo de Previsão de Geração Eólica (WEOL) usado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) contempla, atualmente, as usinas eólicas em operação comercial que possuem relacionamento com o ONS, e que tenham um histórico suficiente de dados de geração, no mínimo, duas semanas, podendo ser maior a depender da qualidade dos dados. Isso quer dizer que as usinas eólicas que ainda estão em operação teste ou mesmo aquelas que entraram em operação há poucos dias não são simuladas pelo WEOL. Além disso, as usinas que não são conectadas à rede básica, ou seja, que são conectadas na área de uma determinada concessionária de distribuição, não possuem relacionamento direto com o ONS, não sendo consideradas, portanto, no modelo WEOL. De acordo com [1], essas usinas são classificadas na modalidade de operação tipo III. Destaca-se que as previsões de geração do WEOL alimentam os processos da Programação Diária do Operador, e servem como insumo para o Modelo de Despacho Hidrotérmico do Curtíssimo Prazo (DESSEM). Maiores informações sobre o modelo podem ser encontradas em [2] e [3].

O número elevado de empreendimentos eólicos em operação teste contribui de forma significativa para geração eólica do país. Consequentemente, quando os desvios do modelo WEOL são computados, pode haver uma percepção de que a previsão eólica está sendo subestimada, justamente pelo fato do modelo simular um número menor de usinas. De modo a aproximar os montantes previstos de geração eólica aos valores verificados, especialmente a nível de subsistema, este artigo apresenta uma metodologia para estimar a geração das usinas tipo III, em operação teste, futuras, além daquelas que já estão em operação comercial, porém, com um histórico insuficiente para serem consideradas no WEOL. À exceção das usinas tipo III, os demais grupos serão chamados de usinas novas.

Para exemplificar o quanto o montante de geração eólica não considerado no modelo WEOL é relevante, tem-se o gráfico da Figura 1. A curva em vermelho representa a geração verificada das usinas simuladas pelo WEOL, enquanto a curva azul representa a geração verificada total, isto é, geração que inclui também as usinas novas e as usinas tipo III. Ressalta-se que os montantes apresentados são referentes à geração de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN). Com a metodologia proposta neste artigo, será possível fazer uma estimação para o *gap* de geração existente entre as duas curvas, o qual chegou a atingir o valor máximo de 852 MW no período analisado nesta figura.

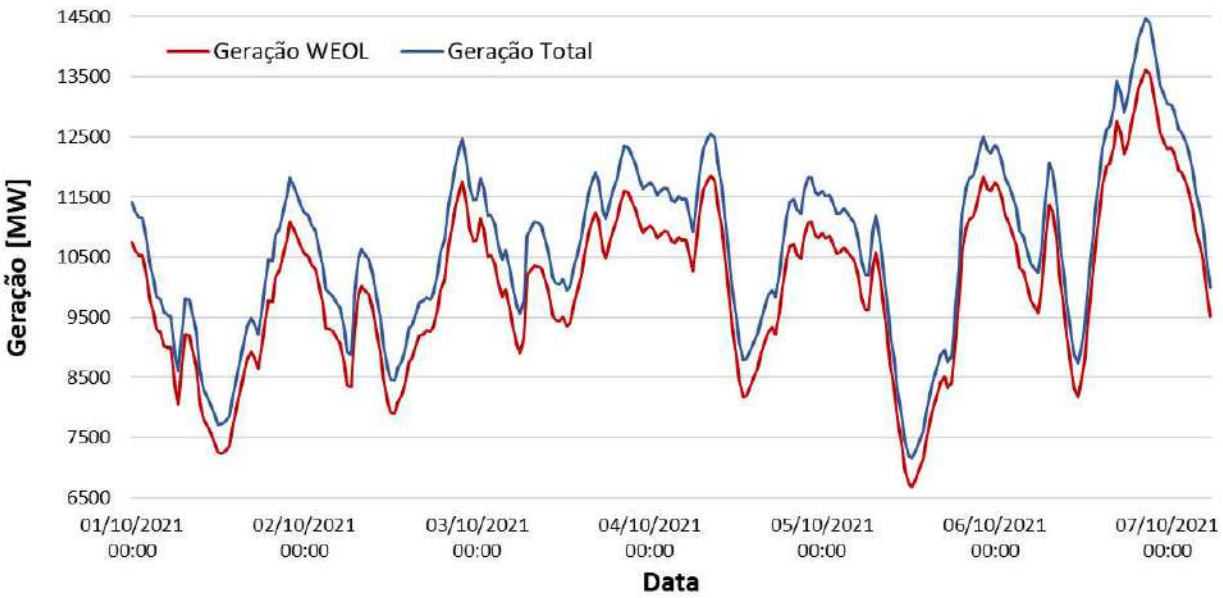


Figura 1. Comparação entre geração eólica verificada das usinas do WEOL e geração total.

Em relação às usinas tipo III, vale ressaltar que a geração dessas usinas, que antes tinham a geração abatida da carga por subsistema, com a entrada do conceito de Carga Global na programação diária eletroenergética e na operação, passou a ser consideradas no modelo DESSEM do mesmo modo que as usinas de geração eólica das demais modalidades de operação. Tendo em vista que a metodologia proposta para as usinas novas pode ser facilmente adaptada para contemplar as usinas tipo III e entendendo que os resultados alcançados através da referida metodologia possuem potencial de serem mais assertivos, o presente artigo também apresentará os resultados para as usinas dessa modalidade. Assim, a atual metodologia usada pelo ONS para obter uma estimativa de geração das usinas tipo III será descrita na próxima seção. Em seguida será apresentada e discutida a metodologia proposta para estimar a geração das usinas eólicas novas e do tipo III, e serão apresentados os resultados obtidos tanto com a metodologia proposta quanto com àquela vigente. Na última seção são apresentadas as considerações finais do estudo.

METODOLOGIA VIGENTE NO ONS PARA USINAS NÃO SUPERVISIONADAS

A metodologia de estimação de geração de usinas eólicas que possuem modalidade de operação tipo III consiste no produto entre o perfil de geração horário médio mensal em PU (por unidade) do mesmo mês do ano anterior e a média da geração diária dos últimos sete dias de dados disponíveis.

O Perfil de Geração Médio Horário (PGM_h), consiste na média mensal da geração horária de um dia, normalizada pela respectiva geração média diária, conforme apresentado na Equação (1).

$$PGM_h = \frac{\sum_{d=1}^{n} \frac{G_{hd}}{\overline{G_d}}}{n} \quad (1)$$

Sendo: h é a hora do dia (0 a 23), d se refere ao dia do mês para o qual será feita a estimativa do ano anterior, n é o número de dias do mês para o qual será feita a estimativa do ano anterior, G_{hd} corresponde à geração integralizada no dia d e hora h, e $\overline{G_d}$ é a geração média do dia d.

A média da Geração Média Diária (GMD) dos últimos sete dias disponíveis é utilizada para capturar o comportamento mais recente da geração da usina eólica e é computada de acordo com a Equação (2).

$$GMD = \frac{\sum_{D=u}^{u-6} G_D}{7} \quad (2)$$

Sendo: D é a data do dia, u é a última data de dados verificados de geração média diária, e G_D é a geração média do dia D.

Os resultados do produto entre PGM_h e GMD são então interpolados por um método *spline* [4], de modo a obter uma geração semi-horária. Os valores obtidos são adotados como a previsão de geração eólica das usinas durante todo o horizonte de previsão do modelo DESSEM. Ressalta-se que a mesma metodologia apresentada é utilizada no ONS para estimar a geração das usinas da modalidade tipo III de outras fontes de energia (biomassa, solar, hidráulica e fóssil).

DADOS DE ENTRADA PARA O MODELO PROPOSTO

Conforme abordado na introdução, a metodologia proposta busca contemplar usinas eólicas em operação teste, ou que entrarão em teste considerando o horizonte do DESSEM, i.e., até sete dias à frente. Para identificar as usinas a serem utilizadas na relação de similaridade, é necessário conhecer a localização geográfica (latitude e longitude) das usinas eólicas novas e daquelas existentes, e seus respectivos históricos de geração, quando disponíveis. Adicionalmente, como entrada do modelo, também devem ser fornecidas as previsões eólicas das usinas existentes e simuladas pelo WEOL.

Ressalta-se que, na ausência dos históricos de geração, o critério adotado para selecionar as usinas utilizadas na relação de similaridade é puramente geográfico, isto é, as usinas existentes mais próximas à usina futura são selecionadas. No caso das usinas novas que já possuam dados históricos de geração, a lista das usinas mais próximas é ordenada de forma a considerar a correlação entre os dados de geração.

MODELO DE ESTIMAÇÃO DA GERAÇÃO DAS USINAS EÓLICAS NOVAS

Esta seção é destinada à apresentação da metodologia de estimação de geração das usinas novas. A primeira etapa do modelo proposto diz respeito à identificação das usinas simuladas pelo WEOL, vizinhas à usina nova. Nesse primeiro momento, são selecionadas dez usinas mais próximas. Ressalta-se que quando o histórico de geração da usina nova já está disponível, esse histórico é confrontado com o histórico das usinas vizinhas previamente

selecionadas de modo a identificar as cinco usinas vizinhas com as maiores correlações lineares. Quando a usina é futura ou ainda não possui histórico de geração válido, as cinco usinas mais próximas geograficamente são as selecionadas para a próxima etapa. Uma vez que as usinas que serão utilizadas na relação de similaridade são conhecidas, tem-se a etapa de estimação da geração eólica da usina nova.

Novamente, há uma diferenciação na metodologia adotada para as usinas novas (em teste, mas não em operação comercial) que possuem histórico de geração e as que não possuem histórico (em teste ou futura). No primeiro caso, são estimados parâmetros das cinco regressões lineares que relacionam a geração da usina futura com as usinas simuladas pelo WEOL, que foram selecionadas previamente, conforme a Equação (3).

$$Ger_k = a \times Ger_j + b \tag{3}$$

Sendo: Ger_k é a geração observada da usina futura k, Ger_j é a geração observada da j-ésima usina vizinha à usina futura k, e *a* e *b* são, respectivamente, os coeficientes angular e linear da regressão linear.

É importante destacar que a geração da usina futura passa por um tratamento de *missing* e *outliers*. Os dados de geração das usinas do WEOL são oriundos de um melhor histórico de geração, que combina os dados do Sistema de Supervisão e Controle do ONS (SCADA) e do Sistema de Medição para Faturamento da CCEE. Maiores detalhes sobre o processo de montagem do melhor histórico podem ser encontrados em [3]. A Figura 2 apresenta as dispersões dos dados de geração de uma determinada usina futura com a geração das usinas existentes mais próximas, adicionalmente é ilustrado a regressão linear obtida para cada dispersão.

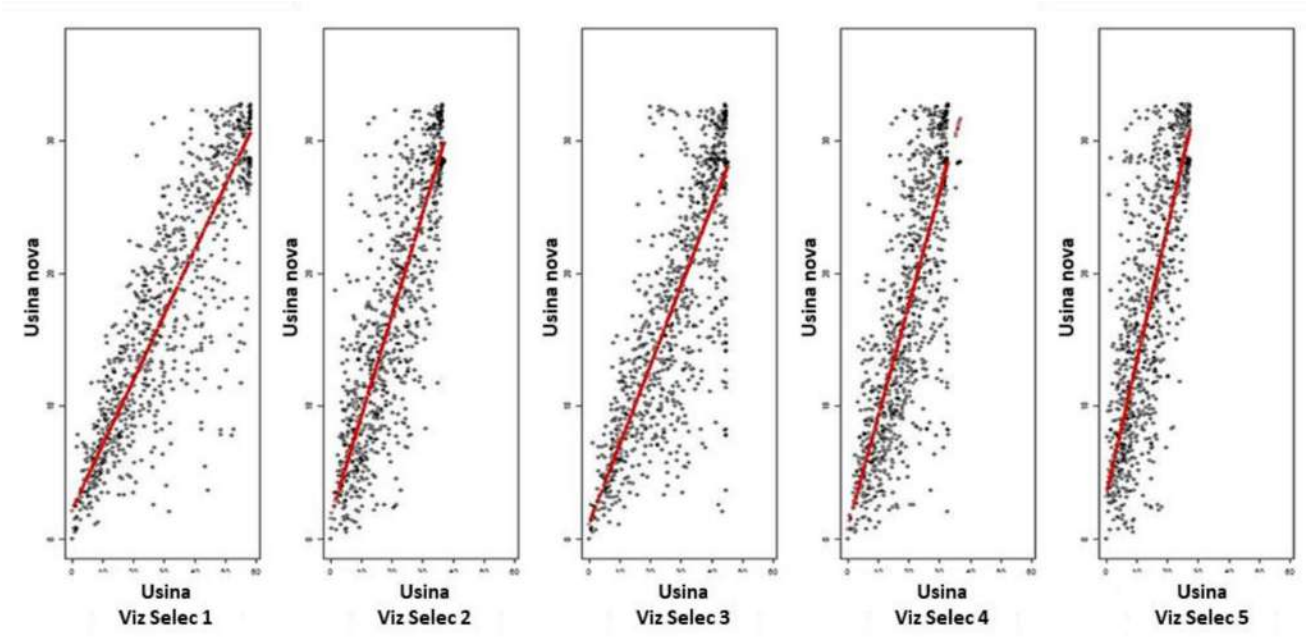


Figura 2. Regressões lineares entre uma usina nova e usinas simuladas no WEOL.

Na sequência, as regressões lineares são aplicadas às previsões realizadas pelo WEOL para as usinas vizinhas selecionadas. A geração estimada para a usina futura consiste na média das gerações obtidas via regressão linear. Observa-se que no caso do histórico de geração da usina futura estar zerado ou inválido, a geração estimada será nula.

No caso das usinas eólicas que não possuem histórico de geração, calcula-se os fatores que consistem na razão entre as potências instaladas da usina futura e das cinco usinas mais próximas geograficamente, conforme a Equação (4).

$$ft_j = \frac{P_k}{P_j} \tag{4}$$

Sendo: ft_j é a relação de potência entre a usina futura k e a j-ésima usina vizinha, P_k é a potência instalada da usina futura k, e P_j é a potência instalada da j-ésima usina vizinha à usina futura k.

Em seguida, os fatores que relacionam as potências são aplicados às previsões realizadas pelo WEOL para as usinas vizinhas selecionadas. A geração estimada para a usina futura consiste na média das gerações obtidas com a aplicação dos fatores - Equação (5).

$$Prev_k = \frac{1}{5}\sum_{j=1}^{5} ft_j \cdot Prev_j \tag{5}$$

Sendo: $Prev_k$ é a previsão realizada para a usina futura k, e $Prev_j$ é a previsão realizada pelo WEOL para a j-ésima usina vizinha à usina futura k.

O fluxograma da Figura 3 ilustra as etapas do modelos de estimação de geração descritas nesta seção. Vale ressaltar que a mesma metodologia discutida nesta seção para estimação da geração das usinas novas é empregada na estimação da geração das usinas tipo III.

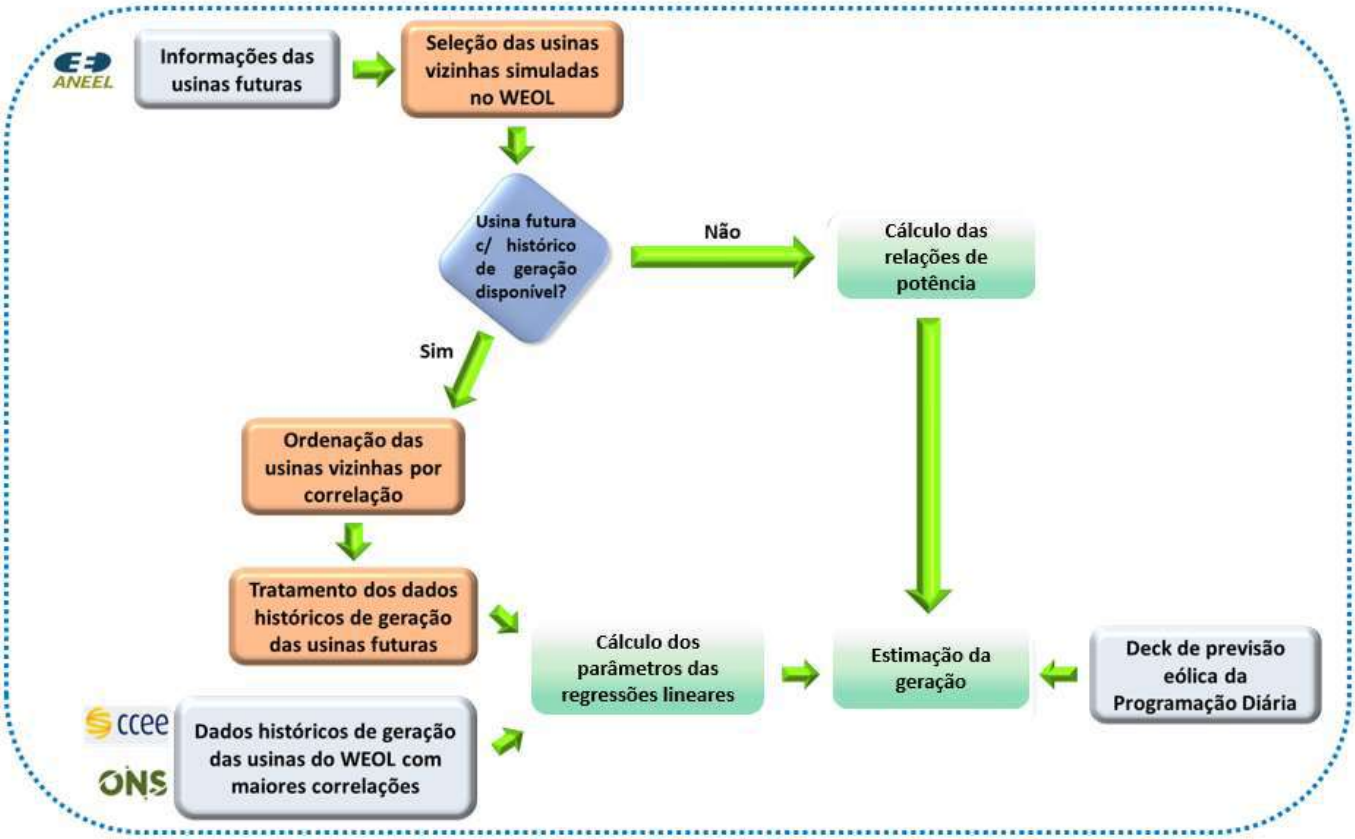


Figura 3. Diagrama com as etapas do modelo de estimação de geração eólica.

Na sequência, são apresentados os resultados obtidos com o modelo proposto. Entre as vantagens deste modelo destacam-se a simplicidade da metodologia e sua fácil implementação computacional. Adicionalmente, parte dessa da ideia desta metodologia já é conhecida pelos agentes do setor, uma vez que ela foi utilizada para estimar a parcela de geração das usinas eólicas novas, que entra na primeira semana operativa do modelo DECOMP, trabalho discutido no Grupo de Trabalho Geração Eólica no âmbito do Comitê Técnico PMO/PLD em 2021 [5]. Maiores detalhes acerca desse comitê podem ser encontrados em [5], enquanto informações sobre a previsão eólica realizada para a primeira semana operativa do DECOMP estão disponíveis em [6], incluindo a parcela referente às usinas novas.

RESULTADOS DO MODELO

A presente seção se destina a apresentação dos resultados do modelo proposto, sendo que eles estão divididos em duas categorias. A primeira corresponde às usinas que estão em operação teste, e àquelas em operação comercial, porém com um histórico de dados muito reduzido. A segunda categoria corresponde às usinas tipo III, i.e., aquelas que não possuem relacionamento com o ONS. O foco desta seção está na apresentação dos resultados referentes às previsões da programação diária, do tipo D+1 (dia seguinte), que são as previsões com maior impacto na programação diária.

Resultados das usinas eólicas novas

Conforme definido anteriormente, a nomenclatura usinas novas refere-se à: (i) usinas em operação comercial que possuem histórico limitado de geração; e (ii) usinas em operação teste. Na Figura 4 e na Figura 5 são mostrados os resultados obtidos para esses dois tipos de usinas, respectivamente. Note que em ambos os casos, a curva com os valores previstos (curva vermelha) é bem aderente a curva com a geração verificada (curva azul), evidenciando a adequabilidade da metodologia proposta.

Observa-se um viés de subestimação da geração das usinas consideradas, especialmente das usinas em teste (Figura 5). Como as usinas em teste tendem a aumentar progressivamente sua geração, os parâmetros das regressões são obtidos com valores mais baixos de geração, o que pode explicar este viés. Uma das soluções para contornar esse problema seria quantificar a entrada de máquinas no tempo com maior precisão.

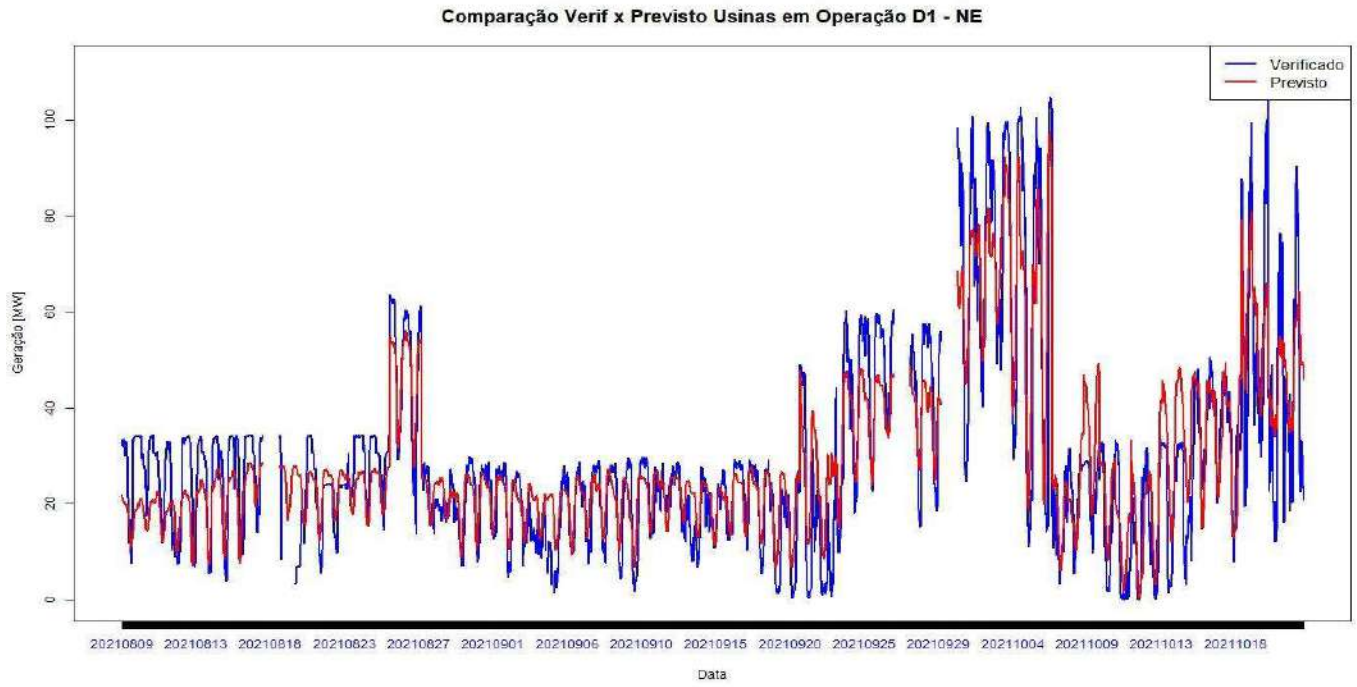


Figura 4. Previsão realizada para as usinas em operação – Subsistema NE.

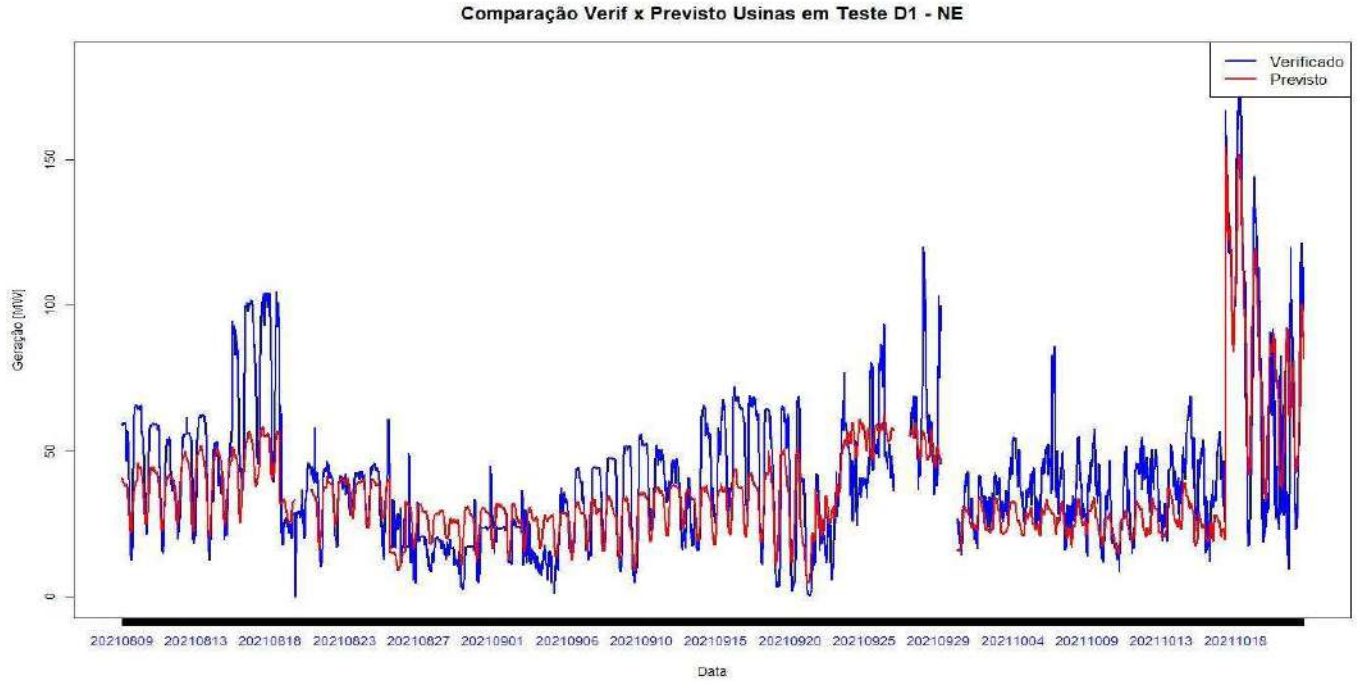


Figura 5. Previsão realizada para as usinas em teste – Subsistema NE.

É bom ressaltar que o montante de geração eólica apresentado na Figura 4 e na Figura 5 não está sendo contabilizado em nenhuma previsão oficial realizada pelo ONS. Os resultados demonstram a importância da consideração dessa geração, de forma a aproximar a previsão utilizada na programação da operação aos valores totais reais verificados.

É importante destacar que a previsão para as usinas que enviam os dados de geração válidos para o ONS possui maior assertividade. Pois quando a previsão é realizada para um conjunto de usinas em teste que não dispõe de histórico, é considerando relações entre as potências instaladas da usina em questão e das usinas vizinhas, ignorando o fator de capacidade entre elas. Uma outra situação que aumenta os desvios ocorre quando o responsável pela usina não envia os dados válidos ao ONS após sua entrada em teste, neste caso não há um valor de geração verificado pra ser comparado com a previsão realizada anteriormente para aquela usina. Esta análise reforça a ideia de que o valor atualmente negligenciado pelos modelos de previsão de geração eólica pode ser significativo, e que a utilização da metodologia proposta promove ganhos na programação da operação eletroenergética.

Resultados das usinas eólicas tipo III

As previsões de geração eólica das usinas tipo III obtidas com a metodologia proposta neste artigo são comparadas aos resultados do modelo vigente no ONS. O primeiro resultado apresentado mostra o ganho obtido a nível de usina. Na Figura 6 pode-se observar a maior aderência da geração do modelo proposto (curva azul) em relação aos valores verificados (curva

preta). As estimativas do modelo vigente (curva vermelha), conforme já explicado, são repetidas ao longo do horizonte do DESSEM e distanciam-se da geração verificada.

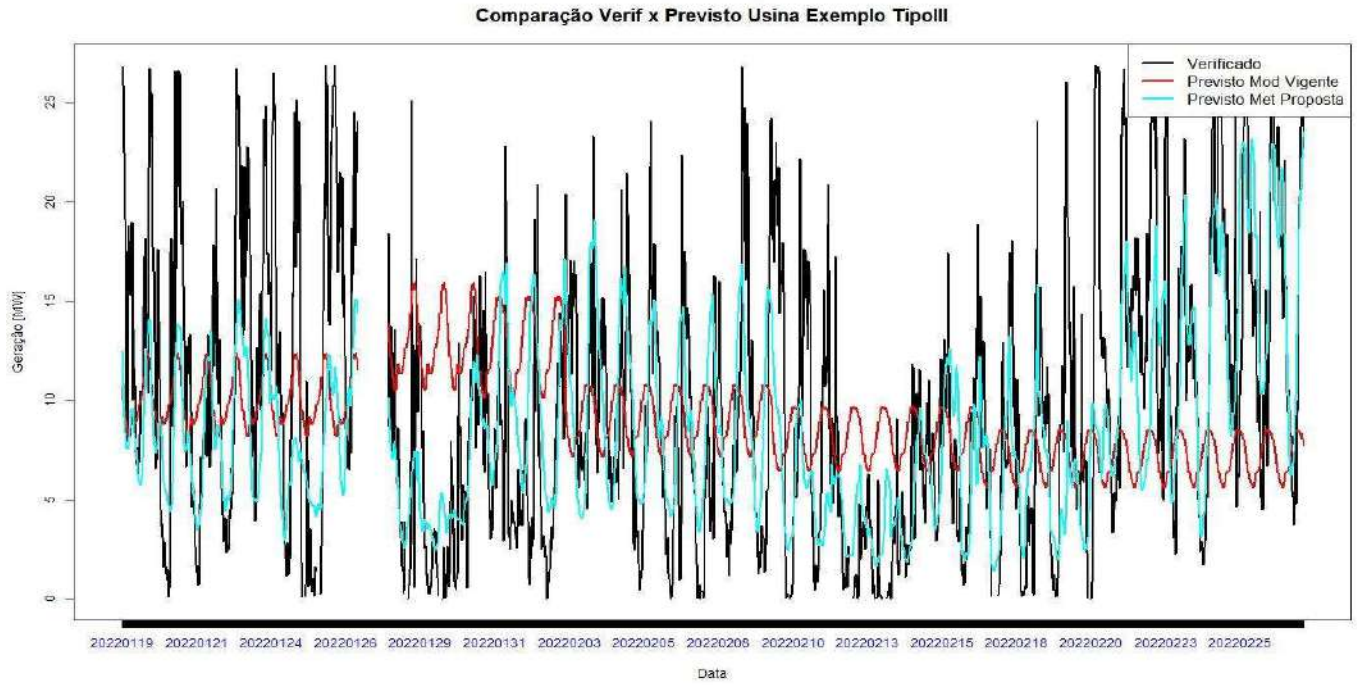


Figura 6. Previsão realizada para uma usina do tipo III.

Na Figura 7 e Figura 8, tem-se a mesma comparação entre as previsões obtidas com os modelos vigente e proposto e as gerações verificadas correspondentes, porém a nível de subsistema. Novamente nota-se que a curva do modelo proposto é mais aderente à curva da geração verificada, resultando em ganhos significativos ao processo de previsão de geração eólica. A Figura 7 e a Figura 8 apresentam os resultados para o subsistema Nordeste e Sul, respectivamente.

Embora a metodologia apresentada seja relativamente simples, apresenta benefícios interessantes, como pode ser visto na Figura 7 e Figura 8. Não é uma metodologia de previsão diretamente aplicada à classe de usinas alvo deste trabalho, mas uma metodologia de estimação. Entretanto, utiliza as informações de modelos numéricos de previsão do tempo usados no WEOL [3], como o GFS (*Global Forecast System*) do NCEP (*National Centers for Environmental Prediction*) [7] e o IFS (*Integrated Forecast System*) do ECMWF (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*) [8]. Tal fato garante, mesmo pra usinas sem históricos de geração, uma melhoria na capacidade preditiva para previsões até 7 dias à frente, conforme necessidade do modelo DESSEM.

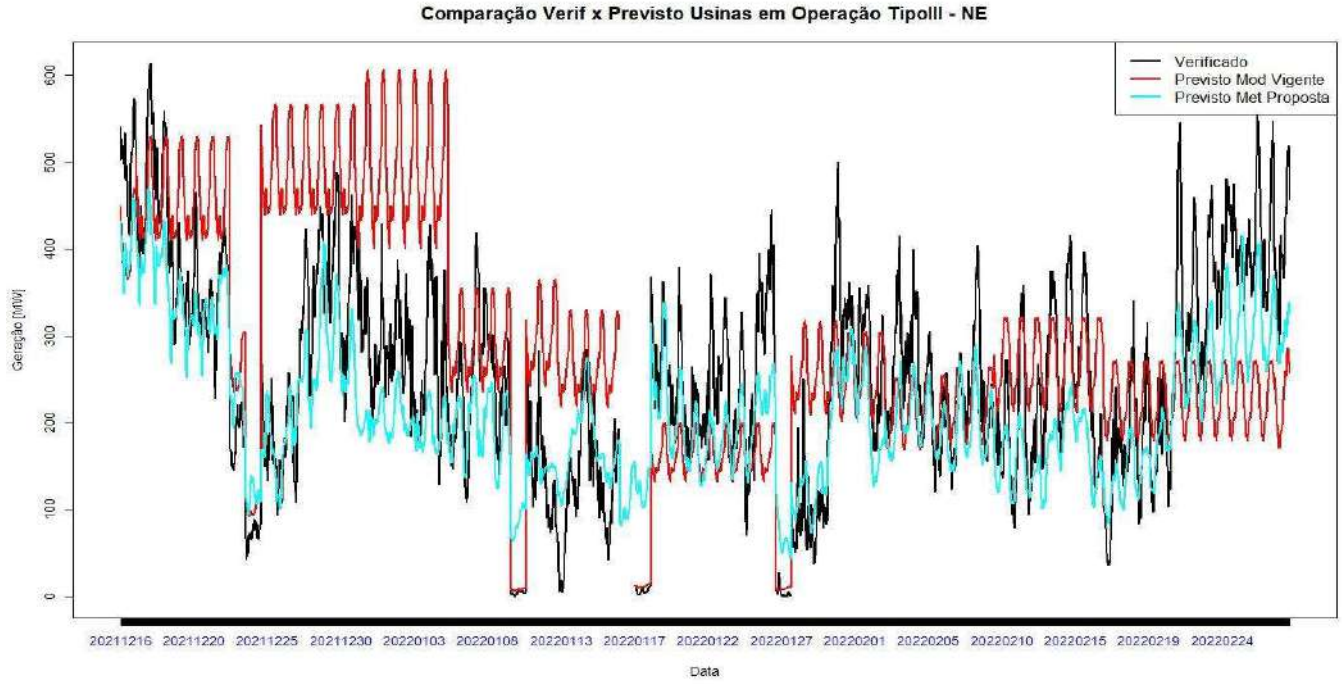


Figura 7. Previsão realizada para as usinas do tipo III – Subsistema NE.

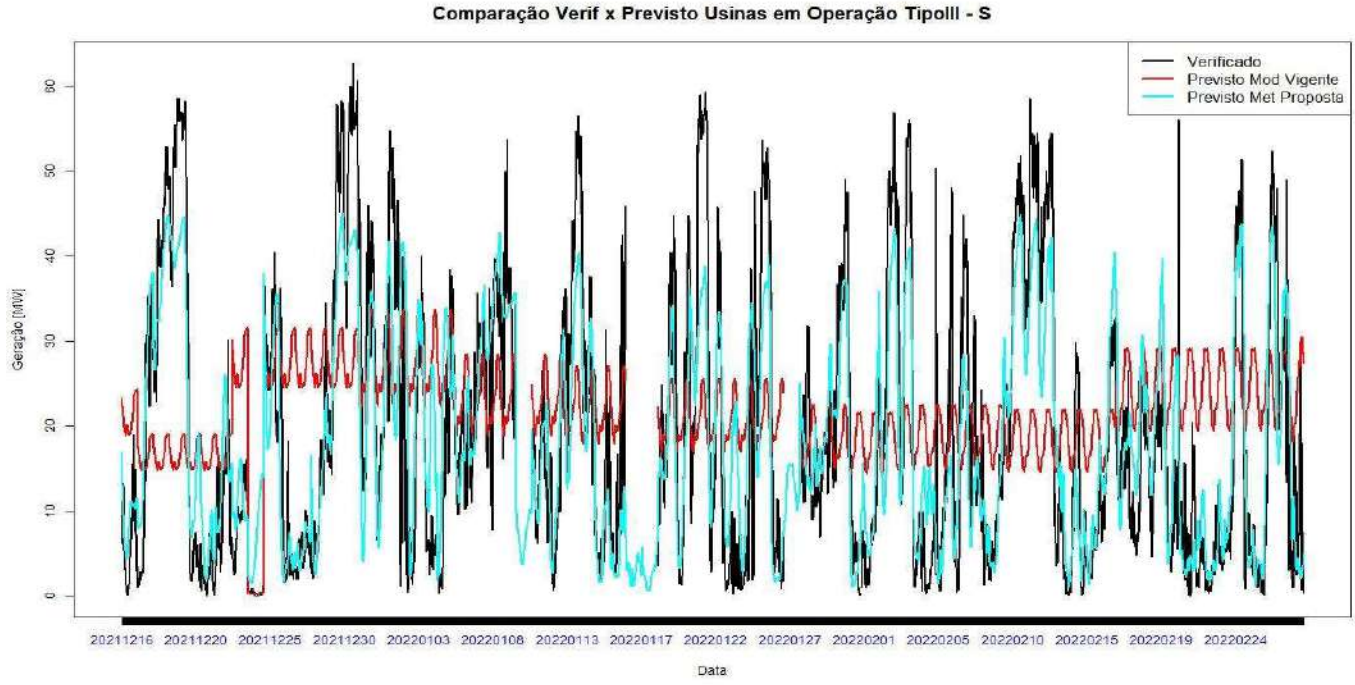


Figura 8. Previsão realizada para as usinas do tipo III – Subsistema Sul.

A Figura 9 apresenta o desempenho em termos percentuais dos modelos proposto e vigente para os subsistemas Nordeste e Sul considerando o período que se estende de

01/04/2021 a 28/02//2022. A métrica utilizada para avaliação do desempenho das previsões foi o $NMAPE$ (*normalized mean absolute percentage error*), que consiste nos desvios médios normalizados pela potência instalada do respectivo subsistema – Equação (6).

$$NMAPE(\%) = \frac{1}{N \times P_{inst}^{tot}} \sum_{i=1}^{N} |(P_{Verif}^{i} - P_{Prev}^{i})| \times 100 \qquad (6)$$

Sendo: N o tamanho da amostra; P_{inst}^{tot} a potência instalada total; P_{verif} o valor de potência verificada; e P_{prev} o valor de potência prevista.

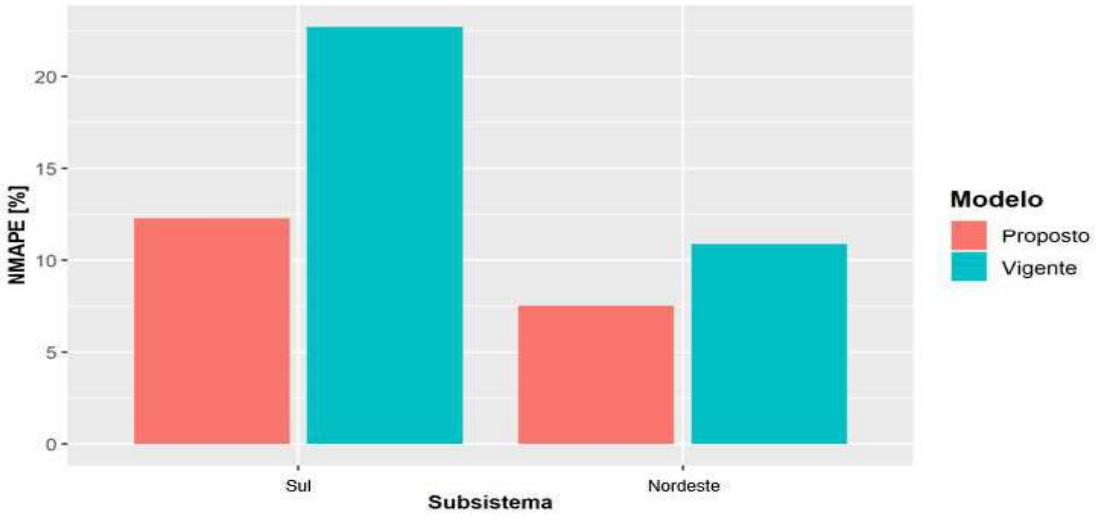


Figura 9. Desempenho dos modelos proposto e vigente em termos de NMAPE.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo apresentou uma metodologia para estimar a geração de usinas eólicas conectadas à rede básica que ainda não estão sendo consideradas no modelo de previsão do ONS, o WEOL, sejam usinas com entrada recente em operação comercial ou em fase de teste (denominada usinas novas), e de usinas não supervisionadas pelo ONS (usinas tipo III). A metodologia proposta utiliza apenas a potência instalada da usina, históricos de geração verificada e as previsões realizadas para usinas já simuladas pelo WEOL. Adicionalmente, o modelo necessita das informações de cadastro das usinas eólicas, tanto às quais se destina a previsão quanto daquelas usadas no WEOL.

Os resultados obtidos para as usinas tipo III com o modelo proposto obtiveram melhor desempenho em relação ao modelo vigente no ONS. No caso das usinas novas, as estimativas de geração mostraram boa aderência aos valores verificados. Dessa forma, a utilização da metodologia proposta para os dois conjuntos de usinas possui elevado potencial de trazer ganhos aos processos da programação da operação eletroenergética, ao passo que aproxima as previsões eólicas dos valores verificados.

REFERÊNCIAS

[1] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 26.2 - Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas,” [Online]. Available: 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 13 Junho 2022].

[2] P. S. C. Nascimento, M. C. A. Lima, C. A. A. Junior, A. M. R. Oliveira, F. Madeira, E. L. Mendes, A. S. Kligerman e R. N. F. Filho, “Desenvolvimento e Implantação no ONS de um Modelo de Previsão de Geração de Fonte Eólica com Customização Temporal,” *Brazil Wind Power,* 2017.

[3] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Desenvolvimento Metodológico para Previsão de Geração de Fonte Eólica,” 2018. [Online]. Available: https://sintegre.ons.org.br/sites/8/103/105/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?RootFolder=%2Fsites%2F8%2F103%2F105%2FProdutos%2F439%2F17-07-2019_152242&produto=NT%200151-2018%20-%20Desenvolvimento%20Metodol%C3%B3gico%20para%20Previs%C3%A3o%20de%20Gera%C. [Acesso em 13 Junho 2022].

[4] I. J. Schoenberg, “Contributions to the Problem of Approximation of Equidistant Data by Analytic Functions,” em *I. J. Schoenberg Selected Papers. Contemporary Mathematicians.*, Boston, MA, Birkhäuser, 1988, pp. 3-57.

[5] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico; CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, “CT PMO-PLD,” [Online]. Available: https://ctpmopld.org.br/group/ct-pmo-pld/.

[6] P. S. Nascimento, L. F. Araújo, F. Madeira, V. S. Duarte e R. d. R. Azambuja, “Desenvolvimento de um Modelo de Previsão Eólica Semanal para Planejamento de Curto Prazo,” *Brazil Wind Power,* 2021.

[7] NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration, “Global Forecast System (GFS),” [Online]. Available: https://www.ncei.noaa.gov/products/weather-climate-models/global-forecast. [Acesso em 29 Junho 2022].

[8] ECMWF - European Centre for Medium-Range Weather Forecasts, “Modelling and Prediction,” [Online]. Available: https://www.ecmwf.int/en/research/modelling-and-prediction. [Acesso em 29 Junho 2022].

Estudo da relação entre Energia Natural Afluente (ENA) e a geração eólica de sítios no Litoral do Nordeste e do Rio Grande do Sul

Venize Buzato[1], Ana Luiza Vezani Marques[1], Mônica de Souza Zambelli[1], Bianca Buss Maske[1], Thales Victor Miguel[1], Edgar Lessa Venancio[2]

1 SPR - Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL

2 HMCE - Companhia Paulista
de Força e Luz - CPFL

ABSTRACT

Brazil is a clear example of space-time complementarity, where renewable generation is significantly influenced by natural conditions and the national interconnected system (SIN) enables the electrical connection of energy resources in a large territorial area. However, we still need more information about how one resource can complement the other and how we could use this knowledge to predict variations in the generation of these sources. As a result, this work used wind generation data from 45 wind farms owned by CPFL Energia, located on the coast of NE and coast of RS, and evaluated the spatio-temporal correlation between their wind generation and the main hydrographic basins of the SIN. Furthermore, with the knowledge of the correlations, it was possible to build a predictive model based on time series, using the ENA as an exogenous variable to improve the prediction of wind generation in the NE coast. The results showed that the NE coast presents a moderate to strong correlation with the basins of the North, Northeast and Center-West subsystems. A correlation above 0.8 by the Pearson method was verified with the basins of the North and Northeast subsystems. The wind generation of the coast of RS presents a positive, but weak, correlation with all the studied basins of the SIN. The predictive model was able to consistently predict the wind generation of the NE coast, identifying the temporality (beginning and end of the oscillations) with greater assertiveness than the magnitude. Knowing and using the spatio-temporal correlation between SIN resources can help to predict possible delays

in natural seasonal periods, however, it is necessary to include auxiliary exogenous variables for a better assertiveness of the magnitude of the future deviation, how Southern Oscillation Index (SOI).

Palavras-chave: *Energia Natural Afluente, Geração Eólica, Litoral do NE, Padrões de Correlação.*

1. INTRODUÇÃO

O crescimento extraordinário da energia eólica no Brasil, na última década, transformou a fonte antes conhecida como “alternativa” em fonte consolidada e fundamental na Matriz energética Brasileira. Segundo [1], hoje, a fonte eólica representa mais de 10% no setor energético, com um aumento, na capacidade instalada, 10 vezes maior do que o existente em 2010 e, considerando os contratos futuros, esse valor só tende a crescer.

O Nordeste brasileiro é a região onde se concentra o maior número de parques eólicos, isso porque, a região encontra-se geograficamente favorecida pela regularidade e frequência dos ventos alísios, o que a torna ideal para a construção desse tipo de empreendimento. Devido aos padrões sazonais do clima na região, os ventos mais intensos ocorrem no segundo semestre do ano, justamente quando se observa a redução das chuvas sobre as principais bacias do Sistema Integrado Nacional (SIN), deixando os reservatórios em níveis mais baixos, desfavoráveis para produção de energia hidrelétrica. Ou seja, esse comportamento inverso entre as sazonalidades da energia eólica e hidrelétrica, viabiliza a complementariedade entre essas fontes no suprimento de energia elétrica.

De acordo com o estudo de revisão realizado por [2], a complementariedade energética pode ser classificada em três tipos: espacial, temporal ou espaço-temporal. Sendo a especial definida quando a escassez em uma região é complementada pela disponibilidade em outra, ao mesmo tempo. E a temporal quando a complementariedade ocorre em diferentes períodos, considerando uma mesma região. Sendo a espaço-temporal uma união das anteriores.

O Brasil é um exemplo claro de complementariedade espaço-temporal, onde a geração sofre influência significativa das condições naturais e o sistema se

interconecta ao longo de uma grande extensão territorial. Segundo [3] a malha de transmissão que compõem o SIN desempenha função essencial na integração das fontes intermitentes, uma vez que a complementaridade é explorada e a energia pode ser escoada entre os subsistemas, favorecendo o compartilhamento de reservas operativas (figura 1).

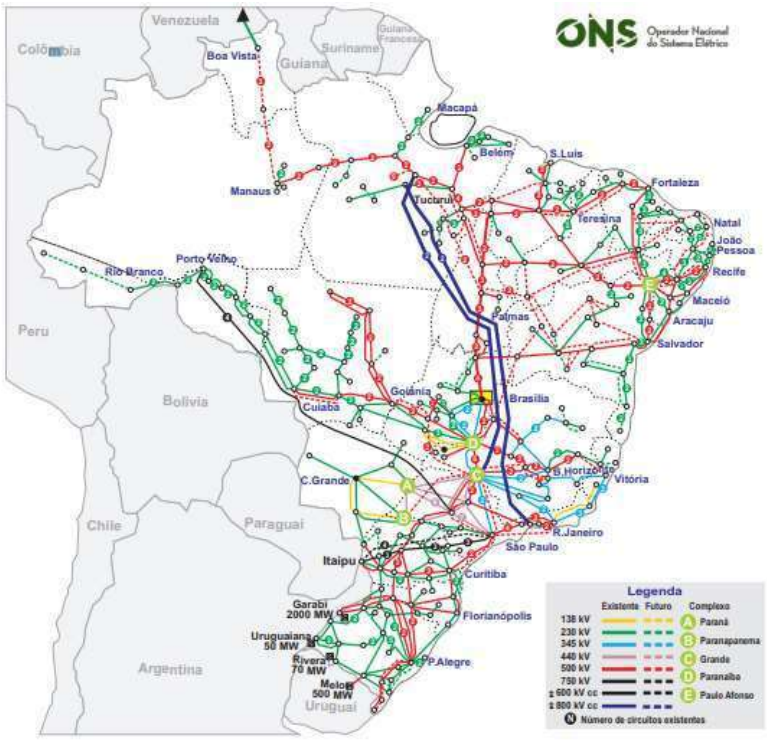


Figura 1. Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024 (fonte: ONS)

Com base nisso, vários estudos têm sido desenvolvidos [4];[5];[6];[7] utilizando técnicas de complementariedade, para otimizar o SIN. Muitos deles, sugerem a construção de usinas eólicas próximo as usinas hidrelétricas, para tentar suprir uma energia pela outra [4]. Apesar de em [8] a complementariedade espaço-temporal do vento e vazão, sobre o território nacional, ter sido mapeada, quando se pensam em dados hidro eólicos, ainda restam dúvidas sobre quais bacias ou reservatórios equivalentes de energia (REEs) possuem maior ou menor correlação com a geração eólica e, principalmente, como poderíamos utilizar esse conhecimento para antever variações na geração dessas fontes. Por isso, o principal objetivo do estudo é realizar uma análise exploratória, investigando a correlação espaço-temporal entre a Energia Natural Afluente (ENA) de diferentes bacias e a energia eólica do litoral do NE e do Rio Grande do Sul para identificar

quais bacias e/ou REEs possuem maior correlação de Pearson a fim de sugerir a construção de um modelo preditivo, de series temporais, baseado no conhecimento dessas correlações.

2. METODOLOGIA

Nesta seção são descritos os dados de vento, geração eólica e energia natural afluente utilizados, assim como o conjunto de correlações analisados e o modelo preditivo de séries temporais desenvolvido com base no conhecimento adquirido no estudo.

2.1 Descrição dos Dados

Para este estudo foram utilizados:

- Dados simulados de geração eólica, de 2000 a 2020 construídos com base nos dados de vento da quinta geração de reanálises atmosféricas do European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) de clima global (ERA-5).
- Dados observados da direção e velocidade do vento medidos em 45 torres anemométricas, localizadas no litoral do Ceará (CE), no Rio Grande do Norte (RN) e Rio Grande do Sul (RS)
- Geração eólica medida nos 45 parques eólicos dessas regiões, todos de propriedade da empresa CPFL Energia S.A.

Para a construção de um histórico de vento, inicialmente, foram utilizados dados do vento medido nas torres anemométricas e essa informação foi estendida através do método estatístico Measure-Correlate-Predict (MCP) [9]. Esse método é utilizado para reduzir as incertezas de um projeto eólico, ajustando os dados de medições locais de curto prazo para uma base de dados de muitos anos (longo prazo) próximo dos dados locais, chamados de dados de referência. Nesse ajuste, estabelecem-se correlações entre as velocidades para estimar a geração corrigida para o longo prazo. Com o histórico de vento de longo prazo construído, utilizou-se a função de transferência mensal desenvolvida através do histórico de vento e geração realizada, observado nos parques eólicos. Dessa forma, foi possível converter o vento de longo prazo em geração eólica de 2000 a 2020 em todos os parques eólicos estudados. Vale ressaltar que essa

metodologia isenta os dados do efeito de disponibilidade dos parques eólicos e a mudança da capacidade instalada ao longo dos anos.

Para o estudo também foi utilizado o dado de Energia Natural Afluente (ENA), disponibilizada pelo SINTEGRE do ONS, no período de referência de 1931 a 2019, publicado em 22/12/2019.

A ENA bruta representa a energia possível de ser produzida por uma usina e é calculada pelo produto das vazões naturais dos reservatórios com as produtividades a 65% dos volumes úteis. O ONS disponibiliza essa informação por subsistema, bacia e REE. Neste estudo optou-se por realizar a análise por bacia e, posteriormente, pelos REEs das bacias que apresentaram maior correlação.

2.2 Metodologia

Para a análise, optou-se por aplicar a correlação de Pearson (r) entre a geração eólica agregada do litoral do NE, e as diferentes bacias do SIN, conforme apresentado na Figura 2. A correlação foi calculada tanto entre áreas próximas aos parques eólicos quanto a áreas mais distantes.

Figura 2. Mapa das bacias hidrográficas e parques eólicos considerados no estudo.

Nos estudos de correlação espacial, foi aplicada a correlação de Pearson entre a geração eólica agregada dos parques da CPFL do litoral do NE e do Rio Grande do Sul e as bacias de tamanho significativo para o SIN. Dessa forma, das 22 bacias com informação de ENA, disponibilizada pelo ONS, foram investigadas as correlações apenas em bacias com mais de 1000 MWm de produtividade mensal, resultando em 10 bacias para serem analisadas. As demais foram desconsideradas uma vez que são muito pequenas e dificilmente apresentariam impacto significativo na relação entre as fontes.
Após todas as análises entre bacias e geração eólica, foram definidas as localidades de maior correlação e um modelo de séries temporais foi construído, respeitando os padrões encontrados no estudo.

O modelo Prophet foi escolhido para previsão de geração eólica e os REEs, correspondentes as bacias de maior correlação encontrada, foram utilizadas como variáveis exógenas. Vale ressaltar que a opção pela utilização dos valores dos REEs, como variável exógena, objetivou viabilizar a aplicação do modelo preditivo em modelos pertencentes à cadeia de planejamento energético do sistema elétrico brasileiro, como o NEWAVE [10].

O modelo Prophet foi desenvolvido pela equipe de Ciência de Dados do Facebook e segundo os autores [11], constitui uma abordagem para a previsão de séries temporais baseado em um modelo de regressão modular com parâmetros interpretáveis que podem ser ajustados. Conforme mostra a equação 1, a série temporal é modelada por meio de três componentes principais: tendência, sazonalidade e períodos de exceção. Cada um desses componentes apresenta grande flexibilidade, podendo tratar séries temporais com diferentes características.

$$y_t = g_{(t)} + s_{(t)} + h_{(t)} + e_{(t)} \qquad (1)$$

Onde,

g (t): refere-se à função de tendência a qual modela as mudanças não periódicas na série temporal.

s (t): refere-se sazonalidade, ou seja, mudanças periódicas (semanal, mensal, anual, etc).

h (t): refere-se à efeitos de períodos de exceção cuja ocorrência pode ser irregular.

e (t): refere-se às quaisquer mudanças idiossincrática que não são acomodadas no modelo, ou seja, termo de erro que assume uma distribuição normal.

A metodologia adotada para avaliar a acurácia da modelagem consistiu em fazer 7 rodadas de *backtest*. Ou seja, o modelo era estimado com um conjunto de dados históricos e depois era feita a projeção de 5 anos à frente dentro de um horizonte para qual já existiam dados realizados. A cada rodada era incrementado 1 ano ao histórico usado para estimar o modelo, conforme indicado na figura abaixo. Feita as projeções, avaliou-se o desvio absoluto entre o projetado e o realizado.

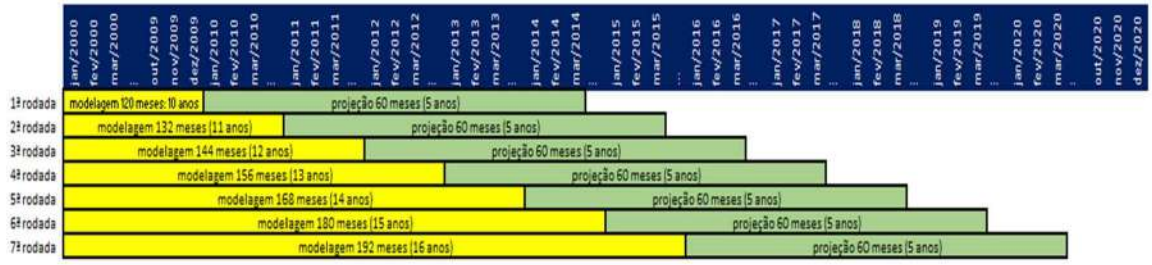


Figura 3. Tabela explicativa do processo de treino e previsão do modelo preditivo Prophet adotado no estudo.

3. RESULTADOS

3.1 Avaliações das correlações entre Geração Eólica e a ENA das Bacias

Os resultados mostraram que a maior correlação ocorreu entre a geração eólica do litoral do NE e as bacias do Rio Tocantins e Amazonas, com valores de correlação acima de 0,8. Através da Tabela 1, é possível verificar um resumo das correlações encontradas, com os valores de correlação forte, segundo [12], representados pelas bacias citadas acima e valores fracos representados pela

correlação entre a geração eólica do Rio Grande do Sul e as demais bacias, especialmente as bacias do Iguaçu e Jacuí.

		Geração Eólica NE	Geração Eólica Sul
N + NE	Amazonia	-0,85	-0,47
	Tocantins	-0,81	-0,37
	São Francisco	-0,61	-0,24
SE + CO	Paranaíba	-0,67	-0,20
	Paraná	-0,66	-0,23
	Paraiba do Sul	-0,64	-0,17
	Grande	-0,59	-0,16
	Tiete Artificial	-0,49	-0,22
	Doce	-0,41	-0,01
	Paranapanema	-0,21	-0,11
Sul	Iguaçu	0,11	0,11
	Uruguai	0,28	0,25

Tabela 1. Correlação de Pearson (r) entre a geração eólica agregada no litoral do NE e Rio Grande do Sul e bacias de maior produtividade do SIN.

É interessante notar, na Tabela 1, que a geração eólica do Sul não apresentou correlação moderada ou forte com nenhuma bacia, nem com as bacias da mesma região. Isso pode ser explicado pela combinação de dois fatores, um pela característica das bacias que possuem um solo com característica de rápido escoamento, ou seja, a chuva que cai sobre essa localidade rapidamente se torna vazão., não podendo criar uma “memória” que a relacione a frequência de avanço desse sistema, e outro pela característica dos ventos observados no litoral do RS. Em muitos casos, esses ventos estão associados a sistemas atmosféricos transientes, que dependendo da sua característica, podem trazer chuva e vento, como por exemplo um ciclone se formando próximo a costa do Rio Grande do Sul (RS) [13], ou só vento e não necessariamente a chuva, como por exemplo quando temos a atuação da borda da alta pós-frontal na costa do RS. Contudo, mesmo com essa correlação fraca, é possível notar que o sinal se inverte entre a correlação na mesma região e entre regiões diferentes, corroborando com o padrão climatológico do Sul, que apresenta uma alta frequência de avanços de sistemas frontais, que favorecem vento e chuva [14].

Analisando o gráfico de ENA e geração eólica na Figura 4, fica evidente o padrão complementar existente entre a sazonalidade da geração eólica do litoral do NE e as bacias dos Rios Amazonas e Tocantins. Um comportamento que já era de se esperar, uma vez que se observa que essas bacias estão localizadas em regiões diretamente influenciadas pelo sistema de monções da América do Sul [15], ou seja, em meados de setembro, toda a América do Sul (AS) começa a ficar sujeita a uma crescente disponibilidade solar na região central da América do sul, esse comportamento climatológico favorece a intensificação dos ventos alísios de NE, que gradativamente irão contribuir com o deslocamento para o sul da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), trazendo chuva para o Norte e Nordeste do País, além de favorecer o transporte de umidade da Amazônia para o Centro-Oeste do Brasil. Segundo [15] o sistema de monção da AS marca a mudança de um escoamento zonal do vento, em altos níveis, de inverno para um escoamento ondulatório de verão, resultando na formação da alta da Bolívia, cavado do NE, e no sistema atmosférico mais relevante do período úmido, para o setor energético, a Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS). Esses sistemas climáticos são os principais responsáveis pelo início e estabelecimento do período úmido do Brasil e enfraquecimento dos ventos de alísios de sudeste, responsáveis pela “safra” de vento no NE do país, sazonalidades inversamente correlacionadas. Outro ponto a se considerar é que a correlação moderada observada em algumas bacias do SE, pode estar fortemente relacionada a variabilidade espacial da ZCAS, afinal, dependendo das condições oceânicas do Atlântico, a ZCAS pode se configurar mais ao norte ou mais ao sul da sua posição climatológica [16], ou seja, nem sempre que se observa a redução climatológica dos ventos no NE, teremos chuva nessas bacias.

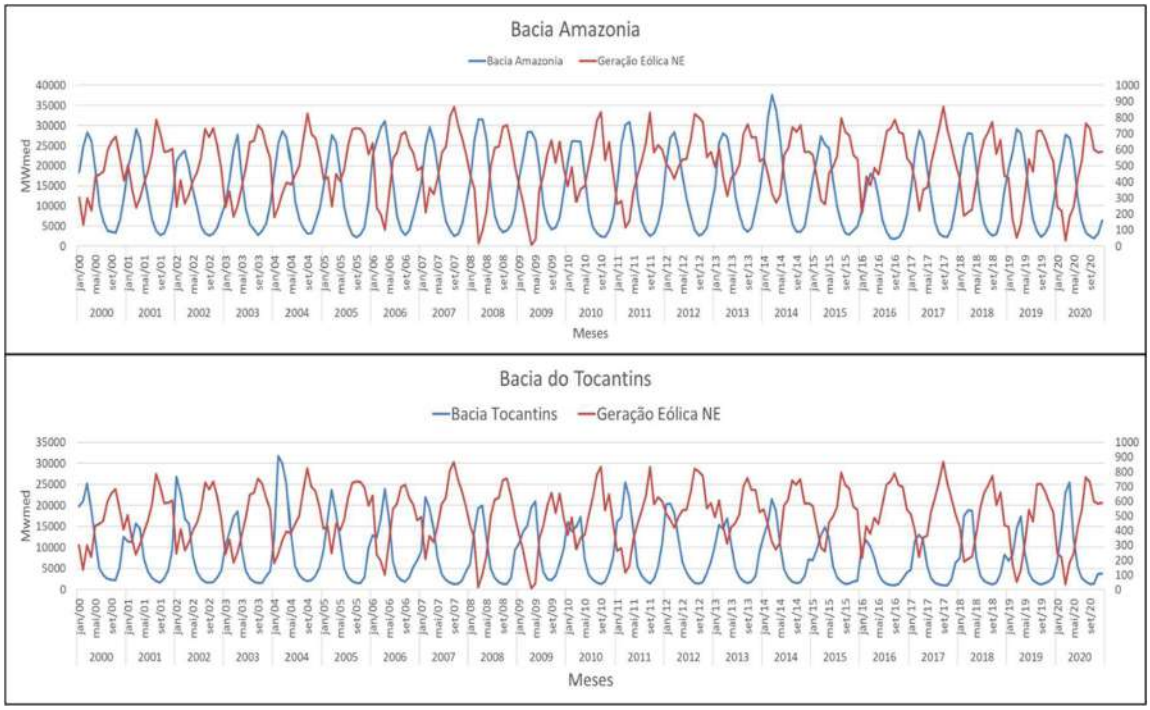


Figura 4. Série temporal da Geração Eólica do NE e a ENA das bacias do Tocantins e Amazonas, de 2000 a 2019.

Como discutido acima, a Figura 5 de dispersão da geração eólica e ENA nas duas bacias confirma essa forte correlação existente entre os padrões sazonais dessas séries. Na Tabela 2, a análise buscou identificar o quanto a magnitude de uma fonte energética poderia se relacionar com a outra, entre as regiões de forte correlação. Porém, ainda se faz necessário um número maior de informações para validar ou não essa influência, pela tabela apenas podemos identificar que tanto para a bacia do Rio Amazonas quanto do Rio Tocantins, a correlação mensal é simultaneamente moderada nos meses citados por Gan et al. (2004), como marco para início e fim das monções da América do Sul. Evidenciando que, apesar ser possível utilizar a correlação das séries para determinar o início ou fim de um período, não necessariamente será possível quantificar o quanto um período de chuva ou vento será melhor ou pior do que o climatológico.

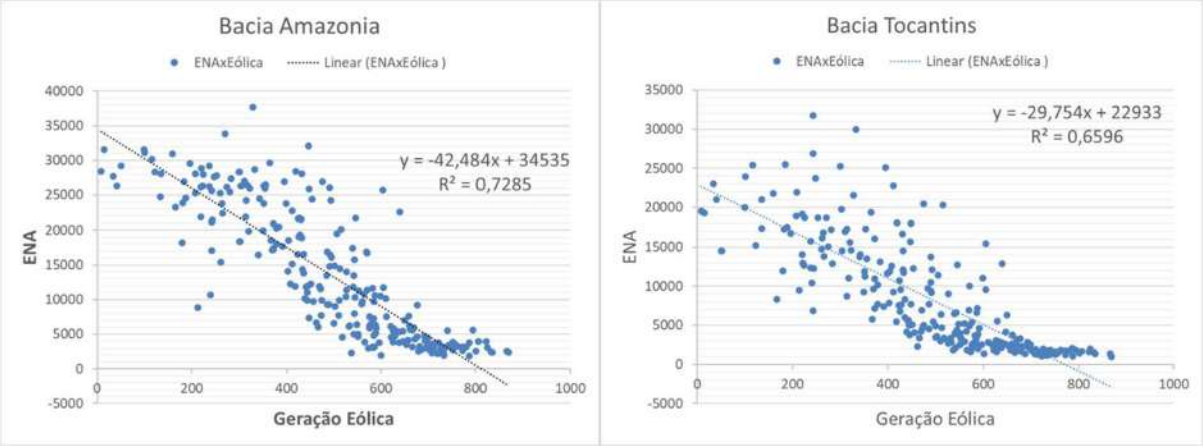


Figura 5. Dispersão da Geração Eólica do NE e as ENAS das bacias dos Rios Tocantins e Amazonas, de 2000 a 2019.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Amazonia	0,4	0,0	-0,2	-0,6	-0,6	-0,2	-0,4	-0,2	-0,5	-0,1	0,1	-0,1
Tocantins	-0,3	-0,2	0,0	-0,6	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	-0,6	-0,7	-0,2	-0,2

Tabela 2. Correlação de Pearson (r) mensal entre a geração eólica agregada no litoral do NE e as bacias do Tocantins e Amazonas, de 2000 a 2019.

3.2 . Avaliação da utilização do modelo de série temporal PROPHET, na previsão da geração eólica com a ENA como variável exógena.

Como foi discutido no tópico anterior, existe uma forte correlação entre a geração eólica do litoral do NE e as bacias do Tocantins e Amazonas. Muito favorecida pelos padrões climatológicos que modulam o período chuvoso no Brasil, tanto no centro-oeste quanto no litoral e Nordeste. Além disso, as demais bacias, que apresentaram uma correlação menor, porém ainda moderada, podem ter seu resultado de correlação influenciado pela variabilidade espacial da ZCAS ao longo dos anos. Em virtude disso, optou-se por usar no modelo preditivo de séries temporais, além dos REE de forte correlação, o REE que contém o a bacia do Rio São Francisco, objetivando treinar o modelo com algum possível desvio no recurso causado pela posição fora do padrão climatológico da ZCAS.

A tabela abaixo mostra o resultado de desvios absolutos entre projetado e realizado para as 7 rodadas de *backtest* para cada ano a frente.

	Horizonte		A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	Média
	Modelagem	Projeção						
1ª rodada	Jan/2000 até Dez/2009	Jan/2010 - Dez 2014	20,8%	14,1%	35,6%	31,5%	35,0%	27,4%
2ª rodada	Jan/2000 até Dez/2010	Jan/2011 - Dez 2015	20,5%	26,9%	19,6%	19,5%	20,8%	21,5%
3ª rodada	Jan/2000 até Dez/2011	Jan/2012 - Dez 2016	28,1%	20,6%	20,6%	21,2%	29,3%	24,0%
4ª rodada	Jan/2000 até Dez/2012	Jan/2013 - Dez 2017	13,8%	13,5%	12,5%	20,6%	9,6%	14,0%
5ª rodada	Jan/2000 até Dez/2013	Jan/2014 - Dez 2018	12,0%	11,5%	18,3%	8,6%	21,5%	14,4%
6ª rodada	Jan/2000 até Dez/2014	Jan/2015 - Dez 2019	10,5%	18,2%	8,2%	24,3%	71,0%	26,4%
7ª rodada	Jan/2000 até Dez/2015	Jan/2016 - Dez 2020	18,7%	8,4%	24,4%	71,1%	97,8%	44,1%

Tabela 3. Desvios absolutos entre projetado e realizado para as 7 rodadas de *backtest* para cada ano a frente.

A partir desses resultados foi possível observar que o número de amostras do histórico da primeira rodada (10 anos = 120 meses) já era relevante para a estimativa do modelo e o acréscimo de mais períodos não trouxe benefício significativo para projeção. Não se observaram também diferenças significativas quanto à acurácia do modelo nos diversos horizontes projetados. Ou seja, o modelo responde bem para o horizonte como um todo e não se observou diferença de performance nos períodos mais próximos (Ano A+1 por exemplo).

Através da análise anual das projeções, observou-se que existem alguns anos que performam de maneira parecida independente da sua posição na janela móvel projetada. Esse foi o caso dos 5 anos mais recentes: 2016, 2017, 2018, 2019 e 2020. Também se observou que a projeção do ano de 2017 teve uma aderência ao realizado muito acima dos demais anos, como pode ser observado na Tabela 4. Um dos motivos para se ter observado esse comportamento, pode estar relacionado ao discutido no tópico anterior. O ano de 2017 foi um ano neutro em relação ao fenômeno El Niño Oscilação Sul (ENOS), diferente dos demais anos dos estudos, onde estávamos sobre a influência de anomalias na temperatura da superfície do mar do oceano pacífico tropical, que dependendo do sinal, pode resultar em um fenômeno chamado La Niña, quando apresenta temperaturas abaixo da climatologia ou El Niño, quando o comportamento é inverso. No ano de 2017 estivemos sobre uma influência neutra desse

fenômeno, ou seja, os perfis sazonais da ENA e do vento, podem ter ficado muito próximo do climatológico, tornando a reprodução do ano mais assertiva.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
A+1	20,80%	20,50%	28,08%	13,78%	12,03%	10,48%	18,75%	8,72%			
A+2		14,08%	26,92%	20,63%	13,51%	11,53%	18,19%	8,38%	26,30%		
A+3			35,57%	19,56%	20,62%	12,48%	18,33%	8,18%	24,45%	75,86%	
A+4				31,51%	19,54%	21,16%	20,55%	8,56%	24,25%	71,09%	103,88%
A+5					35,00%	20,81%	29,29%	9,56%	21,47%	70,95%	97,81%

Tabela 4. Desvios absolutos entre projetado e realizado para as 7 rodadas de *backtest* para cada ano a frente, evidenciando o ano de maior assertividade.

Contudo, se faz necessário estudos adicionais para entender melhor a diferença entre o comportamento dos anos e as características do ano de 2017 que fizeram com que a projeção fosse mais assertiva que aos demais anos.

4. CONCLUSÃO

O presente estudo objetivou fazer uma análise exploratória da correlação entre a geração eólica do Litoral do NE e do litoral do RS, com as principais bacias do SIN. Verificou-se que a maior correlação existe entre o Litoral do NE e as bacias dos Rios Tocantins e Amazonas, sendo observado que o padrão climatológico, responsáveis pelo início e fim do período úmido do Brasil, tem forte influência nessas correlações. Com relação a geração eólica do Sul e demais bacias, a correção foi fraca, porém positiva.

A partir da definição das bacias mais relevantes sobre a geração eólica do litoral do NE, utilizamos um modelo de séries temporais para prever a geração eólica nos parques. Foram utilizados os registros de ENA dos REEs, contendo as bacias dos rios Tocantins, Amazonas e São Francisco. O modelo preditivo apresentou um resultado satisfatório, contudo os desvios persistentes em anos onde se observou a presença de ENOS, evidenciando que a utilização das correlações climatológicas entre os recursos do SIN, podem indicar bem algum desvio no início e fim do período, porém, não garantem quantificar de forma assertiva a magnitude mensal desses eventos, indicando a necessidade da

inclusão de mais exógenas, que expressem componentes climáticas nos modelos de previsão. Isso é um importante resultado, que pode corroborar com os recentes estudos para aprimorar o modelo NEWAVE [17]. Os autores acreditam que usar o histórico de geração eólica e a correlação espaço-temporal entre vento e vazão, são métodos válidos, porém, como evidenciado no modelo preditivo proposto nesse estudo, essa técnica será mais eficiente em anos típicos, sendo necessário a inclusão de mais variáveis exógenas, como o índice Oscilação Sul (IOS), para resultados mais assertivos.

Em virtude disso, como proposta de trabalhos futuros, pretende-se aprofundar o estudo com a inclusão de índice Oscilação Sul (IOS) dos locais de definição do ENOS. Além de ampliar o estudo das correlações entre os demais parques eólicos do SIN e as bacias hidrográficas mais relevantes.

REFERÊNCIAS

[1] DE ESTADO, M. et al. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA -MME MARISETE FÁTIMA DADALD PEREIRA SECRETÁRIO EXECUTIVO ADJUNTO PAULO CESAR MAGALHÃES DOMINGUES SECRETÁRIO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS RAFAEL BASTOS DA SILVA SECRETÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA GIOVANI VITÓRIA MACHADO HELOISA BORGES BASTOS ESTEVES. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2022.

[2] JURASZ, J.; CANALES, F.A.; KIES, A.; GUEZGOUZ, M.; BELUCO, A. 2020. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application, and future research directions. Solar Energy, 195: 703-724. DOI: https://doi.org/10.1016/j. solener.2019.11.087.

[3] GIZ. Sistemas Energéticos do Futuro: Integrando Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil. 2019. Projeto no âmbito da Cooperação Brasil Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável, pelo Programa Sistemas de Energia do Futuro, em parceria com o Ministério de Minas e Energia. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-de-integracaode-fontes-renovaveis-variaveis-na-matriz-eletrica-do-brasil. Acesso em: 10 nov. 2020.

[4] VENANCIO, E. L.,. Redução do risco em parque de geração por efeito de complementaridade energética e ajuste de previsão de geração – um

estudo de caso. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso)- à Universidade Federal de Itajubá, 2014.

[5] ROSA, C. de O. C. S.Estudo de complementaridade entre as energias hidrelétrica, eólica e fotovoltaica nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Volta Redonda, 2019

[6] GOMES, M. S. Análise da complementaridade energética de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas na região nordeste do brasil. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso)- Universidade Federal de Santa Catarina, 2021.

[7] SILVA, F. V. V; JÚNIOR, C. 2020. L.Estudo da Complementaridade dos Recursos Hídrico e Eólico na Região Vale do Submédio São Francisco. DOI: http://dx.doi.org/10.11137/2020_4_451_45

[8] CANTÃO, M. P., BESSA, M. R., BETTEGA, R., DETZEL, D. H., LIMA, J. M. Evaluation of hydro-wind complementarity in the brazilian territory by means of correlation maps. Renewable Energy 101 (2017), 1215–1225.

[9] DINLER, A. A New Low-correlation MCP (measure-correlate-predict) method for wind energy forecasting. Energy,v. 63, 2013.

[10] MACEIRA, M.E.P., TERRY, L.A., COSTA, F.S., DAMÁZIO, J.M., MELO, A.C.G., Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system, 14th Power Systems Computation Conference, Seville, Spain, 2002.

[11] TAYLOR, S. J.; LETHAM, B. Forecasting at Scale. American Statistician, 2018.

[12] S.M. C.-Jacques. Biostatistics: Principles and Applications. Porto Alegre: 8 Artemed, 2003 (in Portuguese)

[13] REBOITA, M. S. Ciclones Extratropicais sobre o Atlântico Sul: Simulação Climática e Experimentos de Sensibilidade. Tese de Doutorado em Meteorologia, Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas IAG USP, 359 pg., 2008

[14] RODRIGUES, M. L. G. Uma Climatologia de Frentes Frias no Litoral de Catarinense com Dados de Reanálise do NCEP. 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) -Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003

[15] GAN, M. A.; KOUSKY, V. E.; ROUPELEWSKI, C. F. The South America Monsoon Rainfall over West-Central Brazil. Journal of Climate, v. 17, n. 1, p. 47-66, 2004

[16] BARROS, V. R.; GONZÁLES, M.; LIEBMANN, B.; CAMILLONI, I. (2000). Influence of the South Atlantic convergence zone and South Atlantic sea surface temperature on interannual summer rainfall variability in Southeastern South America. In: Theor. Appl. Climatology, v. 67, p. 123-133.

[17] MACEIRA, M. E. P.; MELO, A. C. G.; PESSANHA, J. F. M.; CRUZ, C. B.; ALMEIDA, V. A. ; JUSTINO, T. C. Uma abordagem para a representação das incertezas da fonte de geração eólica no modelo newave. v. 48, p.1 – 36, 2020 DOI: 10.12957/cadest.2020.55395.

Assessment of Turbulence Intensity Estimates of Floating Lidar Systems

Felix Kelberlau

June 24, 2022

Abstract

Measuring turbulence intensity (TI) from floating lidar systems (FLS) is challenging because the platform motion introduces an error. The motion-compensation processing of the Fugro SEAWATCH Wind LiDAR Buoy (SWLB) removes this error entirely. In this paper we present the case study of a pre-deployment validation (PDV) and apply the CFARS TI benchmarking scheme to assess the accuracy of the motion-compensation methodolgy. The averaged mean bias error (MBE) is 0.2%, the representative TI error is as low as 0.0%, and the root mean square error (RMSE) is 2.3%. In this way the SWLB demostrates that it is able to measure TI as accurately as a fixed lidar system of the same type. We also suggest acceptance criteria for the assessment of motion-compensation methodologies that are currently missing in literature.

1 Introduction

Profiling wind lidars are frequently used for measuring wind conditions in the pre-construction phase of wind power projects. In the case of offshore wind farms the deployment of a floating lidar system (FLS) is usually the most cost-effective method for acquiring wind data of high quality.

Stage-3 rated FLSs like the Fugro SEAWATCH Wind LiDAR Buoy (SWLB) have demonstrated a great track record of measuring primary wind data like mean wind speeds and directions accurately [DNVGL, 2021]. Though, for estimates of second order statistics like turbulence intensity (TI) the evidence base is thin. It is known that the influence of lidar motion leads to strong overestimation of TI values from FLS compared to what fixed lidar systems would measure. Fugro has developed a motion-compensation algorithm that effectively takes the motion out of floating lidar and hence solves the issue of motion-induced turbulence intensity [Kelberlau et al., 2020].

What remains unsolved is the question of how to validate TI estimates from FLS. The IEC standard 61400-12-1 Annex L in its current version prescribes a comprehensive methodology for classification and validation of primary wind data but it does not account for TI data [IEC, 2017]. Also the guidelines in the Carbon Trust Offshore Wind Accelerator Roadmap are focused on mean wind data and no acceptance criteria a given for TI estimates from FLS [OWA, 2018] . The Consortium for Advancing Remote Sensing (CFARS) recently issued a white paper that introduces a benchmarking framework for the assessment of TI estimates from remote sensing devices against reference values from in-situ anemometry [CFARS, 2021]. The methodology appears well-suited also for judging the performance of a motion-compensation approach when a fixed lidar is used as a reference.

This paper will thus apply the CFARS evaluation scheme to data from a pre-deployment validation of a SWLB and reference data from a collocated reference land lidar (RLL). In the following section 2, we introduce the TI Benchmarking scheme that we applied to the PDV data and give information about the test site as well as the SWLB. In section 3, we present plots of the measurement results according to the benchmarking scheme and compare FLS results with and without motion compensation against measurements from the RLL. The last section 4 concludes the findings of paper.

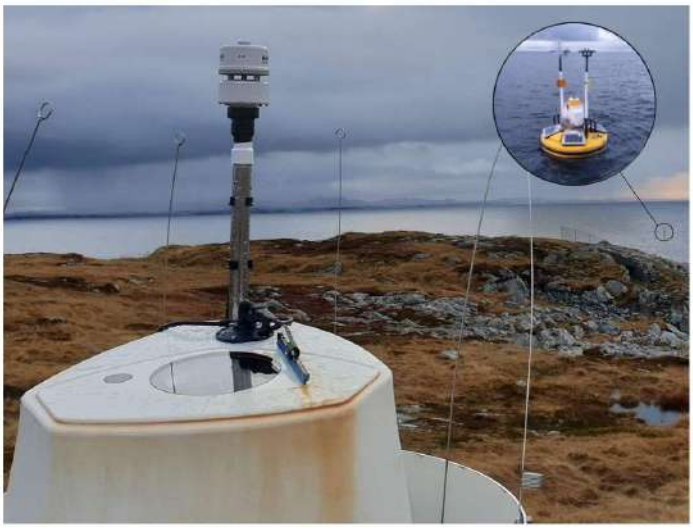


Figure 1: The test site at Frøya, Norway

2 Materials and Methods

2.1 TI Benchmarking

The CFARS Site Suitability Initiative document can be seen as a first guidance document for the assessment of TI estimates from FLS. It suggests using the Mean Bias Error (MBE) for each 1ms^{-1}-wide wind speed bin i

$$MBE_i = \frac{1}{N_i} \sum_{n=1}^{N_i} TI_{comp,n,i} - TI_{ref,n,i} \tag{1}$$

where TI_{comp} is the comparison quantity (TI_{FLS}), TI_{ref} is the reference quantity (TI_{RLL}), N_i is the number of values in wind speed bin i, and n is the individual datapoint. In addition to the MBE as an estimator of accuracy also the Root Mean Square Error (RMSE) shall be used to measure the TI precision. It accounts

$$RMSE_i = \sqrt{\frac{1}{N_i} \sum_{n=1}^{N_i} (TI_{comp,n,i} - TI_{ref,n,i})^2} \tag{2}$$

Furthermore, CFARS suggests to use representative TI in comparisons. Representative TI is defined as the 90$^{\text{th}}$ percentile of a TI distribution. It is calculated from $TI_{mean,i}$, the mean of all TI values in a bin and $TI_{std,i}$, its standard deviation by

$$TI_{Rep} = TI_{mean,i} + 1.28 TI_{std,i} \tag{3}$$

In this paper we will use MBE, represenative TI error and RMSE as benchmark criteria.

2.2 The Test Site at Frøya

Fugro operates a test site on the island Frøya, off the west coast of Norway. The island characterized by sparse vegetation and mostly flat. Its highest elevation is 76m above mean sea level. The village of Titran lies approximately 500m north-west of the location of the reference land lidar (RLL). The GPS coordinates of the RLL are: 63°39'46.4"N, 8°18'36.4"E. The FLS can move around its mooring point and is located approximately 300m south-west of the RLL. Figure 1 gives an impression of the test site.

2.3 SEAWATCH Wind LiDAR Buoy

The Stage-3 rated SEAWATCH Wind LiDAR Buoy by Fugro is a FLS based on the original SEAWATCH Wavescan Buoy design The wind LiDAR used is the marinized version of the ZX 300 LiDAR

type including its Airmar 200 meteorological station positioned on the mast of the buoy. For the purpose of estimating motion-compensated turbulence intensity (TI) values the buoy is equipped with an inertial measurement unit. Furthermore, accurate heading data is acquired by a DualGPS system. An embedded PC onboard the SWLB records the LiDAR data and calculates the required motion data in all six degrees-of-freedom.

3 Results

3.1 Mean bias error

Figure 2 shows the mean bias error of TI estimates from the FLS with and without motion compensation. The MBE is binned by 1m/s wide velocity bins. We indicate significant bins by filled markers, while MBE values from insignificant bins are unfilled. As significance criteria we adopted the guidance given in Eqs. L.2 and L.3 of [IEC, 2017] because CFARS does not give advice on the range of velocity bins.

MBE results of motion-compensated TI are close to zero for nearly all velocity bins and nearly all elevations. The largest deviations are observed at the lowest elevation. Here, the MBE is negative for the compensated values. This is not surprising as the uncompensated values are already unrealistically close to zero. No linear trend of sensitivity to mean wind speed is apparent from the MBE data for the motion-compensated FLS.

The MBE values for the insignificant bins at high wind velocities is elevated for the motion-compensated FLS while the lowest wind speed bin shows the opposite effect. Further studies with more data at vert high and very low wind speeds will show if these trends are statistically relevant.

3.2 Representative TI error

Figure 3 shows the velocity-binned error of representative TI. It can be seen that the variation of the error for different wind speed bins is larger than for MBE (see Figure 2). Though, the mean error for motion-compensated values of representative TI though is close to zero. Negative differences can be seen at the lowest elevation. This can be explained by the observation that already the uncompensated values show negative differences in most wind speed bins at the lowest elevation. Like for MBE no linear trend can be seen in the data and independent of the amount of motion-induced TI the motion-compensation reduces the TI to the values of the RLL.

3.3 Root mean square error

While the previous two figures quantified the accuracy of motion-compensated FLS TI and demonstrated the efficacy of the motion-compensation approach of the SWLB, Figure 4 presents RMSE as a measure for its precision. Every RMSE value at each elevation and each velocity bin has been reduced by the motion compensation. The reduction depends on the velocity with the strongest reduction at high wind speeds. The RMSE values of motion-compensated TI data are the lowest at high wind velocities. Outliers are found at the two highest elevations for 5 to 6m/s wind speed. Since these outliers can already be observed in the uncompensated data we assume that the effect is independent of the motion-compensation.

To allow for an assessment of the magnitude of the RMSE we added the RMSE of RLL values that are shifted by one value, i.e. they are offset by 10-minutes compared to RLL reference values. These plots show a similar shape and magnitude of RMSE as the plots based on motion-compensated FLS data.

3.4 Summary of the results

Table 1 shows the TI error results of the motion-compensated FLS. Measurements at the lowest elevation show the weakest results in all three categories: MBE, representative TI error and RMSE. This is not surprising because the effect og the sea to land transition builds up gradually from the ground to higher elevations. It might therefore impact the lowest heights stronger than the elevations above. Further more it is expected that the shorter focus distance of the RLL to reach the same measurement elevation above sea level has some influence on the TI measurements. We therefore

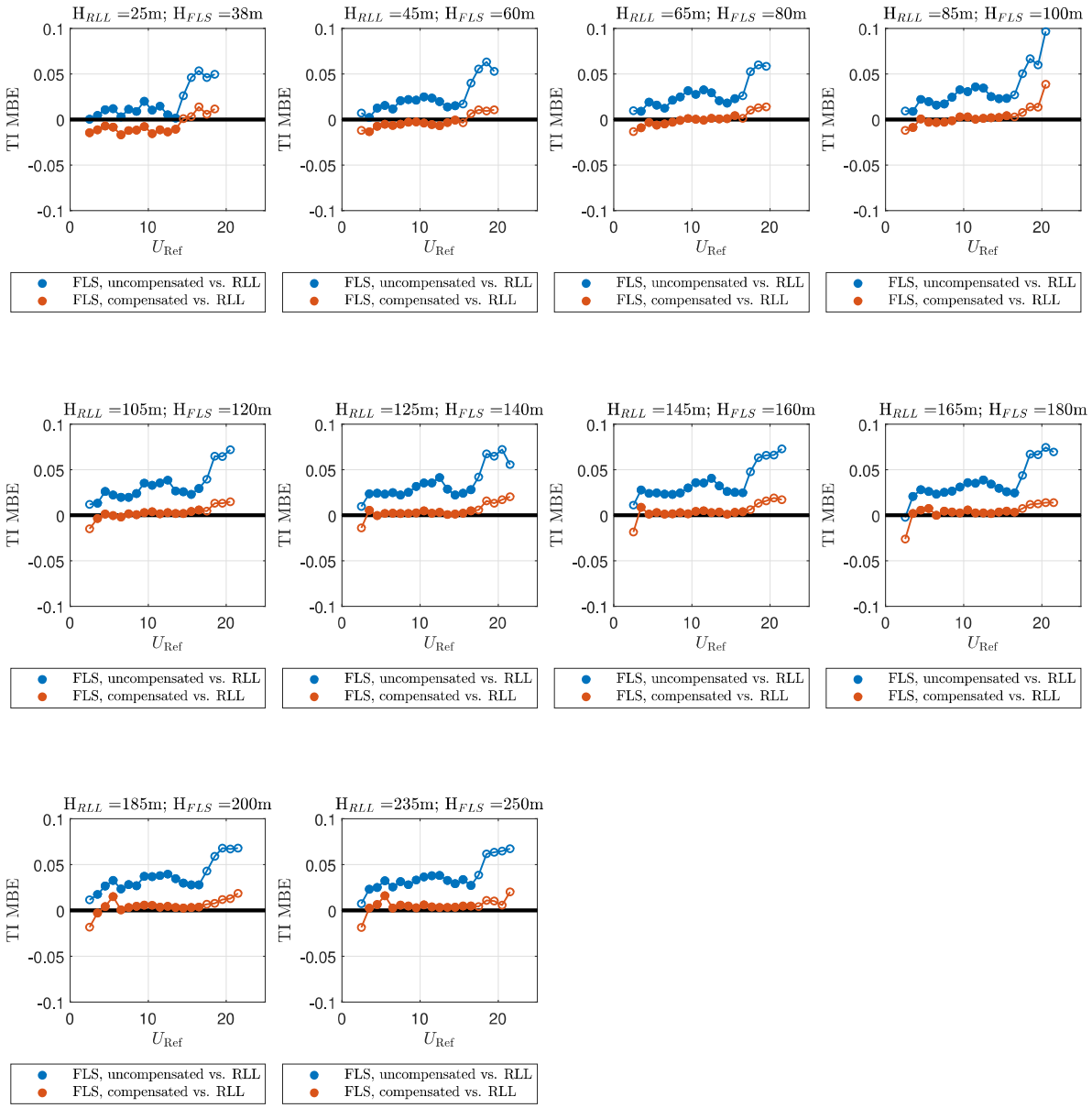


Figure 2: Mean bias error (MBE) of TI with (red) and without (blue) motion compensation for all comparable measurement elevations. Filled markers are significant bins.

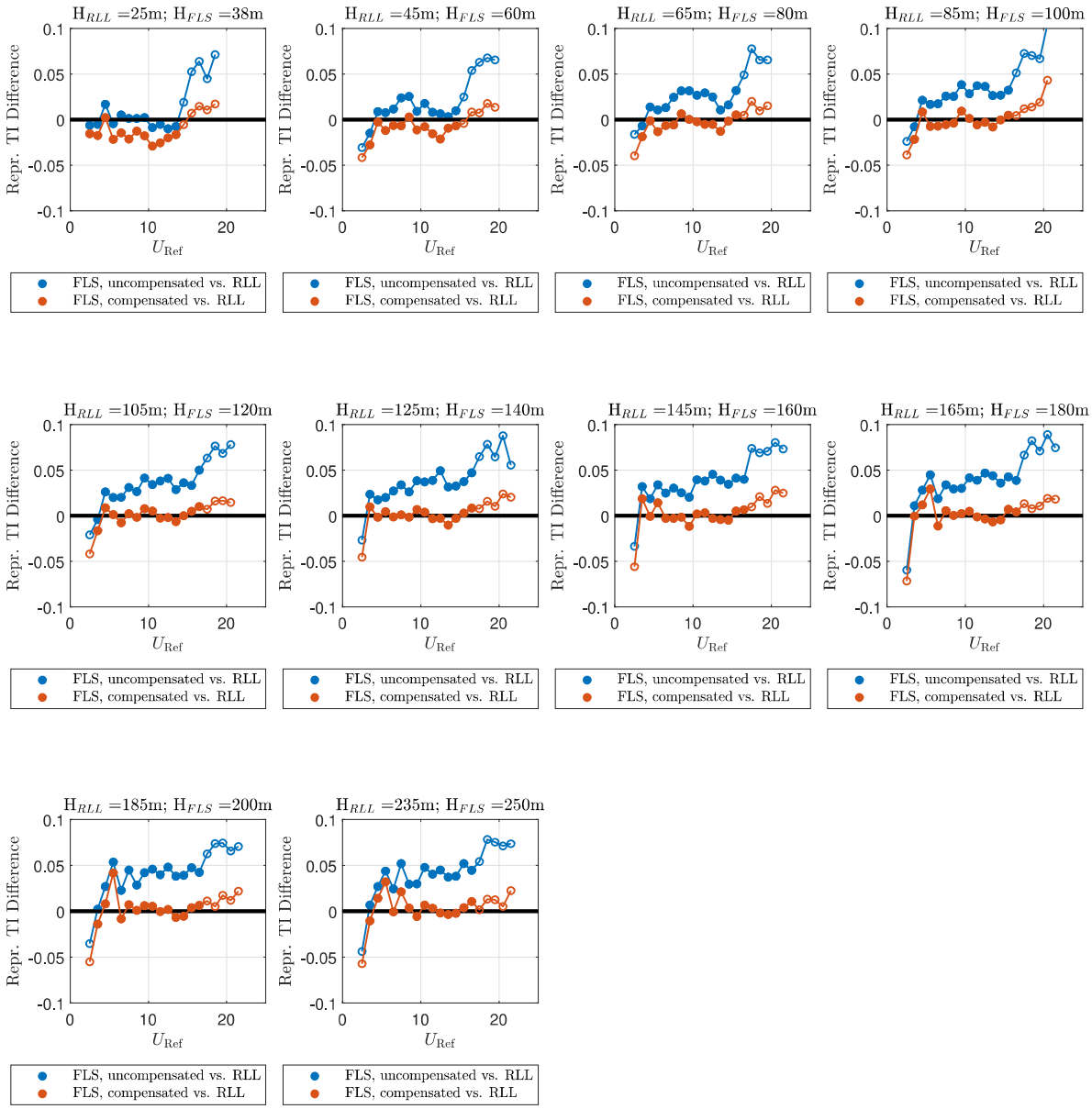


Figure 3: Error of representative TI with (red) and without (blue) motion compensation for all comparable measurement elevations. Filled markers are significant bins.

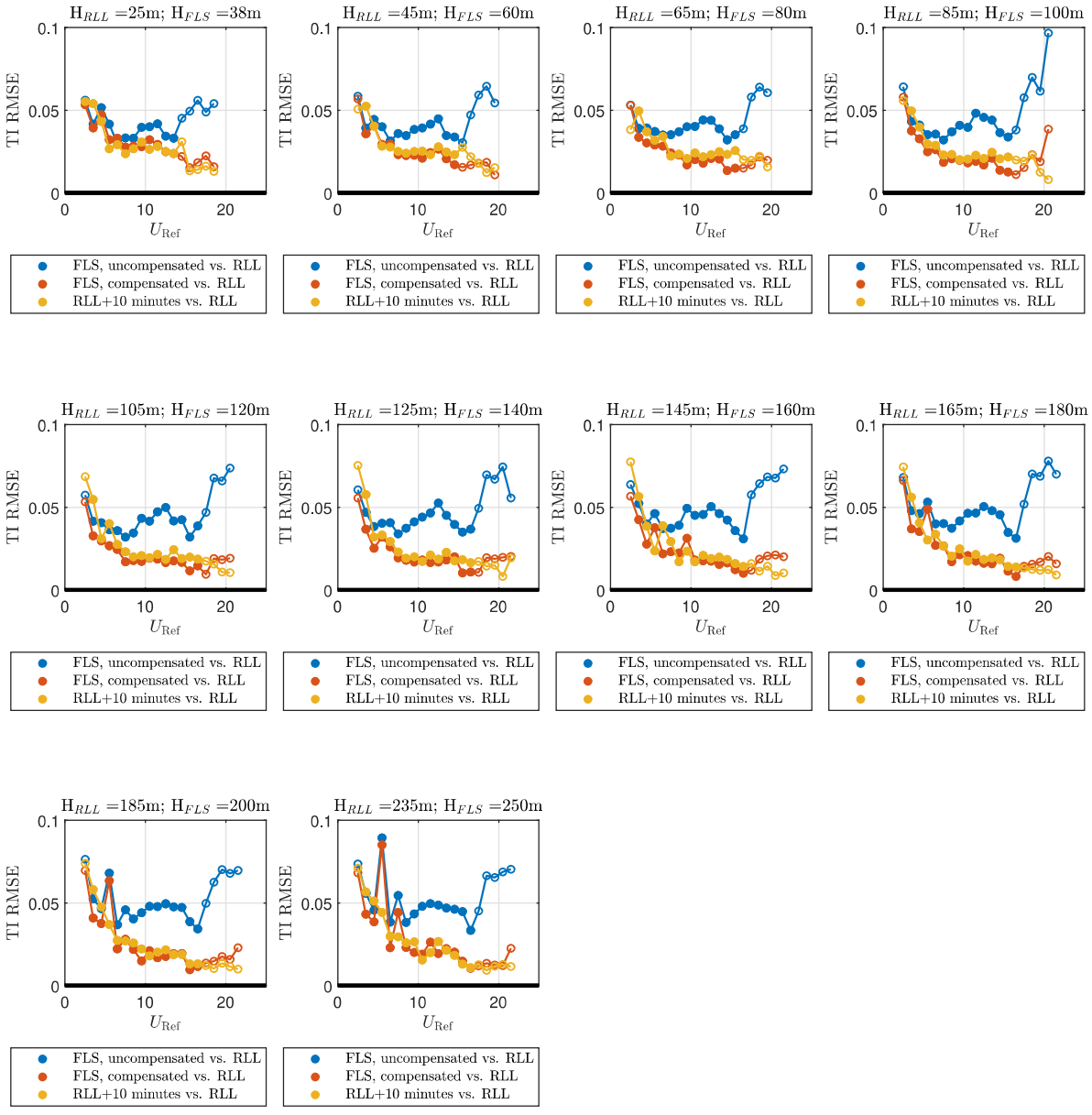


Figure 4: Root mean square error (RMSE) of FLS TI with (red) and without (blue) motion compensation for all comparable measurement elevations. RSME of RLL TI with 10 minutes offset (orange). Filled markers are significant bins.

Aggregated TI data

Mean bias error (MBE)

Height [m]	Velocity bin [m/s] 2...3	3...4	4...5	5...6	6...7	7...8	8...9	9...10	10...11	11...12	12...13	13...14	14...15	15...16	16...17	17...18	18...19	19...20	20...21	21...22	*4...16*
38	-1.5 %	-1.1 %	-0.7 %	-0.8 %	-1.7 %	-1.2 %	-1.2 %	-0.8 %	-1.6 %	-1.1 %	-1.4 %	-1.1 %	0.1 %	0.3 %	1.4 %	0.6 %	1.1 %				-0.6 %
60	-1.2 %	-1.3 %	-0.7 %	-0.5 %	-0.7 %	-0.5 %	-0.3 %	-0.3 %	-0.4 %	-0.6 %	-0.7 %	-0.3 %	-0.1 %	-0.4 %	0.6 %	1.1 %	0.9 %	1.1 %			-0.2 %
80	-1.3 %	-0.9 %	-0.3 %	-0.6 %	-0.5 %	-0.3 %	-0.1 %	0.1 %	0.0 %	-0.1 %	0.1 %	0.1 %	0.1 %	0.4 %	0.1 %	1.0 %	1.3 %	1.4 %			0.0 %
100	-1.2 %	-0.9 %	0.0 %	-0.3 %	-0.3 %	-0.3 %	-0.1 %	0.3 %	0.3 %	0.0 %	0.1 %	0.2 %	0.2 %	0.4 %	0.3 %	0.8 %	1.4 %	1.3 %	3.8 %		0.3 %
120	-1.5 %	-0.4 %	0.1 %	0.0 %	-0.2 %	0.2 %	0.1 %	0.3 %	0.4 %	0.2 %	0.3 %	0.2 %	0.2 %	0.4 %	0.6 %	0.4 %	1.3 %	1.3 %	1.5 %		0.3 %
140	-1.4 %	0.5 %	0.0 %	0.2 %	0.2 %	0.2 %	0.2 %	0.3 %	0.5 %	0.2 %	0.3 %	0.1 %	0.1 %	0.2 %	0.5 %	0.6 %	1.6 %	1.3 %	1.7 %	2.0 %	0.5 %
160	-1.8 %	0.9 %	0.1 %	0.3 %	0.1 %	0.2 %	0.3 %	0.2 %	0.4 %	0.5 %	0.3 %	0.4 %	0.1 %	0.3 %	0.4 %	0.6 %	1.3 %	1.6 %	1.9 %	1.7 %	0.5 %
180	-2.6 %	0.2 %	0.6 %	0.7 %	0.0 %	0.4 %	0.3 %	0.3 %	0.6 %	0.3 %	0.3 %	0.2 %	0.4 %	0.5 %	0.3 %	0.7 %	1.2 %	1.2 %	1.4 %	1.4 %	0.4 %
200	-1.8 %	-0.3 %	0.4 %	1.5 %	0.1 %	0.3 %	0.5 %	0.6 %	0.6 %	0.4 %	0.4 %	0.3 %	0.3 %	0.3 %	0.4 %	0.7 %	0.8 %	1.2 %	1.3 %	1.9 %	0.5 %
250	-1.8 %	0.3 %	0.6 %	1.6 %	0.3 %	0.6 %	0.5 %	0.3 %	0.6 %	0.4 %	0.3 %	0.3 %	0.3 %	0.5 %	0.5 %	0.4 %	1.1 %	1.0 %	0.6 %	2.0 %	0.5 %
60...250	**-1.6 %**	**-0.3 %**	**0.0 %**	**0.2 %**	**-0.3 %**	**-0.1 %**	**0.0 %**	**0.1 %**	**0.1 %**	**0.0 %**	**0.0 %**	**0.0 %**	**0.2 %**	**0.3 %**	**0.5 %**	**0.7 %**	**1.2 %**	**1.3 %**	**1.7 %**	**1.8 %**	**0.2 %**

Representative TI error

Height [m]	Velocity bin [m/s] 2...3	3...4	4...5	5...6	6...7	7...8	8...9	9...10	10...11	11...12	12...13	13...14	14...15	15...16	16...17	17...18	18...19	19...20	20...21	21...22	*4...16*
38	-1.6 %	-1.7 %	0.2 %	-2.2 %	-1.5 %	-2.1 %	-1.3 %	-1.8 %	-2.9 %	-2.6 %	-2.0 %	-1.7 %	-0.6 %	0.7 %	1.5 %	1.1 %	1.7 %				-1.0 %
60	-4.2 %	-2.8 %	-0.3 %	-1.2 %	-0.7 %	-0.7 %	0.3 %	-1.1 %	-0.8 %	-1.6 %	-2.1 %	-1.0 %	-0.7 %	-0.4 %	0.8 %	0.7 %	1.8 %	1.3 %			-0.7 %
80	-4.0 %	-1.9 %	-0.1 %	-1.3 %	-0.7 %	-0.6 %	0.6 %	0.0 %	-0.2 %	-0.5 %	-0.5 %	-1.3 %	-0.2 %	0.5 %	0.5 %	2.0 %	1.0 %	1.5 %			-0.3 %
100	-3.9 %	-2.2 %	0.8 %	-0.8 %	-0.7 %	-0.6 %	-0.4 %	0.9 %	0.1 %	-0.6 %	-0.3 %	-0.8 %	0.0 %	0.5 %	0.5 %	1.2 %	1.4 %	1.9 %	4.3 %		0.1 %
120	-4.2 %	-1.6 %	0.9 %	0.1 %	-0.8 %	0.2 %	-0.2 %	0.8 %	0.5 %	-0.3 %	-0.2 %	-0.6 %	0.0 %	0.5 %	1.0 %	0.7 %	1.6 %	1.6 %	1.5 %		0.1 %
140	-4.5 %	1.0 %	-0.2 %	0.5 %	-0.1 %	0.1 %	-0.2 %	0.7 %	0.4 %	-0.3 %	-0.3 %	-1.0 %	-0.3 %	0.3 %	0.8 %	0.8 %	1.6 %	1.0 %	2.4 %	2.0 %	0.2 %
160	-5.6 %	1.9 %	-0.1 %	1.4 %	-0.3 %	-0.3 %	-0.2 %	-1.2 %	0.2 %	0.3 %	-0.3 %	-0.4 %	-0.5 %	0.5 %	0.7 %	1.0 %	2.1 %	1.4 %	2.8 %	2.5 %	0.3 %
180	-7.2 %	0.0 %	1.2 %	2.9 %	-1.1 %	0.6 %	0.0 %	0.2 %	0.5 %	-0.1 %	-0.3 %	-0.7 %	-0.5 %	0.7 %	0.4 %	1.3 %	0.8 %	1.1 %	1.9 %	1.8 %	0.2 %
200	-5.5 %	-1.4 %	0.8 %	4.2 %	-0.8 %	0.7 %	0.1 %	0.6 %	0.6 %	0.0 %	0.2 %	-0.7 %	-0.5 %	0.4 %	0.6 %	1.1 %	0.5 %	1.7 %	1.2 %	2.2 %	0.3 %
250	-5.7 %	-1.1 %	1.4 %	3.2 %	-0.1 %	2.1 %	0.4 %	-0.6 %	0.7 %	0.3 %	-0.2 %	-0.4 %	-0.2 %	0.4 %	1.1 %	0.2 %	1.3 %	1.3 %	0.5 %	2.3 %	0.3 %
60...250	**-4.6 %**	**-1.0 %**	**0.5 %**	**0.7 %**	**-0.7 %**	**-0.1 %**	**-0.1 %**	**-0.1 %**	**-0.1 %**	**-0.5 %**	**-0.6 %**	**-0.9 %**	**-0.3 %**	**0.4 %**	**0.8 %**	**1.0 %**	**1.4 %**	**1.4 %**	**2.1 %**	**2.2 %**	**0.0 %**

Root Mean Square Error (RMSE)

Height [m]	Velocity bin [m/s] 2...3	3...4	4...5	5...6	6...7	7...8	8...9	9...10	10...11	11...12	12...13	13...14	14...15	15...16	16...17	17...18	18...19	19...20	20...21	21...22	*4...16*
38	5.3 %	3.9 %	4.7 %	3.2 %	3.3 %	2.8 %	2.8 %	2.8 %	3.2 %	2.9 %	2.5 %	2.4 %	2.2 %	1.5 %	1.8 %	2.2 %	1.6 %				2.9 %
60	5.7 %	3.6 %	4.0 %	2.9 %	3.0 %	2.3 %	2.3 %	2.3 %	2.1 %	2.4 %	2.7 %	2.1 %	1.7 %	1.5 %	1.7 %	1.8 %	1.9 %	1.1 %			2.5 %
80	5.3 %	3.4 %	3.0 %	2.9 %	2.8 %	2.4 %	2.3 %	1.7 %	2.0 %	1.8 %	2.1 %	2.1 %	1.3 %	1.5 %	1.5 %	1.7 %	2.2 %	2.0 %			2.3 %
100	5.8 %	3.8 %	3.3 %	2.5 %	2.6 %	1.9 %	2.1 %	2.0 %	1.8 %	1.9 %	1.7 %	2.1 %	1.4 %	1.3 %	1.1 %	1.5 %	2.3 %	1.9 %	3.9 %		2.4 %
120	5.3 %	3.3 %	3.0 %	2.7 %	2.5 %	1.7 %	1.8 %	1.7 %	1.9 %	1.9 %	1.7 %	1.8 %	1.7 %	1.2 %	1.5 %	1.0 %	1.9 %	1.8 %	1.9 %		2.1 %
140	5.6 %	3.7 %	2.5 %	3.2 %	2.6 %	1.9 %	1.8 %	1.7 %	1.8 %	1.7 %	1.7 %	1.8 %	2.0 %	1.0 %	1.1 %	1.1 %	2.0 %	1.9 %	2.0 %	2.0 %	2.1 %
160	5.7 %	4.3 %	2.8 %	3.8 %	2.2 %	2.3 %	2.2 %	3.1 %	1.8 %	1.8 %	1.8 %	1.5 %	1.6 %	1.2 %	1.0 %	1.2 %	1.9 %	2.1 %	2.1 %	2.0 %	2.3 %
180	6.6 %	3.7 %	3.5 %	4.9 %	2.7 %	2.7 %	1.7 %	2.1 %	2.1 %	1.7 %	1.6 %	1.6 %	1.9 %	1.1 %	0.8 %	1.4 %	1.6 %	1.7 %	2.0 %	1.6 %	2.4 %
200	7.0 %	4.1 %	3.8 %	6.3 %	2.2 %	2.8 %	2.2 %	1.5 %	2.1 %	1.7 %	1.8 %	1.9 %	1.9 %	1.0 %	1.2 %	1.4 %	1.5 %	1.8 %	1.6 %	2.3 %	2.5 %
250	6.8 %	4.3 %	3.9 %	8.5 %	2.3 %	4.4 %	2.3 %	2.0 %	1.9 %	2.6 %	1.9 %	2.2 %	2.0 %	1.5 %	1.0 %	1.2 %	1.4 %	1.3 %	1.2 %	2.3 %	2.8 %
60...250	**5.9 %**	**3.8 %**	**3.4 %**	**4.1 %**	**2.6 %**	**2.5 %**	**2.1 %**	**2.1 %**	**2.1 %**	**2.0 %**	**1.9 %**	**1.9 %**	**1.8 %**	**1.3 %**	**1.3 %**	**1.4 %**	**1.8 %**	**1.7 %**	**2.1 %**	**2.0 %**	**2.3 %**

Table 1: Aggregated TI error numbers for MBE, representative TI and RMSE of compensated FLS.

KPI	Best practice	Minimum practice
Mean bias error	±1%	±2%
Representative TI error	±2%	±3%

Table 2: An example table.

excluded the lowest elevation from the calculation of the average results in the lowest row of the three tables.

Furthermore we are seeing weak performance for the two lowest wind speed bins (<4m/s). Due to the low importance of TI estimates at such low wind speeds we also excluded these low wind speeds from the calculation of the average results. The same accounts for very high wind speeds (>16m/s). The reason for exclusion here is that the dataset does not contain enough measurement data for statistically relevant conclusions and further studies are needed. All data included in the final assessment is marked by a bold frame in all three tables.

In an attempt to decide on useful acceptance criteria for MBE and representative TI error values we suggest the thresholds given in Table 2.

MBE and representative TI error data in Table 1 is color-coded accordingly using green for best practice, yellow for minimum practice and red for values failing these thresholds. It can be seen that only the outliers at high elevations and 5 to 6m/s wind speed fail the minimum criteria for the representative TI error.

For RMSE the definition of a constant threshold appears not useful due to the higher values at low wind speeds. We are critical towards using universal RMSE thresholds for the assessment of lidar performance because the precision of lidar-estimated TI will always depend on the distance between LiDAR and reference instrument as well as on the number of samples taken during each 10 minute interval.

4 Conclusion

Adopting the CFARS TI benchmark scheme for the assessment of the performance of a motion-compensation approach for FLS works well. We were able to demonstrate that motion-compensated TI estimates of the Fugro SEAWATCH Wind LiDAR Buoy show nearly zero bias when compared to reference values from a collocated reference land LiDAR. This accounts for both TI and representative TI values and all measurement elevations that where included in the final comparison. Also the statistical error can be reduced to a level comparable to the error between two consecutive measurement values measured by the same LiDAR.

Based on the measurement data presented here we suggest to use constant MBE and Representative TI error thresholds for the assessment of TI motion-compensation methodologies. For RMSE, constant thresholds for all velocity bins are not recommended. Also intercompatibility of RMSE values for different measurement setup is not given. Further studies of a similar kind are required to gain experience with the applied methods and to confirm the suggest best and minimum practice criteria.

References

[CFARS, 2021] CFARS (2021). CFARS Site Suitability Initiative: An Open Source Approach to Evaluate the Performance of Remote Sensing Device (RSD) Turbulence Intensity Measurements & Accelerate Industry Adoption of RSDs for Turbine Suitability Assessment. *Zenodo*.

[DNVGL, 2021] DNVGL (2021). WS181: Independent performance verification of Seawatch Wind Lidar Buoy at Frøya, Norway. Tech. Rep. 10281716-R-2, Rev. B, issue date 2021-05-07, DNV GL.

[IEC, 2017] IEC (2017). 61400-12-1:2017 Edition 2.0 Wind energy generation systems – Power performance measurements of electricity producing wind turbines. *International Standard*.

[Kelberlau et al., 2020] Kelberlau, F., Neshaug, V., Lønseth, L., Bracchi, T., and Mann, J. (2020). Taking the motion out of floating lidar: Turbulence intensity estimates with a continuous-wave wind lidar. *Remote Sensing*, 12(5).

[OWA, 2018] OWA (2018). Carbon Trust Offshore Wind Accelerator Roadmap for the Commercial Acceptance of Floating LiDAR Technology. Tech. Rep. Version 2.0, October 2018, OWA.

Validação das estimativas pré-construção da produção de energia de centrais eólicas no Brasil

Ana Kelly Monte[1], Ana Carolina C. Pereira[1], Adryanne Inda[1], Marcos Miranda[1]
1 – INOVA ENERGY – Setor de Recursos Energéticos
kelly.monte@inovaenergy.com.br, ana.pereira@inovaenergy,
adryanne.inda@inovaenergy.com.br, marcos.miranda@invovaenergy.com.br

Abstract

Based on data from 48 wind farms in operation in the northeastern Brazil, this paper presents a validation of the annual energy production estimate provided by INOVA ENERGY, a company that has already carried out certifications and generation studies for about 12.1GW in wind farms all over Brazil. The actual production data of these wind farms, obtained from a public source, were adjusted considering two factors: the availability of the wind farm and the wind anomaly during the period of operation of these wind farms. To calculate the wind anomaly index, data from the ERA5 and MERRA-2 reanalysis time series were used, which are widely used in industry and academia in the area of wind energy. The best results of this study were obtained by applying the two adjustments simultaneously and disregarding the first year of operation of the wind farms and the years in which the production of a wind complex was very different from the rest of the period of operation, indicating that in that particular year there was some specific failure in the operation of the generating plant. Finally, considering the aforementioned conditions, the energy productions predicted by INOVA ENERGY are, on average, only 0.5% higher than the annual adjusted real energy production.

Keywords: Validation. Wind farms. Wind resource.

1. Introdução

A busca por fontes renováveis de energia devido as mudanças climáticas, a escassez de recursos fosseis e até mesmo conflito entre países tem sido cada vez maior em todo o mundo. No Brasil, a energia eólica vem atingindo bons patamares nos últimos anos e atualmente a matriz elétrica brasileira conta com cerca de 21,5GW de capacidade instalada e mais de 9.000 aerogeradores em operação segundo a ABEEÓLICA (2022).

Apesar do crescimento da energia eólica no mercado elétrico brasileiro, o vento é uma variável meteorológica de difícil previsão devido às influências temporais e climáticas, portanto, é importante que as estimativas pré-construção levem em conta boas medições de

vento de curto e longo prazo, um layout otimizado e uma correta estimativa de incertezas para que se obtenha uma futura geração de energia mais próxima da real.

Atualmente, as metodologias de estimativa de geração de energia (P50 e P90) são bem desenvolvidas no mundo inteiro, com ferramentas capazes de descrever as condições do vento em diferentes locais e sob diferentes características climáticas, no entanto com o aumento da capacidade instalada novas metodologias de avaliação vêm sendo desenvolvidas a partir de comparativos de produção de energia estimada e produção de energia real (Stoelinga, M. & Hendrickson, M; 2015).

Consultorias do mundo inteiro tem realizado estudos a fim de avaliar a precisão das metodologias e premissas nas fases pré-construção. A DNV GL publicou em 2019 uma validação da produção anual de energia (PAE) pré-construção para a Grã-Bretanhã, Irlanda, África do Sul e Reino Unido offshore onde, com base em 87 centrais eólicas, a PAE é subestimada em 0,4% para as centrais eólicas do Reino Unido offshore e superestimada entre 3,1% e 5 % para as demais.

Na Suécia, Mollerström, E. & Lindholm D. (2020), buscaram determinar a ocorrência da superestimativa encontrada para a Grã-Bretanha e África do Sul a partir de dados de turbinas eólicas instaladas após o ano de 2005 e com potência nominal de pelo menos 1,8MW. Os autores encontraram uma superestimativa da produção anual de energia (PAE) em torno de 7,1% e sugerem que este erro não está atrelado a existência de muitas centrais eólicas construídas em terreno com floresta, já que os maiores erros ocorrem em terreno plano.

Para o Brasil, não foram encontrados estudos públicos que validam a precisão da produção de energia pré-construção com a pós-construção, não sabemos se pela pouca idade da maioria das centrais eólicas ou pela dificuldade imposta pelos contratos ou mesmo pelo desconhecimento de onde buscar dados públicos de produção energia. Neste contexto a INOVA ENERGY, sabendo da importância do conhecimento das superestimativas ou subestimativas de seus cálculos, bem como das incertezas aplicadas, vem neste estudo apresentar um comparativo entre a produção anual de energia estimada em estudos pré-construção e os valores verificados pós-construção.

A INOVA ENERGY é uma empresa brasileira sediada em Fortaleza/CE e com sede também na cidade de Porto Alegre/RS. A organização atua nos ramos de consultoria e engenharia, oferecendo serviços especializados nas áreas de planejamento e infraestrutura voltados para o segmento de energias renováveis. A INOVA ENERGY vem desenvolvendo a sua

atuação no mercado de energia eólica de forma bastante especializada e possui números expressivos, como: certificações e estudos de geração de cerca de 12,1GW em centrais eólicas em construção/operação por todo o Brasil (representando atuação em aproximadamente 52% dos parques geradores eólicos brasileiros) e realização de *Due Diligences* Técnicas em mais de 7GW.

Vale destacar que a vida útil de todo projeto eólico passa por três fases: *desenvolvimento, implantação e operação*. Nesse sentido, na etapa de *desenvolvimento*, são oferecidos serviços de análise de potencial energético, estudos de viabilidade, projetos conceituais, análises e certificações de produção de energia elétrica para a participação em leilões e também para a solicitação de outorga junto a ANEEL. Na etapa de *implantação*, a INOVA ENERGY oferece os serviços de projeto de engenharia básica e executiva (fundações, vias de acesso, infraestrutura elétrica), bem como de gerenciamento e fiscalização de obras. Finalmente, após a entrada do projeto em efetiva atuação comercial, se inicia a etapa de *operação* e que dura pelo menos 20 anos. É nesse momento que a viabilidade financeira do projeto anteriormente concebido é validada, ou não, através da geração e comercialização da energia prevista nos estudos de viabilidade financeira.

2. Metodologia

Para a realizar o comparativo pré-construção e pós-construção foram utilizados dados de velocidade de vento de torres anemométricas, dados de vento de longo prazo e dados públicos de produção de energia média mensal no ponto de conexão de 48 centrais eólicas distribuídas pelo Brasil, como mostra a Figura 1, e 150 anos de operação. Destaca-se que os pontos da figura são apenas representativos e não correspondem à localização exata dos projetos. Além disso, foram utilizadas as estimativas de geração pré-construção realizadas pela INOVA ENERGY para as respectivas centrais.

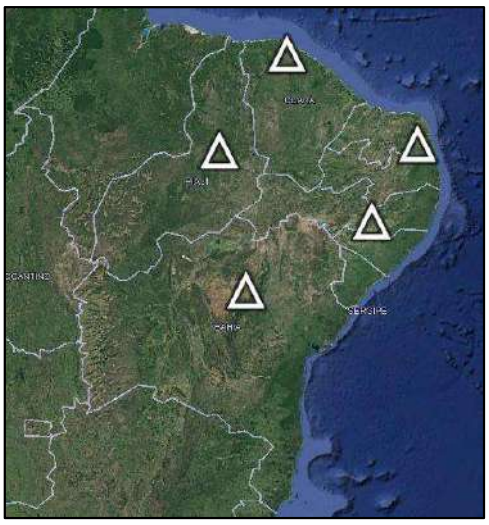


Figura 1 - Distribuição geográfica dos parques eólicos em estudo

Os dados pré-construção incluem localização das torres anemométricas, documentos de comissionamento e calibração dos instrumentos, layout da central, além de especificações do aerogerador, tais como curva de potência, altura do cubo. Estas características foram consideras para a seleção das centrais eólicas em operação afim de não haver divergências. Tendo em vista os dados disponíveis, foi considerado um valor de 95% de disponibilidade para cada central (aerogeradores e planta). Ademais, devido à ausência de dados públicos de perdas elétricas dos parques eólicos, foi assumido um valor de 3% para todos os anos de operação analisados.

A Tabela 1 resume as principais informações das centrais eólicas selecionados.

Tabela 1 – Resumo das principais informações das centrais eólicas utilizados no estudo

N° de Parques	48
Potência instalada	1.306,96 MW
Período dos dados	2013-2021
N° de anos de operação estudados	150 anos
Disponibilidade aplicada	95%
Perdas elétricas	3%

Após a escolha das centrais eólicas foi realizado um ajuste de longo prazo nas estimativas pré-construção com o intuito de deixá-las alinhadas com as expectativas de produção de energia. Tal ajuste se justifica devido à variação das velocidades do vento de um

ano para o outro, causando assim uma não representatividade da produção pós-construção em relação a produção de energia média de longo prazo (DNV, 2019).

Para alinhar os valores de produção de energia pré-construção e pós-construção no mesmo período histórico, foram utilizados dados de reanálise MERRA-2 e ERA-5 descritos a seguir.

2.1. Dados de referência de longo prazo

Segundo Gelaro et al. (2017), reanálise é o processo pelo qual um sistema de assimilação de dados imutável é usado para fornecer um reprocessamento consistente de observações meteorológicas, geralmente abrangendo um segmento estendido do registro de dados históricos.

O MERRA-2 (*Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications 2)* é uma reanálise atmosférica produzida pela NASA (National Aeronautics and Space Administration) lançada em 2015 que superou as limitações de sua versão anterior (MERRA) e foi incluso a redução de tendências relacionadas com mudanças no sistema observacional e redução de erros de polarização. Essa reanálise é produzida a partir de uma assimilação de dados a cada 6 horas. Os dados disponíveis são horários e iniciam em 1 de janeiro de 1979 até os dias atuais com resolução horizontal de 100 km e 72 níveis verticais.

O ERA-5 (*ECMWF Reanalysis 5th Generation*) possui uma resolução maior e com novos parâmetros de velocidade de vento e direção à altura de 100m. Os dados disponíveis iniciam a partir de 1 de janeiro de 1978 até os dias atuais com resolução horizontal global de 31km, resolução temporal horária e 137 níveis verticais.

Ambas, séries de dados de reanálise foram correlacionadas com os dados de velocidade do vento das torres anemométricas das centrais eólicas afim de buscar o ponto de grade que tem o melhor índice de correlação. A Tabela 2, mostra quais os dados de longo prazo foram utilizados em cada um dos Estados e qual o período.

Tabela 2 – Série de longo prazo e período para utilizada em cada um dos Estados

ESTADO	DADOS DE LONGO PRAZO	PERÍODO
Bahia	MERRA-2	Julho/2001-junho/2021
Ceará	MERRA-2 ERA5	Janeiro/2002-dezembro/2021 Julho/2001-junho/2021
Piauí	MERRA-2	Janeiro/2002-dezembro/2021
Pernambuco	MERRA-2	Janeiro/2002-dezembro/2021
Rio Grande do Norte	MERRA-2	Janeiro/2001-dezembro/2021

Determinado o ponto de grade e a série temporal de longo prazo (MERRA-2 ou ERA-5), foram obtidas duas variáveis chamadas aqui de "anomalia de vento" e "anomalia de energia". A anomalia do vento relaciona as médias de velocidade de vento mensais de um período de 20 anos com a média de velocidade do vento para um determinado mês, de forma, a expressar o quanto a média de velocidade de vento de certo mês está acima ou abaixo do médio de velocidade de vento de um período representativo de 20 anos. Dessa forma, é possível quantificar o quanto a média da velocidade do vento de um determinado mês foi afetada pela sazonalidade daquele período.

A variável anomalia de energia tem o intuito de corrigir a produção de energia, normalizando para um mês de comportamento médio de vento e garantindo que seja possível a comparação com os valores das estimativas de produção.

2.2. Comparativo entre as produções pré-construção e pós-construção

Para comparar a produção pré-construção (estimada) e pós-construção (real), foram utilizadas as seguintes proporções:

- Produção anual de energia (PAE)/P50;
- Produção anual de energia após ajuste com a disponibilidade ($PAE_{D)}$/P50;
- Produção anual de energia após ajuste com a anomalia de energia (PAE_A)/P50;
- Produção anual de energia ajuste com a disponibilidade e anomalia de energia ($PAE_{D,A}$)/P50.

A partir das proporções citadas buscou-se através destas, entender como cada ajuste iria impactar na PAE de forma individual e simultânea, sendo assim, 3 cenários diferentes

foram analisados. O primeiro considerou todos os 150 anos de operação, no segundo cenário, foram excluídos os primeiros anos de operação de cada central. Tal exclusão é necessária devido à neste período ocorrerem testes e possíveis falhas na operação, além de algumas centrais não contarem com todos os aerogeradores em pleno funcionamento. Estes fatores acabam reduzindo a disponibilidade do parque eólico e assim o PAE, o que irá impactar na comparação entre a produção de pré-construção (estimada) e de pós-construção (real).

Por fim, o terceiro cenário irá excluir da análise os anos de operação que possuem períodos em que ocorreram falhas pontuais na operação da central eólica. Estes períodos são marcados por anos com uma PAE muito discrepante das produções dos demais anos de operação de parques eólicos de um mesmo complexo.

Destaca-se que a produção estimada pela INOVA ENERGY é utilizada em estudos e certificações de energia para participação de empreendimentos eólicos em leilões de energia e para a solicitação de outorga junto a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). A energia certificada não leva em consideração a disponibilidade do parque eólico e nem as perdas elétricas. No entanto, para realizar a uma comparação equalizada entre os dados de pré-construção (estimada) e pós-construção (real), foi assumido um valor padrão de 3% de perdas elétricas em todas as produções estimadas utilizadas neste estudo.

3. Resultados

Para comparar a produção real dos parques eólicos com a produção de energia estimada na pré-construção foram utilizadas 4 proporções: PAE/P50; PAE_D/P50; PAE_A/P50 e $PAE_{D,A}$/P50. Ademais, foram considerados também 3 cenários durante a comparação, o primeiro com todos os anos de operação dos parques eólicos, o segundo sem os anos correspondentes ao primeiro ano de operação e por fim um cenário sem períodos em que ocorreram falhas pontuais na operação da central eólica.

3.1. Resultados utilizando todos os anos de operação

Na etapa inicial do estudo, foram consideradas 48 centrais eólicas que correspondem a 150 anos de operação. A Tabela 3 mostra um resumo dos principais resultados obtidos na comparação inicial da produção real em relação à produção de energia elétrica prevista. Nesta tabela, pode-se observar que tanto o ajuste da produção real com a disponibilidade, pré-estabelecida em 95%, quanto o ajuste com a anomalia de energia resultaram em melhorias

em relação a produção anual de energia (PAE) pré-operacional. Aplicando os dois ajustes mencionados anteriormente, as produções de energia previstas são em média 3,1% superiores às produções reais das centrais eólicas e apresentam um desvio padrão de 9,1%.

Tabela 3 – Comparação dos resultados obtidos na etapa inicial do estudo

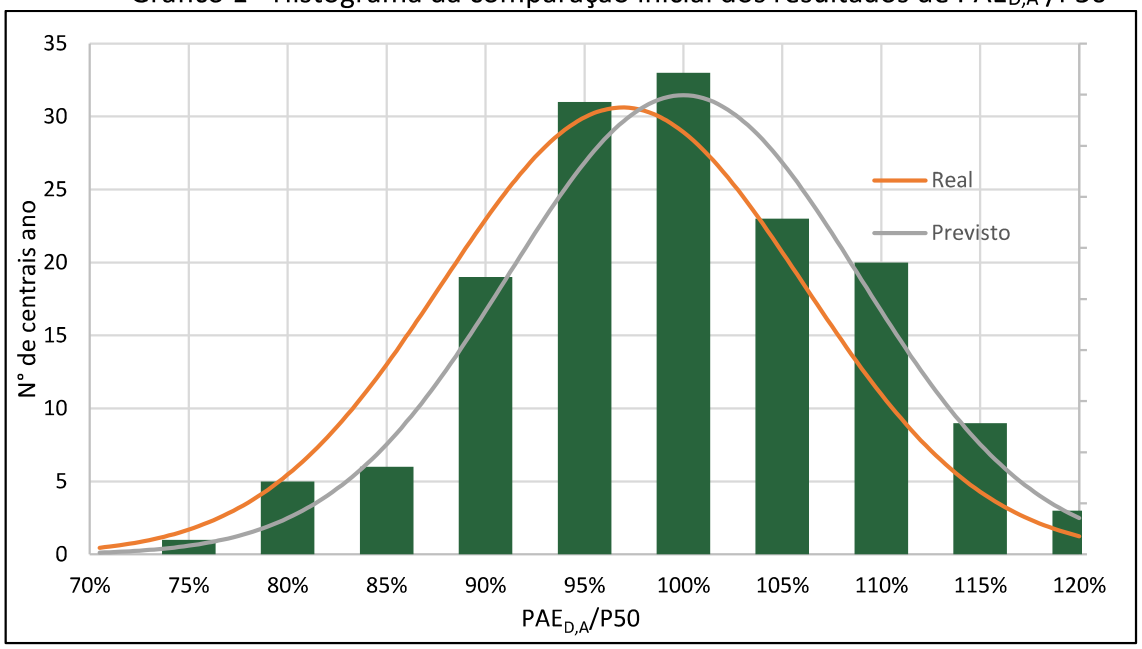
	PAE/P50	**PAE_D /P50**	**PAE_A /P50**	**$PAE_{D,A}$ /P50**
Média	89,8%	94,7%	91,6%	96,9%
Desvio Padrão	10,2%	11,0%	8,5%	9,1%

Nos gráficos de 1 a 3, a curva cinza representa a distribuição normal da produção de energia estimada pela Inova Energy, deste modo, a curva está centrada em 100% e possui um desvio padrão de 8,88%, que foi obtido a partir da média das incertezas da produção de energia prevista de todos os parques eólicos considerados neste estudo. Já a curva em laranja representa a distribuição normal dos resultados de $PAE_{D,A}$/P50.

O gráfico 1, mostra o histograma dos resultados da PAE ajustada com anomalia de energia e disponibilidade/P50. Nesta etapa, 12 de 150 centrais ano possuem a proporção Produção Real ajustada/P50 menor que 85%, 2 destas centrais ano são correspondentes ao primeiro ano de operação.

Ao analisar individualmente o resultado de cada central-ano, foi observado que um dos motivos para a superestimativa da AEP pré-operacional é a utilização do primeiro ano de operação dos parques eólicos, que contribui significativamente para a redução da $PAE_{D,A}$/P50. Isto ocorre porque o primeiro ano de operação de uma central eólica geralmente é marcado por testes de operação e falhas típicas deste período, o que afeta drasticamente a disponibilidade da central.

Gráfico 1 - Histograma da comparação inicial dos resultados de $PAE_{D,A}$ /P50



3.2. Resultados após a retirada dos primeiros anos de operação dos parques eólicos

Ao constatar que o primeiro ano de operação de uma central eólica costuma possuir uma AEP menor que os demais anos de operação de um mesmo parque, os primeiros anos de operação de centrais de geração de energia foram retirados da análise. Desse modo, a comparação ajustada passou a contar com 141 anos de operação, 9 anos a menos que na comparação inicial do estudo.

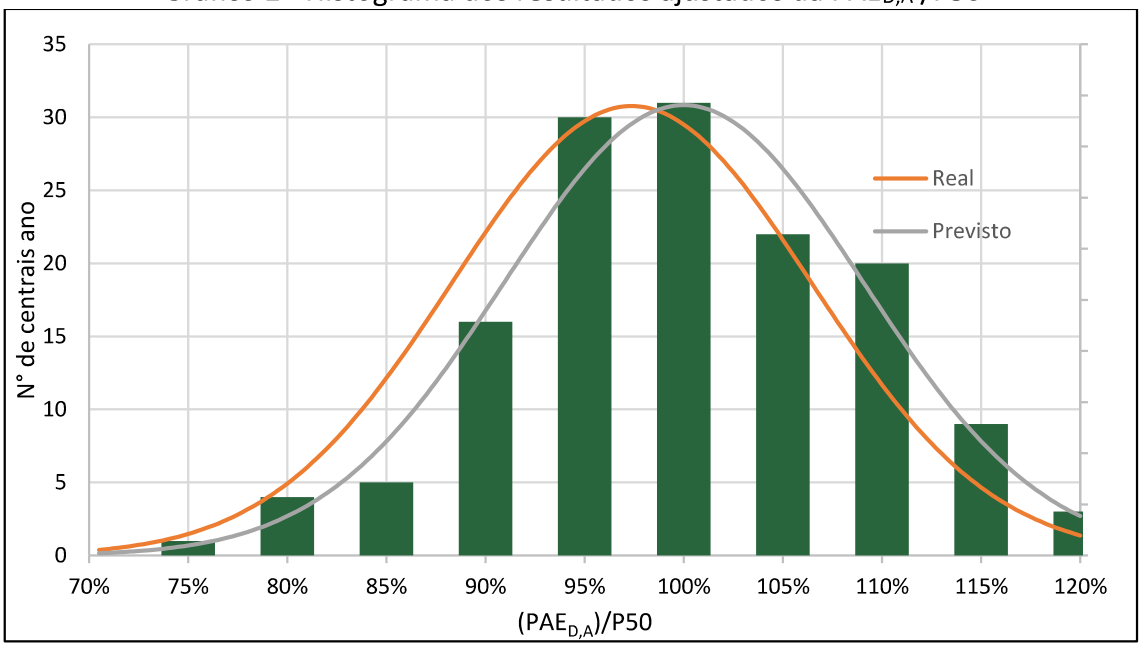
De acordo com a Tabela 4, pode-se concluir que este refinamento nos dados de AEP gerou resultados melhores de Produção real/P50 independentemente do ajuste utilizado. Ademais, aplicando a correção de disponibilidade e de anomalia de energia na produção real, as produções de energia previstas são em média 2,6% superiores a geração de energia real. Apesar da diferença da energia real para a prevista ter diminuído neste caso em relação ao cenário do tópico anterior, o desvio padrão aplicando os dois ajustes permaneceu o mesmo (9,1%).

Tabela 4 – Comparação dos resultados obtidos na comparação ajustada

	PAE/P50	**PAE_D /P50**	**PAE_A /P50**	**$PAE_{D,A}$ /P50**
Média	89,9%	94,8%	92,0%	97,4%
Desvio Padrão	10,4%	11,2%	8,5%	9,1%

O gráfico 2 apresenta o histograma da distribuição dos valores da $PAE_{D,A}$ /P50 para os 141 anos de operação dos parques. A partir do gráfico, pode-se observar que apenas 26 anos de operação (18,4% do total de anos) possui $PAE_{D,A}$ /P50 abaixo de 90,0%. Antes da retirada do primeiro ano de operação dos parques eólicos, 20,7% dos anos possuíam resultados de $PAE_{D,A}$ inferior a 90,0%.

Gráfico 2 - Histograma dos resultados ajustados da $PAE_{D,A}$ /P50



3.3. Resultados após refinamento dos dados

Ao analisar os resultados da $PAE_{D,A}$/P50, observou-se que algumas centrais de geração de um mesmo complexo eólico possuíam períodos em que todas as centrais apresentavam uma produção muito discrepante dos demais anos de operação daquele mesmo complexo. Possivelmente estes anos foram marcados por alguma falha técnica ou imprevisto pontual, inerente daquele ano. Então, foi realizado um refinamento dos dados de $PAE_{D,A}$/P50 e eliminados aqueles anos em que todas as centrais de um mesmo complexo apresentaram resultados muito diferente dos demais anos de operação daquele complexo. Neste cenário, foram utilizados 116 anos de operação.

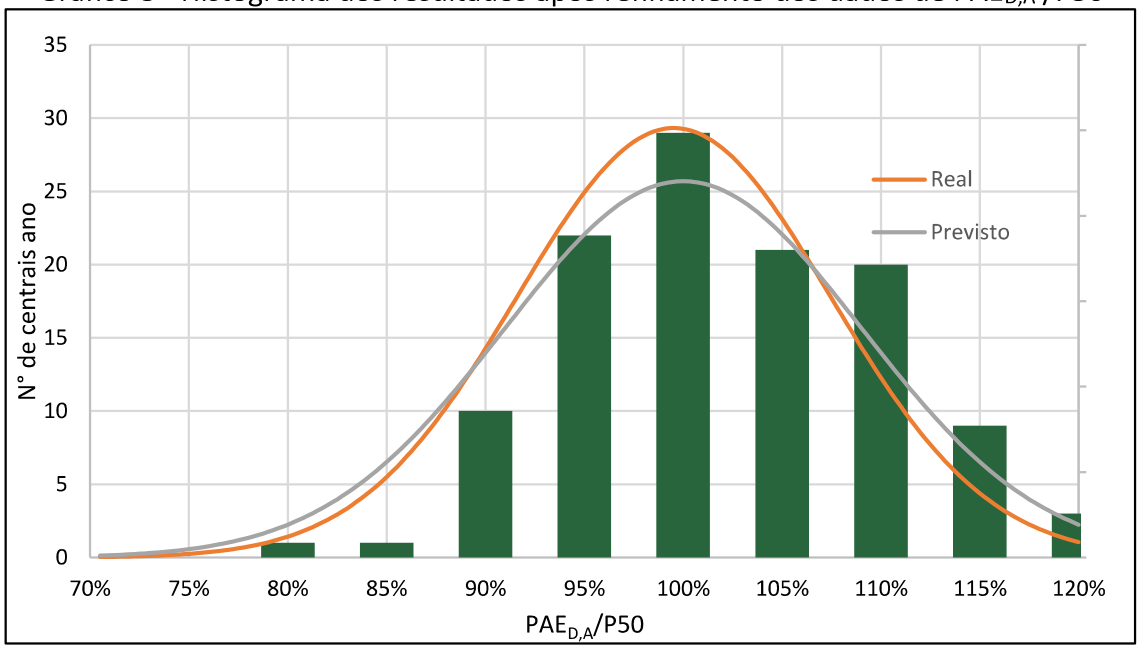
A Tabela 5 apresenta os principais resultados da Produção real/P50. Considerando o refinamento dos dados, as produções de energia previstas são em média apenas 0,5% superiores a $PAE_{D,A}$. Além disso, o desvio padrão dos resultados de $PAE_{D,A}$/P50 passou de 9,1%, considerando os resultados do tópico anterior, para 7,9% neste cenário.

Tabela 5 – Comparação dos resultados após refinamento dos dados

	PAE/P50	**PAE_D /P50**	**PAE_A /P50**	**$PAE_{D,A}$ /P50**
Média	91,7%	96,8%	94,1%	99,5%
Desvio Padrão	9,5%	10,2%	7,2%	7,9%

O gráfico 3 apresenta o histograma da distribuição dos valores da $PAE_{D,A}$ /P50 para os 116 anos de operação dos parques. A partir dele, pode-se notar que apenas 10,3% do anos de operação possuem a proporção $PAE_{D,A}$ /P50 menor que 90,0%. Ademais, 45,7% dos anos de operação possuem resultados de $PAE_{D,A}$ /P50 acima de 100,0%.

Gráfico 3 - Histograma dos resultados após refinamento dos dados de $PAE_{D,A}$ /P50



4. Conclusões

Com dados de 48 centrais eólicas e 150 anos de produção de energia foi possível realizar a validação das estimativas pré-construção. Inicialmente realizou-se a análise do recurso eólico, e das características técnicas das centrais eólicas no período pré e pós construção afim de possibilitar um comparativo entre as produções estimadas e reais. Os dados de produção real das centrais, foram ajustados considerando a anomalia de vento e a disponibilidade da central, aqui definida como 95%. Além da disponibilidade outra importante premissa considerada foi a perda elétrica, assumiu-se o valor de 3% para todos os anos de operação considerados neste estudo.

Os resultados obtidos mostram que as estimativas de produção anual de energia (PAE) realizadas pela INOVA ENERGY são em média superestimadas entre 0,5% e 3,1% quando comparadas as produções reais, dependendo do número de centrais analisadas, do número de anos e premissas utilizadas. Verificou-se que excluindo o primeiro ano de operação a média de $PAE_{D,A}$ /P50 passou de 96,9% para 97,4%, isso vai de acordo com a literatura que indica a não utilização do primeiro ano de operação devido aos dados reais de disponibilidade.

Igualmente a outros estudos de validação da produção energia estimada para centrais eólicas, a média das estimativas foi superior a produção real. Esta é uma motivação para explorar os principais fatores que contribuem para tal resultado, um esforço que está em andamento na INOVA ENERGY.

5. Referências

ABEEÓLICA (Associação Brasileira de Energia Eólica). **InfoVento 25**. 2022. Disponível em: https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/04/2022_03_InfoVento25.pdf. Acesso em: 10 jun. 2022.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). **Geração**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-geracao. Acesso em: 10 maio 2022.

DNV. **DNV GL Energy Production Assessment validation 2019**. 2019. Disponível em: www.dnv.com. Acesso em: 01 maio 2022.

GELARO, Ronald; MCCARTY, Will; SUÁREZ, Max J.; et al. **The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2)**. Journal of Climate, v. 30,

n. 14, p. 5419–5454, 2017. Disponível em: <https://journals.ametsoc.org/doi/10.1175/JCLI-D-16-0758.1>. Acesso em: 30 mai. 2022.

MÖLLERSTRÖM, Erik; LINDHOOLM, Daniel - **Evaluation of AEP Predictions for Commercial Wind Farms in Sweden**. Journal Applied Sciences, 2020 .

ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO). **Geração e fator de capacidade médios mensais**. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-fator-capacidade-medios-mensais.aspx. Acesso em: 01 jun. 2022.

STOELINGA, Mark; HENDRICKSON, Matthew - **Validation of Vaisala's Preconstruction Wind Energy Estimates.** WindPower Brazil, 2015.

Brazil Windpower Papers

05-06 outubro **/ 22**

Plataforma Digital BWP

CATEGORIA 2

NOVAS TECNOLOGIAS

POTENCIAL EÓLICO-FOTOVOLTAICO-BESS – ESTUDO DE CASO: BAHIA

André V. R. N. Silva[1,2], Pedro A. C. Rosas[1], Fábio D. Silva[2], Caarem D. S. Studzinski[2], Leonardo M. S. Xavier[1,2]

[1]Departamento de Engenharia Elétrica e Sistemas de Potência - Universidade Federal de Pernambuco (UFPE)

[2]Aeroespacial Tecnologias em Energia e Sistemas Renováveis Ltda

andre.nascimento@ufpe.br; prosas@ufpe.br

RESUMO

Este artigo propõe uma metodologia para identificação do potencial de expansão de usinas eólicas por meio da hibridização com a fonte solar fotovoltaica e com a introdução de BESS. As premissas para desenvolvimento dessa ideia consistem no aproveitamento da complementariedade entre as fontes eólica e solar fotovoltaica e do potencial inexplorado das usinas eólicas em operação firmado nos contratos de MUST. As simulações indicam que a hibridização das usinas, com ou sem o BESS, mitigam a intermitência das fontes renováveis e entregam um coeficiente maior de energia firme na Bahia. A proposta do presente artigo constitui uma ferramenta para auxílio à tomada de decisão acerca da hibridização de parques eólicos em operação.

Palavras-chave: Energia Eólica. Energia Fotovoltaica. Híbrido Eólico-Solar. BESS. Corte de geração. Armazenamento. MUST. Complementariedade.

ABSTRACT

This article proposes a methodology to estimate the potential of expansion of installed power throughout the hybridization of operational wind farms adding PV power plants and BESS. The methodology takes in consideration two facts: complementarity between wind and solar photovoltaic sources, and the unexplored potential of operational wind farms to add PV-plants within the same MUST or MUSD contracted. Simulations indicate that the hybridization of plants with or without BESS mitigates the intermittence of sources and delivers a higher coefficient of firm energy in the state of Bahia (Brazil). The proposed methodology is a tool for decision making regarding the hybridization of wind farms in operation.

Keywords: Wind Energy. Photovoltaic energy. Hybrid systems. BESS. Curtailment. Storage. MUST. Complementarity.

1. INTRODUÇÃO

O protagonismo brasileiro em relação ao aproveitamento das fontes de energia renováveis é notado tanto na capacidade instalada já em operação, quanto na geração prospectiva para o horizonte de 10 anos (MME/EPE, 2022). De acordo com o relatório da consultoria Ernst & Young sobre o índice de atratividade do Brasil em energias renováveis (EYG - ERNST & YOUNG GLOBAL LIMITED, 2022) o país está na 13ª posição, em uma lista de 40 países, em relação à atratividade de investimentos em energias renováveis e as oportunidades de implantação desses recursos. Tal cenário reafirma a expectativa de crescimento do setor ao longo dos próximos anos, indicando a necessidade de desenvolvimento de metodologias que otimizem o aproveitamento dos recursos renováveis disponíveis.

Embora o país se encontre distante da exploração integral da capacidade dos recursos locais, há soluções que vão ao encontro dessa meta, conforme abordado no presente artigo.

O tema hibridização de usinas, especialmente tratando híbridos com usinas eólicas e solares fotovoltaicas, ganhou destaque a partir da publicação da nota técnica EPE-DEE-NT-025/2017-r0 (MME/EPE, 2017). Nesse trabalho é apresentada uma metodologia para estudo da complementariedade das fontes eólica e solar fotovoltaica, em 5 localidades da região Nordeste do Brasil. Para tal análise, foram avaliados os montantes de corte de geração, mensais e anuais, quando da instalação de usina fotovoltaica junto a um empreendimento eólico já existente. As simulações mostraram que a complementariedade local das fontes permite a otimização dos investimentos em conexão, a partir da hibridização de usinas das referidas fontes.

O documento EPE-DEE-NT-011/2018-r0 (MME/EPE, 2018) dá sequência às definições abordadas anteriormente, bem como discute a natureza técnica, normativa, regulatória e comercial-contratual pertinente à hibridização de usinas. Inicialmente, ressaltam-se as características técnicas do compartilhamento de instalações, dos sistemas de medição e da organização contratual em quatro arranjos de usinas: adjacentes, associadas, híbridas e portifólios comerciais; todos identificados, genericamente, pelo termo “usina híbrida”. Cada arranjo citado apresenta diferentes benefícios da combinação de usinas, como: a) um melhor uso da capacidade de escoamento pelo sistema de transmissão e/ ou distribuição; b) otimização do uso do terreno da instalação; c) sinergia de logística; d) sinergia de planejamento de implantação e operativa; e) compartilhamento de equipamentos de interesse restrito; f) redução dos custos do gerador com tarifas de uso da rede.

Em relação ao último possível benefício citado, as Resoluções Normativas 666/2015 e 506/2012 da ANEEL, estabelecem que os montantes de uso do sistema de transmissão e/ou de distribuição, MUST e MUSD, respectivamente, são, no mínimo, a subtração da potência instalada da mínima carga própria. Caso a potência injetada pelas usinas híbridas, no sentido genérico, supere o montante contratado, é recomendado o corte da energia[1] excedente ao agente de geração. A ultrapassagem do MUST/ MUSD coloca o agente sujeito à aplicação de tarifa diferenciada, incentivando a limitação da própria geração.

O tema hibridização de usinas se encontra em desenvolvimento, sendo a regulamentação vigente no Brasil publicada na Resolução Normativa 954/2021 (ANEEL-AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021). Tal documento estabelece tratamento regulatório para implantação de central geradora híbrida e de centrais geradoras associadas.

São reportados na literatura mundial estudos de aplicação de sistemas de armazenamento de energia em baterias – BESS (CELIK, 2002; FUTAKUCHI; TAKAYAMA; ISHIGAME, 2021; MALANDA *et al.*, 2021; PEREIRA *et al.*, 2019; RICHARDSON; HARVEY, 2015; U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, [S.d.]) em conjunto com as usinas híbridas eólicas e fotovoltaicas (MME/EPE, 2019). Nesse contexto, as baterias são usadas no armazenamento da energia que seria cortada, por falta de capacidade de escoamento, em momentos que a geração ultrapassasse o MUST contratado. Países como Austrália (PRASAD; TAYLOR; KAY, 2017), Reino Unido e China tem sido pioneiros na aplicação de armazenamento de energia, visando o aproveitamento máximo da capacidade de produção dos empreendimentos de geração.

O presente trabalho objetiva apresentar uma metodologia para cálculo do potencial eólico-solar fotovoltaico-BESS ainda pouco explorado pelos agentes de geração. A metodologia proposta identificada margens de potência instalada para adição de setor de geração fotovoltaica, em um empreendimento eólico, sem que haja restrição de geração do complexo híbrido. O estudo é desenvolvido com dados medidos de usinas localizadas na Bahia. As seções seguintes contêm descrição da metodologia, das bases de dados utilizadas e das simulações e análises.

[1] *O termo curtailment é utilizado neste texto como sinônimo de "corte de energia", sendo ambos empregados para representar o montante de energia gerada e não aproveitada por limitação da capacidade de escoamento do sistema.*

2. METODOLOGIA

A metodologia elaborada para o cálculo do potencial eólico-solar fotovoltaico-BESS para uma subestação do Sistema Interligado Nacional (SIN) está indicado no fluxograma da Figura 1. Essa metodologia despreza tanto as perdas na planta solar por sombreamento das pás, quanto as perdas na planta eólica pelo efeito da planta solar no microclima local.

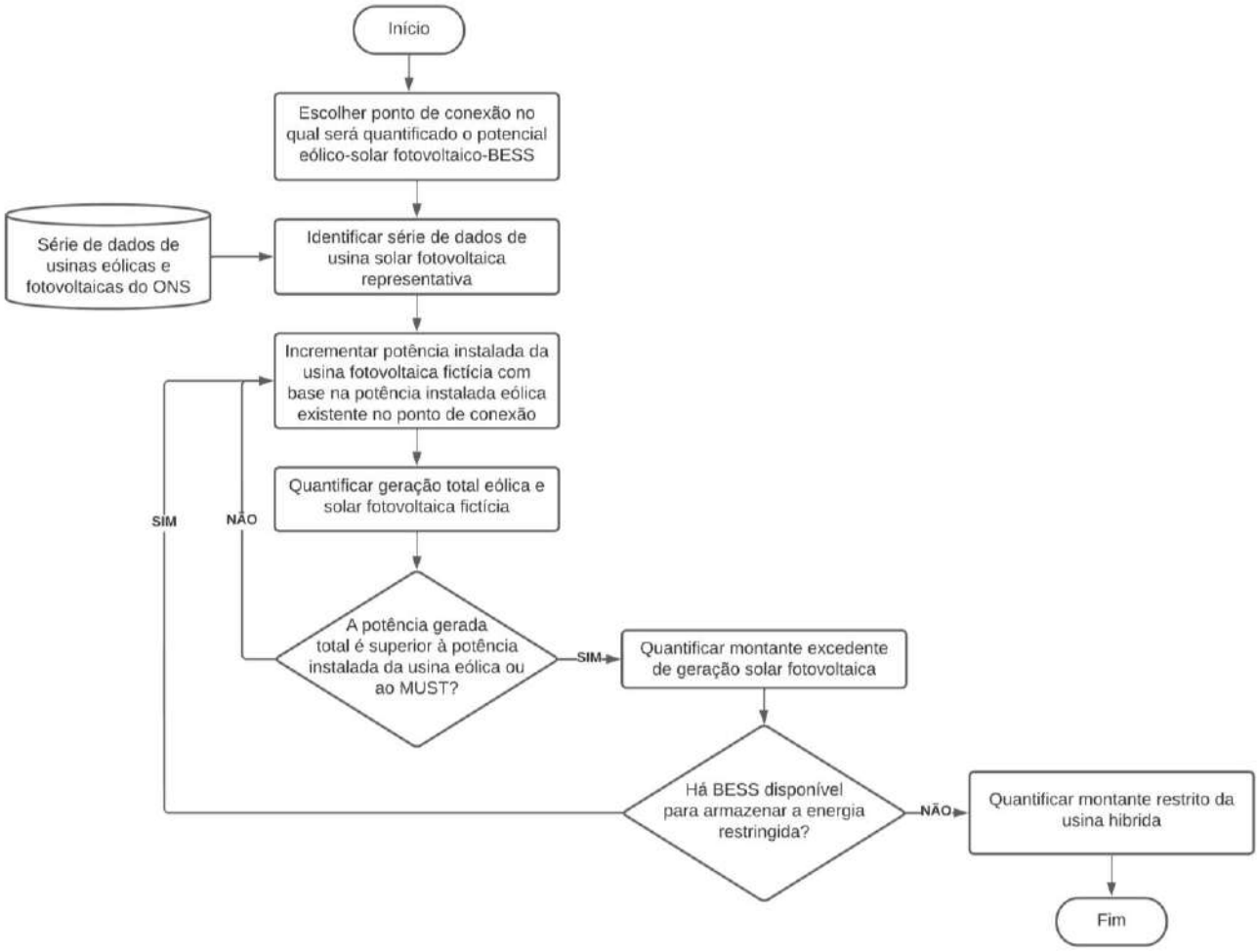


Figura 1 – Fluxograma da metodologia para cálculo do potencial eólico-solar fotovoltaico-BESS

A metodologia consiste em inserir e incrementar a potência instalada de um setor de geração fotovoltaica em uma usina eólica já em operação. O incremento da potência instalada da usina fotovoltaica fictícia ocorre até que a geração total supere a potência instalada da usina eólica ou o MUST contratado. A potência gerada pelo complexo híbrido pode ser aumentada, aproveitando a complementariedade das fontes eólica e fotovoltaica e a capacidade do BESS, caso este exista, para otimizar o momento de injeção de potência no SIN. Esse procedimento, como resultado, determina o

montante de geração fotovoltaica que pode ser adicionado em uma usina eólica, sem que haja restrição de geração do complexo híbrido.

De modo detalhado, os passos a serem seguidos estão descritos no Algoritmo 1.

Algoritmo 1 – Cálculo do potencial eólico-solar fotovoltaico-BESS

Entradas: Série de dados de usinas eólicas e fotovoltaicas; ponto de conexão

Saída: margem de potência instalada de usina fotovoltaica fictícia a ser inserida no ponto de conexão

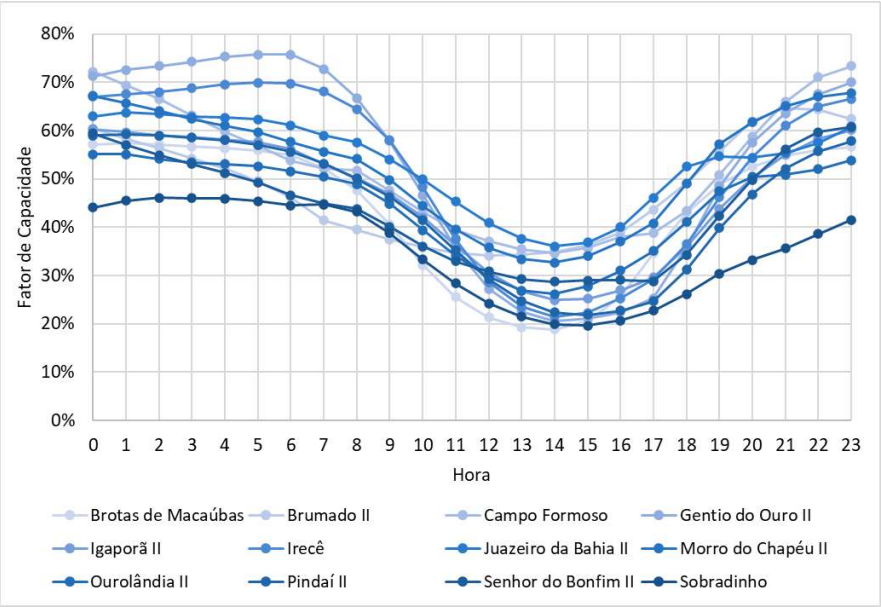
1. Identificar série de fator de capacidade horário da usina eólica em operação no ponto de conexão (FC_EOL) e de usina fotovoltaica fictícia (FC_UFV)
2. Iniciar $i = 0$ com potência instalada de usina fotovoltaica fictícia (POT_UFV_i) como 0,5% da potência instalada da usina eólica (POT_EOL) em operação no ponto de conexão
3. Calcular série de geração horária da usina fotovoltaica fictícia: $GER_UFV_i = FC_UFV * POT_UFV_i$
4. Calcular série de geração horária total no ponto de conexão: $GER_TOT_i = GER_EOL + GER_UFV_i$
5. Verificar se a geração total supera a potência instalada da usina eólica
    a. Se $GER_TOT_i > POT_EOL$: $GER_SUP_i = GER_TOT_i - POT_EOL$
    b. Se $GER_TOT_i \leq POT_EOL$: $GER_SUP_i = 0$
6. Verificar se há BESS disponível com capacidade para armazenamento de energia superada
    a. Sim: $GER_HIB_i = GER_TOT_i$
    b. Não: $GER_HIB_i = GER_TOT_i - GER_SUP_i$
7. Incrementar potência instalada de usina fotovoltaica fictícia (POT_UFV_i) em 0,5% da potência instalada da usina eólica (POT_EOL)
8. Incrementar i e retornar ao passo 3, até que GER_SUP_i atinja limite predeterminado

3. DESCRIÇÃO DOS DADOS

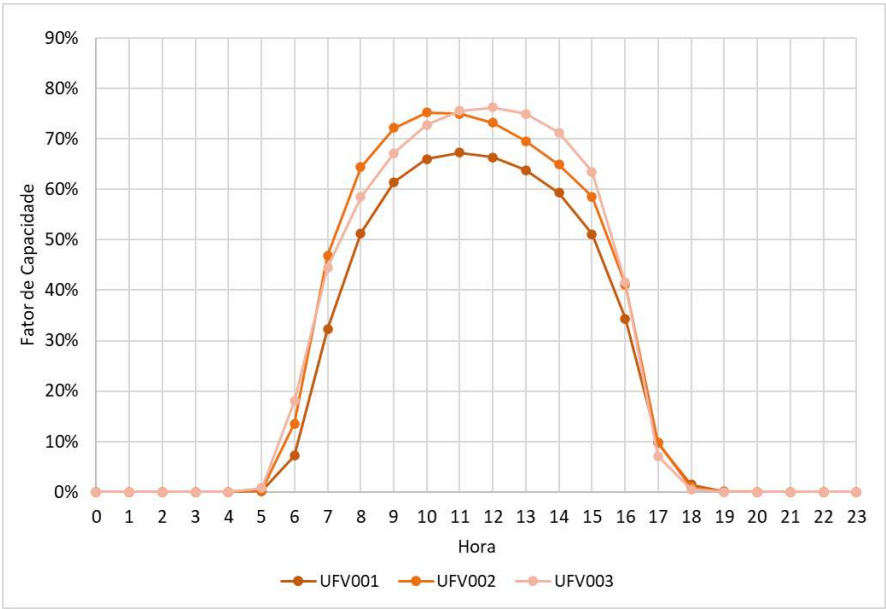
A base de dados para a realização do estudo é composta por 35 usinas eólicas e por 3 usinas fotovoltaicas em operação há mais de um ano, extraída do ONS[2]. Tais usinas estão localizadas no estado da Bahia e são distribuídas em 12 subestações do SIN. A escolha do desenvolvimento do estudo de caso com dados de usinas localizadas na Bahia se deve ao elevado potencial eólico em operação e ao prospectado no estado. As usinas eólicas totalizam a potência instalada de 5.151 MW e são a base para a detecção do potencial inexplorado da região. As usinas fotovoltaicas estão implantadas geograficamente próximas das usinas eólicas em operação e fornecem o fator de capacidade horário, chamado de FC_UFV no Algoritmo 1.

[2] *http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx*

A Figura 2 mostra os perfis horários de fator de capacidade das usinas eólicas e fotovoltaicas que formam a base dados para o estudo. A observação da Figura 2 confirma a característica de complementariedade energética entre os recursos eólico e solar fotovoltaico, validando a possibilidade de aplicação da metodologia proposta.



(a)



(b)

Figura 2 – Perfis horários de fator de capacidades utilizados no estudo: (a) usinas eólicas e (b) usinas fotovoltaicas

A quantificação do potencial eólico-solar fotovoltaico-BESS é desenvolvida no conjunto de usinas indicados na Tabela 1. Para cada série de dados de usina eólica é associada uma série de usina fotovoltaica, com base na maior proximidade geográfica entre as fontes.

Tabela 1 – Associação das séries de dados das usinas eólicas (código identificador, ponto de conexão e potência instalada) e das usinas fotovoltaicas (código identificador)

Usina eólica	Ponto de conexão	Potência eólica instalada (MW)	Usina fotovoltaica
EOL001	Igaporã II	38,4	UFV002
EOL002	Sobradinho	93,6	UFV003
EOL003	Morro do Chapéu II	136,5	UFV003
EOL004	Brotas de Macaúbas	95,2	UFV002
EOL005	Pindaí II	88,8	UFV002
EOL006	Pindaí II	81,4	UFV002
EOL007	Pindaí II	58,8	UFV002
EOL008	Igaporã II	90,0	UFV002
EOL009	Igaporã II	54,4	UFV002
EOL010	Campo Formoso	180,0	UFV003
EOL011	Ourolândia II	326,7	UFV003
EOL012	Ourolândia II	361,2	UFV003
EOL013	Sobradinho	88,1	UFV003
EOL014	Morro do Chapéu II	89,7	UFV002
EOL015	Brumado II	90,0	UFV002
EOL016	Igaporã II	56,4	UFV002
EOL017	Juazeiro da Bahia II	209,4	UFV003
EOL018	Igaporã II	167,7	UFV002
EOL019	Senhor do Bonfim II	344,4	UFV003
EOL020	Senhor do Bonfim II	151,2	UFV003
EOL021	Irecê	303,0	UFV001
EOL022	Pindaí II	189,9	UFV002
EOL023	Igaporã II	52,8	UFV002
EOL024	Gentio do Ouro II	50,0	UFV001
EOL025	Igaporã II	73,6	UFV002
EOL026	Igaporã II	117,6	UFV002
EOL027	Morro do Chapéu II	172	UFV003
EOL028	Igaporã II	76,8	UFV002
EOL029	Sobradinho	247,5	UFV003
EOL030	Pindaí II	42,0	UFV002
EOL031	Igaporã II	52,8	UFV002
EOL032	Morro do Chapéu II	118,0	UFV002
EOL033	Morro do Chapéu II	376,3	UFV003
EOL034	Ourolândia II	360,0	UFV003
EOL035	Morro do Chapéu II	116,6	UFV002

4. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados da aplicação da metodologia para quantificação do potencial eólico-solar fotovoltaico-BESS que se encontra inexplorado nas instalações das usinas eólicas localizadas no estado da Bahia. A capacidade de escoamento do sistema de conexão e o MUST são mantidos fixos nas simulações realizadas. As análises desenvolvidas baseiam-se em dois conjuntos de simulações descritos a seguir.

No primeiro conjunto de simulações foi considerado o BESS indisponível para o armazenamento do montante excedente de energia produzida pela conexão de setor de geração fotovoltaica em uma usina eólica. Esse procedimento visa identificar a margem de potência instalada de geração fotovoltaica, considerando as características locais de produção. Caso a potência gerada total ultrapasse a potência instalada da usina eólica ou o MUST, é quantificado, pela metodologia, o montante percentual de geração cortada. A segunda simulação adiciona o BESS ao potencial eólico-solar fotovoltaico anterior. Esta simulação visa explicitar a capacidade de otimização da injeção de potência no SIN sem o corte de geração.

Todas as usinas eólicas e as subestações analisadas apresentam algum montante de energia cortada, a partir da conexão de um setor de geração fotovoltaica. As Tabelas 2 e 3 mostram os resultados na visão individual das usinas e na visão das subestações, respectivamente. As usinas e os pontos de conexão indicados nessas tabelas podem ter conectados setores de geração fotovoltaica com as potências indicadas em porcentagem da potência instalada eólica em operação. O aumento das potências instaladas em cada usina fotovoltaica fictícia resulta no montante anual de energia cortada, entre 0,5% e 5%.

Tabela 2 – Potencial eólico-solar fotovoltaico em função da energia cortada para cada usina eólica em operação no estado da Bahia

Energia cortada		0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%
Usina eólica	**Potência eólica instalada (MW)**	**Potência instalada de usina fotovoltaica fictícia em função do percentual de energia cortada, em % da potência eólica instalada**									
EOL001	38,4	17%	25%	31%	36%	42%	46%	51%	55%	59%	63%
EOL002	93,6	40%	48%	55%	60%	65%	70%	74%	78%	81%	85%
EOL003	136,5	19%	28%	35%	41%	46%	50%	55%	59%	63%	67%
EOL004	95,2	40%	48%	55%	60%	65%	70%	74%	78%	82%	86%
EOL005	88,8	27%	36%	43%	49%	54%	59%	64%	68%	72%	75%
EOL006	81,4	26%	36%	43%	49%	55%	60%	65%	69%	73%	77%
EOL007	58,8	23%	29%	34%	38%	43%	47%	51%	54%	58%	61%
EOL008	90,0	21%	30%	37%	42%	48%	53%	57%	61%	65%	69%
EOL009	54,4	17%	23%	29%	34%	38%	42%	47%	50%	54%	58%
EOL010	180,0	26%	35%	42%	48%	54%	59%	63%	67%	71%	75%
EOL011	326,7	33%	42%	48%	54%	59%	63%	68%	72%	76%	79%
EOL012	361,2	33%	46%	55%	62%	68%	73%	77%	81%	85%	89%
EOL013	88,1	55%	64%	70%	75%	79%	82%	86%	89%	91%	94%
EOL014	89,7	16%	23%	29%	34%	39%	44%	48%	52%	56%	59%
EOL015	90,0	26%	35%	42%	48%	54%	59%	63%	68%	72%	76%
EOL016	56,4	19%	27%	33%	39%	45%	50%	55%	59%	64%	68%
EOL017	209,4	19%	26%	32%	37%	42%	47%	51%	55%	58%	62%
EOL018	167,7	28%	36%	42%	47%	52%	56%	61%	65%	68%	72%
EOL019	344,4	32%	42%	50%	57%	62%	67%	72%	76%	79%	83%
EOL020	151,2	27%	38%	45%	52%	57%	62%	66%	70%	74%	78%
EOL021	303,0	22%	31%	38%	45%	50%	56%	61%	66%	70%	75%
EOL022	189,9	42%	54%	62%	68%	73%	78%	82%	85%	89%	92%
EOL023	52,8	15%	23%	30%	36%	41%	46%	51%	56%	60%	64%
EOL024	50,0	13%	20%	27%	33%	39%	44%	49%	54%	59%	64%
EOL025	73,6	20%	30%	37%	44%	49%	55%	59%	64%	68%	73%
EOL026	117,6	30%	40%	48%	54%	60%	65%	70%	74%	79%	82%
EOL027	172,0	16%	23%	28%	33%	38%	42%	46%	50%	53%	57%
EOL028	76,8	17%	25%	32%	38%	44%	49%	54%	58%	63%	67%
EOL029	247,5	39%	49%	57%	63%	68%	73%	77%	80%	84%	87%
EOL030	42,0	19%	25%	30%	35%	39%	43%	47%	51%	55%	58%
EOL031	52,8	10%	17%	22%	28%	33%	37%	42%	46%	50%	55%
EOL032	118,0	24%	33%	40%	46%	51%	56%	60%	64%	68%	72%
EOL033	376,3	30%	42%	51%	58%	63%	68%	73%	77%	80%	84%
EOL034	360,0	23%	30%	36%	41%	45%	50%	53%	57%	61%	64%
EOL035	116,6	27%	37%	44%	50%	55%	60%	65%	69%	72%	76%

Tabela 3 - Potencial eólico-solar fotovoltaico em função da energia cortada para cada subestação onde há usina eólica em operação no estado da Bahia

Energia cortada		0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%
Ponto de conexão	**Potência eólica instalada (MW)**	**Potência instalada de usina fotovoltaica fictícia em função do percentual de energia cortada, em % da potência eólica instalada**									
Brotas de Macaúbas	95,2	40%	48%	55%	60%	65%	70%	74%	78%	82%	86%
Brumado II	90,0	26%	35%	42%	48%	54%	59%	63%	68%	72%	76%
Campo Formoso	180,0	26%	35%	42%	48%	54%	59%	63%	67%	71%	75%
Gentio do Ouro II	50,0	13%	20%	27%	33%	39%	44%	49%	54%	59%	64%
Igaporã II	780,5	21%	30%	36%	42%	47%	52%	57%	61%	65%	69%
Irecê	303,0	22%	31%	38%	45%	50%	56%	61%	66%	70%	75%
Juazeiro da Bahia II	209,4	19%	26%	32%	37%	42%	47%	51%	55%	58%	62%
Morro do Chapéu II	1009,1	24%	33%	41%	47%	52%	56%	61%	65%	69%	72%
Ourolândia II	1047,9	29%	39%	46%	52%	57%	62%	66%	70%	74%	77%
Pindaí II	460,9	32%	41%	48%	54%	59%	64%	68%	72%	75%	79%
Senhor do Bonfim II	495,6	30%	41%	48%	55%	60%	65%	70%	74%	77%	81%
Sobradinho	429,1	42%	52%	59%	64%	69%	74%	78%	81%	84%	88%

As Tabelas 2 e 3 mostram que há margem significativa para aumento da capacidade instalada das usinas eólicas em operação, caso essas se tornem híbridas. Para energia cortada de 0,5%, as tabelas apresentadas indicam capacidade de aumento, em média, de 25% e de 27% de potência instalada, caso sejam conectados setores de usinas fotovoltaicas, nas usinas e nos pontos de conexão do estado da Bahia, respectivamente. A análise completa da capacidade de expansão das usinas eólicas em complexos híbridos, por meio do potencial eólico-fotovoltaico, está nas Figuras 3 e 4.

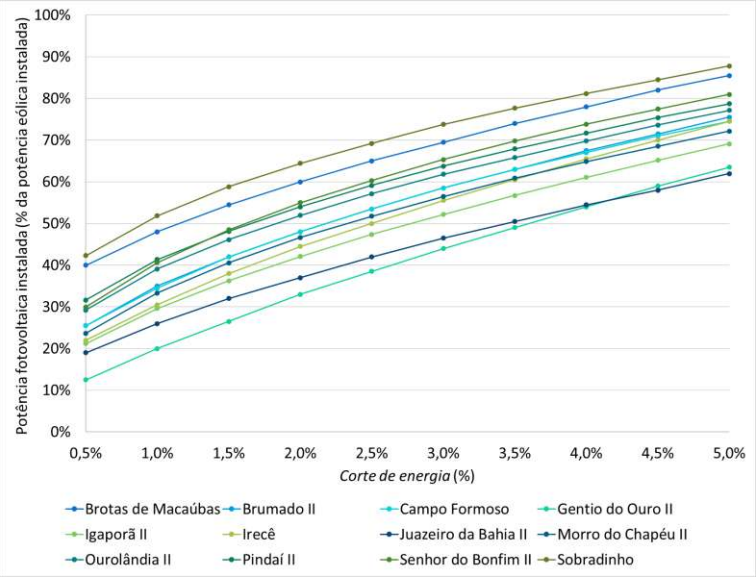


Figura 3 – Capacidade de instalação de energia fotovoltaica, em porcentagem da potência eólica instalada, para diferentes valores de corte de geração

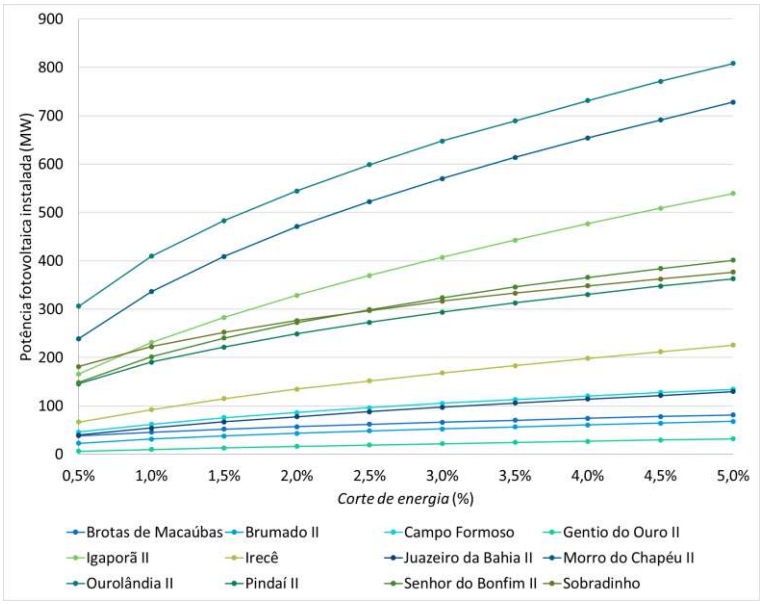


Figura 4 - Capacidade de instalação de energia fotovoltaica, em MW, para diferentes valores de corte de geração

As medidas estatísticas descritivas relacionando a hibridização de usinas eólicas em operação, por meio da instalação de geração fotovoltaica, e os valores de corte de geração são mostradas na Figura 5. Os gráficos *boxplot* possuem dispersões semelhantes entre 0,5% e 5% de corte de energia anual. Vale evidenciar que o aumento do corte de energia anual é refletido de modo crescente na potência instalada do setor de geração fotovoltaica. Caso seja aplicada uma regressão linear entre os pontos médios dos *boxplot* na Figura 5, os coeficientes angular e linear são 10,36 e 0,26, respectivamente. Essa informação indica que há aumentos, aproximados, de 10,36% (equivalente a 534 MW) do potencial eólico-solar fotovoltaico para a variação de 0,5% de corte de geração anual.

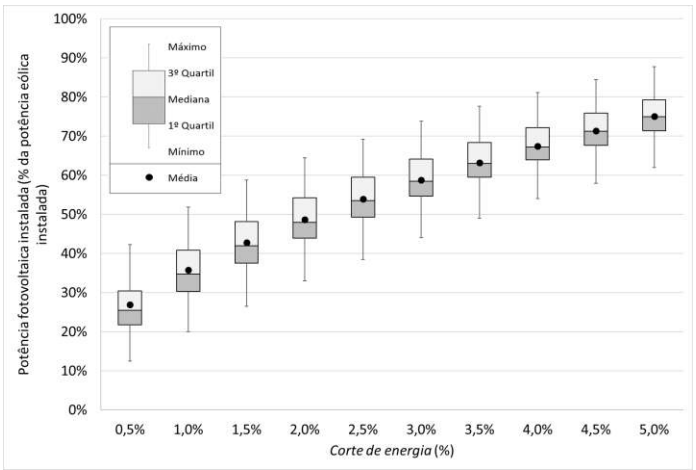


Figura 5 – *Boxplot* com medidas estatísticas acerca do aumento da capacidade instalada nas subestações da Bahia pela conexão de setor de geração fotovoltaica em diferentes valores de corte de geração

A Figura 6 mostra o potencial de instalação de usinas fotovoltaicas junto das usinas eólicas, no arranjo genérico de usinas híbridas, no estado da Bahia. Por esse resultado, cada subestação possui uma margem específica para instalação de setor de geração fotovoltaica, sem que se viole a potência instalada da usina eólica ou o MUST contratado.

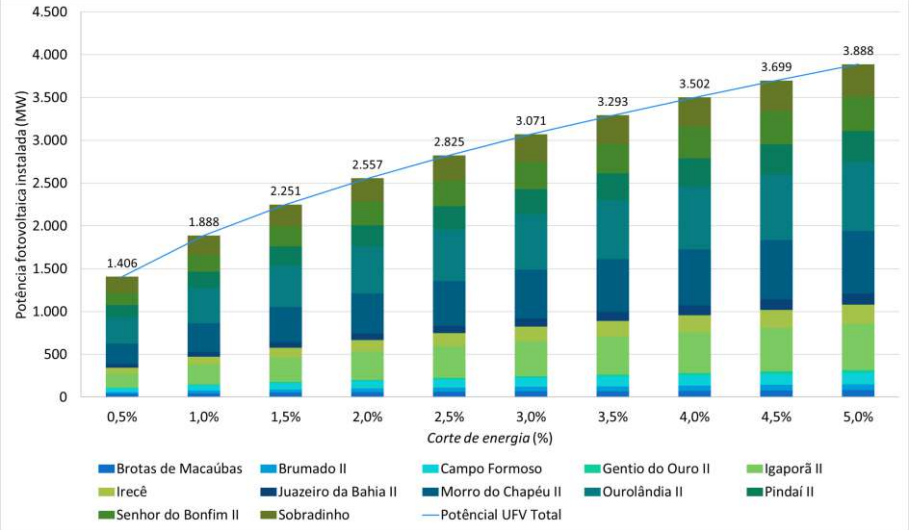


Figura 6 - Aumento da capacidade instalada das usinas fotovoltaicas em MW, discretizadas por subestação, para diferentes valores de corte de geração

A análise da Figura 6 indica que, caso seja aceito o corte de geração anual de 0,5%, há margem para instalação de 1.406 MW de geração fotovoltaica nas usinas eólicas, já em operação na Bahia. Este potencial é crescente no intervalo de valores de corte de geração anual entre 0,5% e 5%. Estima-se um montante de aproximadamente 4 GW não instalados de geração fotovoltaica, caso seja aceito um corte de geração de 5%. Esses resultados mostram que a hibridização de usinas pela combinação das fontes e das tecnologias eólico-fotovoltaica trazem benefícios consistentes na contratação do MUST. Além disto, vários estudos internacionais focados na viabilidade técnica e econômica do modelo hibrido eólico-solar, com e sem armazenamento, (GARRAD HASSAN, 2003; KHISA; EBIHARA; DEI, 2017; MUKHTARUDDIN; RAHMAN; HASSAN, 2013; REHMAN, 2021) apontam como a solução mais economicamente viável, com redução de custos operacionais e maior segurança energética.

O segundo conjunto de simulações está mostrado nas Figuras 7 e 8. O aumento da potência fotovoltaica instalada ocasiona cortes de geração maiores (Figura 7). Isso está expresso pelo potencial de incremento de geração fotovoltaica, que atinge o valor de 39% para o corte de geração anual de 5%. A presença do BESS na usina híbrida eleva o potencial de incremento para 46%. Esses resultados

são a base afirmar que ocorre a otimização da injeção de potência no SIN. Sob a ótica do fator de capacidade (Figura 8) também é verificada a expressiva vantagem da exploração do potencial eólico-solar fotovoltaico-BESS.

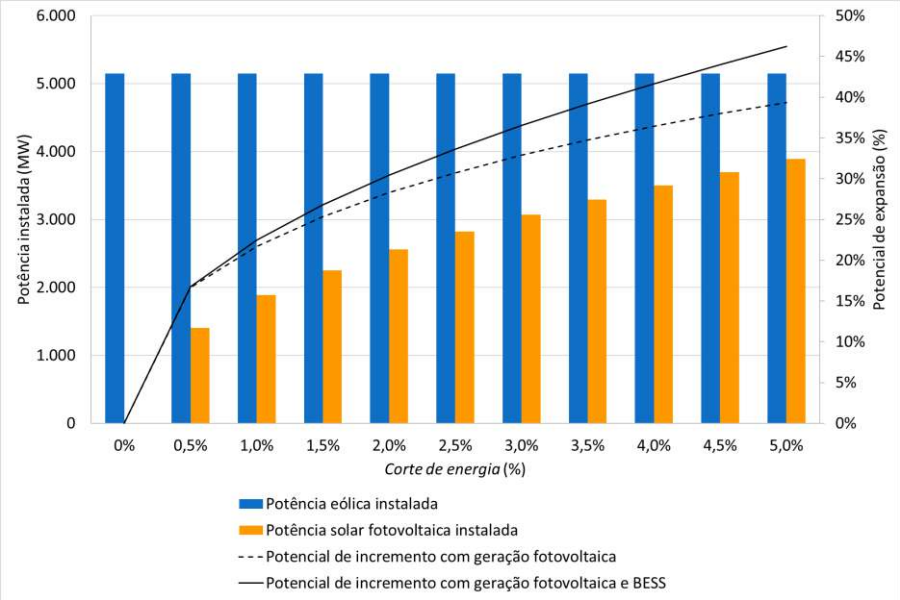


Figura 7 - Impacto do aumento da potência fotovoltaica instalada sem e com o BESS no complexo híbrido no potencial de expansão

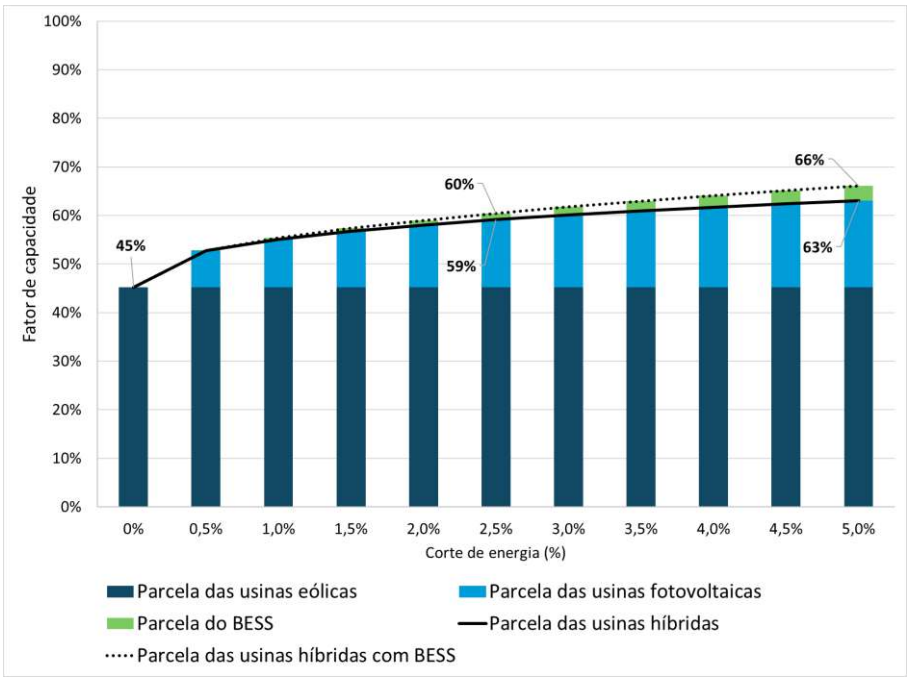


Figura 8 – Comportamento do fator de capacidade considerando um sistema eólico-solar fotovoltaico-BESS

A aplicação da metodologia proposta quantificou a margem de incremento em MW de geração fotovoltaica nos parques eólicos em operação e indicou a melhoria do fator de capacidade final do

complexo. Os resultados apresentados cumprem o objetivo do presente artigo quanto à quantificação do potencial eólico-solar fotovoltaico-BESS, sendo uma ferramenta para auxílio em decisões acerca da expansão e da hibridização de parques eólicos.

5. CONCLUSÕES

O artigo apresentou uma metodologia para quantificação do potencial eólico-solar fotovoltaico-BESS ainda inexplorado nas usinas eólicas em operação. Para tal, foi desenvolvido algoritmo baseado em dados medidos de geração de energia de usinas eólicas e fotovoltaicas e na escolha do ponto de conexão no qual se deseja investigar o potencial de expansão. A saída da metodologia informa a margem de potência fotovoltaica instalada que pode ser adicionada, sem a superação da capacidade instalada do parque eólico e ou do MUST contratado. Caso ocorra a violação desses limites, a metodologia informa o valor do corte de geração anual em porcentagem, restringida da usina híbrida. A adição do BESS ao complexo reduz o corte de geração estimado, desde que exista capacidade para armazenamento do valor a ser cortado.

A metodologia foi aplicada nas usinas em operação no estado da Bahia com dados públicos disponibilizados pelo ONS. As simulações indicaram, para o corte de geração anual entre 0,5% e 5%, a capacidade de implantação de 1.406 MW e 3.888 MW de potência fotovoltaica instalada, respectivamente. O fator de capacidade da usina híbrida, para intervalo de corte de geração anual citado, foi melhorado de 45% para 63%. A presença de um BESS elimina a energia cortada e aumenta o fator de capacidade para 66%.

Portanto, o presente artigo contribui com o setor elétrico ao fornecer ferramenta dedicada ao cálculo do potencial de expansão das usinas em operação por meio da hibridização com as fontes eólica e solar fotovoltaica.

Com a proposta de híbridos eólico-fotovoltaico-BESS temos uma geração mais eficiente, mais confiável, de menor custo, com emissões mínimas de gases de efeito estufa e que garantem fonte de alimentação contínua aos usuários finais

Dentre as linhas de continuidade para trabalhos futuros são identificados: análise do impacto do aumento da discretização das bases de dados de geração utilizadas; otimização de percentual de corte de geração que retorne o máximo do investimento da hibridização das usinas; estudo das perdas

na planta solar por sombreamento das pás e potenciais impactos na planta eólica inclusão da planta solar no microclima local.

REFERÊNCIAS

ANEEL-AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *RES. NORMATIVA ANEEL Nº 954, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2021*. . Brasilia, DF, Brazil: DOU - Imprensa Nacional. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-954-de-30-de-novembro-de-2021-364715864>. Acesso em: 29 jun. 2022. , 2021

CELIK, A.N. Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic–wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems. *Energy Conversion and Management*, v. 43, n. 18, p. 2453–2468, dez. 2002. Disponível em: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890401001984>.

EYG - ERNST & YOUNG GLOBAL LIMITED. *Does the need for energy security challenge the quest for net zero ? RECAI*. . [S.l: s.n.], 2022. Disponível em: <https://www.ey.com/en_it/recai#:~:text=The Renewable Energy Country Attractiveness,attractiveness and global market trends.>. Acesso em: 19 maio 2022.

FUTAKUCHI, Mamoru; TAKAYAMA, Satoshi; ISHIGAME, Atsushi. Scheduled Operation of Wind Farm with Battery System Using Deep Reinforcement Learning. *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, v. 16, n. 5, p. 687–695, 2021.

GARRAD HASSAN. Economies of scale , engineering resource and load factors. *Offshore (Conroe, TX)*, 2003.

KHISA, Sirengo; EBIHARA, Ryohei; DEI, Tsutomu. Dynamics of a Grid Connected Hybrid Wind-Solar and Battery System: Case Study in Naivasha-Kenya. *Energy Procedia*, v. 138, p. 680–685, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.10.200>.

MALANDA, Clement *et al.* Techno-economic optimization of hybrid renewable electrification systems for Malawi's rural villages. *Cogent Engineering*, v. 8, n. 1, 2021.

MME/EPE. *AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO DE USINAS HÍBRIDAS EÓLICO-FOTOVOLTAICAS: Proposta Metodológica e Estudo de Caso*. , nº EPE-DEE-NT-025/2017-r0. Rio de Janeiro, Brazil: [s.n.], 2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-386/EPE_DEE_NT_029_2019_r0_ Usinas híbridas.pdf>. Acesso em: 3 maio 2021.

MME/EPE. *EPE-DEE-NT-011/2018-r0 - Usinas Híbridas: Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento*. , nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0. Rio de Janeiro, Brazil: [s.n.], 2018. Disponível em: <https://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/usinas-hibridas-epe-publica-analise-qualitativa-de-temas-regulatorios-e-comerciais>. Acesso em: 19 jun. 2022.

MME/EPE. *Estudos de planejamento da expansão da geração. Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético*. , nº EPE-DEE-NT-029/2019-r0. Rio de Janeiro, Brazil: [s.n.], 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-386/EPE_DEE_NT_029_2019_r0_ Usinas híbridas.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2022.

MME/EPE. *Plano Decenal de Expansão 2031*. . Rio de Janeiro, Brazil: [s.n.], 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>.

MUKHTARUDDIN, R. N.S.R.; RAHMAN, H. A.; HASSAN, M. Y. Economic analysis of grid-connected hybrid photovoltaic-wind system in Malaysia. *4th International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact, ICCEP 2013*, p. 577–583, 2013.

PEREIRA, Alex Coutinho *et al.* Análise de portfólio de geração eólica e solar com armazenamento em mercados de energia horário. *XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2019.

PRASAD, Abhnil A.; TAYLOR, Robert A.; KAY, Merlinde. Assessment of solar and wind resource synergy in Australia. *Applied Energy*, NULL, v. 190, n. December, p. 354–367, 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.135>.

REHMAN, Shafiqur. Hybrid power systems – Sizes, efficiencies, and economics. *Energy Exploration and Exploitation*, v. 39, n. 1, p. 3–43, 2021.

RICHARDSON, David B.; HARVEY, L. D D. Strategies for correlating solar PV array production with electricity demand. *Renewable Energy*, NULL, v. 76, n. April, p. 432–440, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.053>.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Wind Vision: A New Era for Wind Power in the United States. [S.d.]. Disponível em: <http://www.energy.gov/windvision>.

BIOGRAFIA

André Victor Rodrigues Nascimento da Silva – Mestrando em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (2022); Sócio-Diretor de Engenharia na Aeroespacial. Graduado em Engenharia Elétrica pela UFPE (2014), com MBA em Comercialização de Energia Elétrica, pelo Centro Universitário Maurício de Nassau (2022). Principais áreas de estudo e pesquisa são planejamento do setor elétrico, estudos elétricos de conexão, inserção e expansão de geração de energia proveniente das fontes eólica e solar no Sistema Elétrico Nacional, estudos energéticos de projetos eólicos e solares. Detalhes em http://lattes.cnpq.br/8140552405599311.

Adaptive data rate algorithms for LoRaWANs with mobile endpoints in a wind farm scenario

Igor O. Silvestre[a,*], Marcelo L. C. de Oliveira[a], Ygor Kupas[b], Henrique D. Hamisch[b], Gustavo Camozzato[c]

[a] *Department of Automation and Systems, Federal University of Santa Catarina. 88040-900, Florianópolis/SC, Brazil*
[b] *Khomp. Joe Collaço 253, 88037-010, Florianópolis/SC, Brazil*
[c] *Data Life. Almirante Barroso 81, 20031-004, Rio de Janeiro/RJ, Brazil*

Abstract

In the construction of wind farms, workers are typically exposed to harsh weather conditions for long periods of time, which can lead to fatigue or health complications. Other emergency situations that may arise are accidents. Transmitting in real time important data from these collaborators such as their geographic position and emergency signals to a monitoring station on site requires the deployment of long range communication networks, since wind farms can occupy an area of up to tens of square kilometers. To address this problem, in this paper adaptive data rate LoRaWAN algorithms found in the literature are compared to each other by means of the FLoRA simulator, while a new, simple algorithm based on the known distance between endpoints and the LoRa gateways is proposed to best suit the inherent mobile nature of the endpoints, thus augmenting the network throughput.

Keywords: long range networks, low-power networks, wireless networks, network simulation, communication protocols
2010 MSC: 00-01, 99-00

Acknowledgement to ENEL and ANEEL

1. Introduction

The diversification of the energy matrix has been a key concern of governments worldwide in recent years, being the wind one of the most promising sources. For instance, in Brazil, the wind energy share in the country's total electricity mix has grown from 0.4 % in the year 2010 (2,176.6 GWh) to 8.8 % (57,051 GWh) in 2020 [1]. And this trend is expected to continue: projections are that the wind energy share will further expand to 12 % (approximately 83,000 GWh) by 2024 [2].

During the construction of a wind farm (power plant), composed of many tower-based turbines, workers are commonly exposed to harsh weather conditions for extended periods of time, which can lead to fatigue or other health complications. Despite all precautionary measures, accidents may also happen. Since wind farms can occupy large land areas, of up to tens of square kilometers, in case an emergency arises, it can take several minutes until an on-site first aid team is notified, given the lack of mobile network coverage or any other reliable and feasible communication means. This delay should be reduced, significantly, for it may be the difference between total recovery and long-term injury for the afflicted person, or even life and death in extreme cases. More than simply reacting to an emergency, a local communication network would allow, for instance, for the safety staff to undertake actions to avoid the occurrence of emergency situations.

Among the technological alternatives to address this challenge, a single mobile phone network antenna (3G up to 5G) could provide enough coverage, but the associated costs are prohibitive, as in the case of a dedicated satellite communication

*Corresponding author
Email addresses: igorsilvestre2005@gmail.com (Igor O. Silvestre), marcelo.lellis@ufsc.br (Marcelo L. C. de Oliveira), ygor.kupas@khomp.com (Ygor Kupas), henrique.daniel@khomp.com (Henrique D. Hamisch), gustavo.camozzato@datalife.global (Gustavo Camozzato)

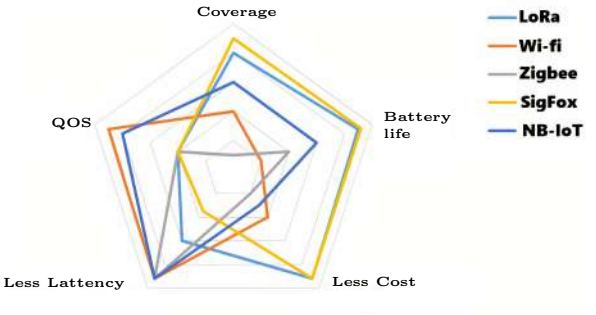


Figure 1: Comparison of IoT technologies. Vertices farther from the polygon center indicate better criterion values. Adapted from [3].

link. Internet-of-things (IoT) technologies were also considered, and were compared to each other using the polygonal chart in Fig. 1. WiFi routers have an open-field coverage of only a few hundred meters, thus it would be necessary hundreds of routers spread across the site. Zigbee is even poorer in the coverage aspect, thus it can be also discarded. Narrow band IoT (NB-IoT) achieves a lower latency and better quality-of-service (QoS), but loses to Long Range (LoRa) and SigFox in coverage, battery life of the endpoints, and even more in cost. Finally, between LoRa and SigFox, the former was chosen due to a higher accessibility of the hardware in the market.

An aerial view of the wind farm in which this project was developed is shown in Fig. 2. The power plant belongs to the Enel company and is located in the Northeastern Brazilian region, extending across 35 km^2, with an installed capacity of 353 MW distributed among 84 towers. In the image it can also be seen the location of the four LoRa gateways (yellow dots), meant to communicate with up to 1500 mobile endpoints, which are compact communication modules (badges) worn by the plant personnel.

The remainder of this paper is organized as follows. In Section 2, the LoRa technology is described, as well as details of the application protocol used in the Enel wind farm. In Section 3, are explained the main existing adaptive data rate (ADR) algorithms that were considered to improve the LoRa performance. In Section 4, is presented a novel, simple ADR algorithm based on the distance of each endpoint to the closest gateway. Simulation results of the existing and the proposed ADR algorithms are shown and discussed in Section 6.

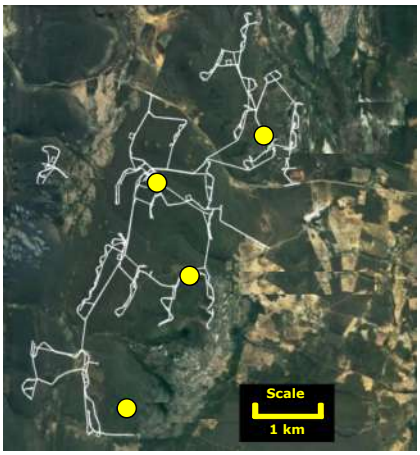


Figure 2: Aerial view of the Enel wind farm, with the distribution of the LoRa gateways.

Section 7 concludes the paper with final remarks and prospects of future works.

2. Long range networks

LoRa is a proprietary chirp spread spectrum (CSS) modulation technique that defines the physical layer in wireless networks [4]. It is commonly used in applications where a low-power node must transmit packages at data rates between 0.3 kbps and 5.5 kbps over long distances. Therefore, communication networks that employ the LoRa modulation are usually described as low-power wide-area networks (LPWANs) [5]. The maximum distance between a LoRa endpoint and gateway is determined mainly by landscape features: in rural areas this distance can be as high as 20 km, whereas in the urban environment it may drop to 5 km due to the presence of taller obstacles, such as buildings.

The LoRa endpoints and gateways are pieces of hardware composed of at least a radio module and a processing unit (e.g., microcontroller), but can also accommodate other components. In the specific case of this project, the endpoints are compact, wearable devices that comprise also a GNSS module, a battery and an inertial measurement unit (IMU). For being powered by batteries, power consumption is a concern for the LoRa endpoints. Conversely, the LoRa gateways are commonly connected to the electric grid since their operation requires more power.

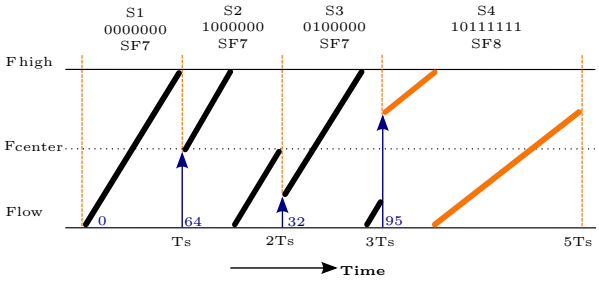


Figure 3: Symbols $S1$ to $S4$ represented through LoRa up-chirps with spreading factors (SF) 7 and 8.

2.1. Spreading factor and transmission power

The LoRa modulation utilizes chirp pulses to encode information. These pulses are basically a sine wave that either raises (up-chirp) or lowers (down-chirp) its frequency with time[1] in an interval delimited by F_{low} and F_{high}, as depicted in Fig. 3. Every chirp corresponds to a symbol characterized by a frequency value observed at the beginning and final instants of the chirp. In fact, the chirp duration is determined by the time lapse between these two instants. In Fig. 3, three distinct symbols are expressed through up-chirps in a LoRa frame with spreading factor (SF) 7, denoted by the black lines, followed by one symbol with SF8, in orange line. Note that the spreading factor determines the rate at which the sine wave frequency is varied. For instance, the higher the spreading factor, the less inclined will be the line segments. This means that the longer it will take for each packet to be transmitted (i.e. larger airtime), thus also requiring more energy for the packet transmission. In fact, every increment in the SF lowers the transmission rate by half. For this reason, LoRa packets transmitted with different spreading factors do not interfere with each other, i.e. they are said to be *orthogonal* to one another. The LoRa modulation has a total of six spreading factors, ranging from SF7 to SF12.

Another important parameter of a LoRa network is the transmission power (TP) of each node, which can typically be varied between 2 dbM and 14 dbM. The larger the TP, the higher are the chances of the packet reaching its destination, however at the expense of more energy from the transmitter, hence reducing its battery lifetime.

[1]Similarly to what birds do, hence the *chirp* spread spectrum (CSS) designation.

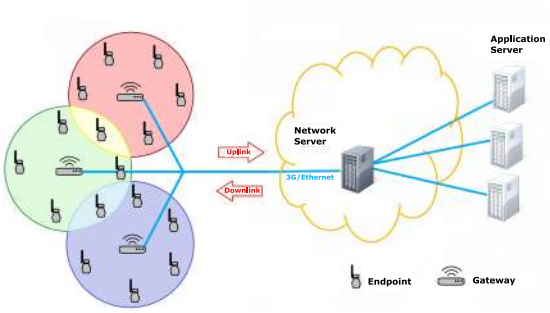


Figure 4: LoRaWAN star topology between endpoints and gateways. Adapted from [3].

2.2. Network topology and frames

For the upper network layers, the LoRaWAN protocol stands out as an open-source alternative put forward by the LoRa Alliance, a non-profit organization founded in 2015 by more than 500 partner companies with the aim of encouraging the development of LPWANs [6]. LoRaWANs usually implement a star topology between endpoints and gateways, as depicted in Fig. 4. The gateways forward the information, usually over a 3G/4G link or even Ethernet, to/from a network server (NS) in the cloud, which is responsible for relaying the data further on to/from an application server using the TCP/IP and SSL protocols. In this context, two flows of information can be distinguished from the node's perspective: (a) the *downlink* flow, with information transmitted from the network server to the endpoint; and (b) the *uplink* flow, in the opposite direction [7].

As mentioned before, the project at hand aims at establishing a communication between wearable LoRa endpoints and gateways spread in a wind farm construction site. The LoRaWAN uplink data packet (frame) can be seen in Fig. 5, comprising the following information: MAC address, timestamp, one bit for the packet type, GNSS information (latitude, longitude and altitude), battery level, one emergency bit, firmware and hardware versions and inertial measurement unit (IMU) data. The downlink packet, at the moment, is not yet defined.

3. Existing ADR algorithms

The performance of LoRa communication networks can be assessed in terms of the data extraction rate (DER). It is defined as the ratio between

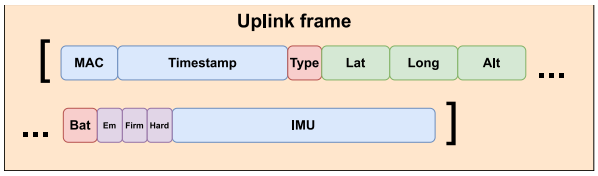


Figure 5: LoRaWAN uplink frame.

received and transmitted packets over a certain period of time [8]. The ideal DER is 1, which is usually the case in networks of small density (e.g., one gateway and 10 static endpoints nearby). On the other hand, the DER degrades (falls towards zero) if either the mobility [9] or the number of endpoints is increased [10].

Aiming to improve the DER or, at least, the energy efficiency (in order to save battery power), a LoRaWAN can be implemented with an ADR algorithm, that may run both at the endpoint and network server sides, in order to optimally adjust protocol parameters such as the TP and the SF [11]. In following, some ADR algorithms commonly found in the literature will be discussed.

3.1. Algorithms for static endpoints

The ADR-TTN algorithm, provided by the global collaborative Internet-of-Things association called *The Things Network*, is probably the most popular one, and basically works as follows [12, 13]. At the endpoint side, a counter monitors the device connectivity. For each new transmission, the counter is incremented, returning to zero whenever a downlink packet is received. If the counter reaches a threshold value (*ADR_ACK_LIMIT*), the following frames request a response from the network server. After a number of transmissions without response (*ADR_ACK_DELAY*), the counter is reset to *ADR_ACK_LIMIT* and the TP is increased if not already at the maximum value, else the SF is increased. The idea is first to try to cope with path losses by augmenting the TP; if that does not work, then packet collisions may be occurring, for which the change in SF may be helpful. This process is repeated until either a response is received or the node reaches the maximum SF. The values of *ADR_ACK_LIMIT* and *ADR_ACK_DELAY* are configurable and equal to 64 and 32, respectively, by default.

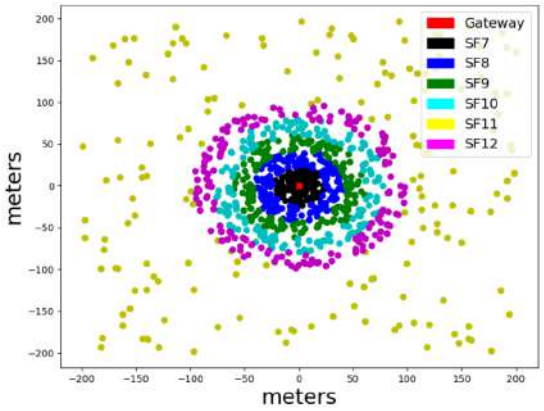
The ADR-TTN also offers a counterpart on the network server (NS) side, which evaluates the quality of the link between each endpoint and gateway, by means of signal-to-noise ratio (SNR) measurements performed at each gateway. The algorithm evaluates the number of adjustment steps (N_{steps}) in TP (both directions in steps of ± 3 dBm) or SF (decrease only in steps of 1) required to reach a stable communication (sufficient SNR) by taking into account the tabulated required SNR for each SF to correctly demodulate the signal (SNR_{SF}). An error margin (margin_{db}) is used to compensate for channel condition estimate, which is usually 10 dB, and the measured maximum SNR value (SNR_{max}), from the last N LoRa transmissions, in the following way:

$$N_{\text{steps}} = \lfloor \frac{\text{SNR}_{\text{max}} - \text{SNR}_{\text{SF}} - \text{margin}_{\text{db}}}{3} \rfloor . \quad (1)$$

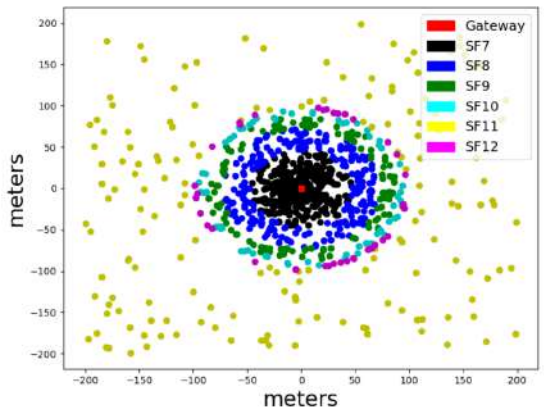
For example, the network server is receiving packets from an endpoint at SF10 (with a tabulated minimum SNR_{SF} of -20 dB) and the maximum measured SNR from the last 20 packets is -7 dB. Therefore, if the margin_{db} is considered as 10 dB, the $\text{N}_s teps$ can be calculated as $\text{N}_{steps} = 1$. The N_{steps} variable can be either a positive number or a negative one, where positive signifies that the measured SNR is higher than required and that either SF and TP can be diminished to save energy consumption. However, if the N_{steps} value is negative then it signalizes that the measured SNR is subpar and that TP can be increased to increase the SNR.

The SF parameter at the NS side may only be decreased in order to prevent misuse of higher SF values (possibly chosen by the endpoint side algorithm), which would result in lower bitrates. This means that if the NS detects a poor connection with an endpoint, it will only demand for the TP to be modified (increased, in this case). In this way, the endpoints are forced to explore all TP values while using SF7, and may only use the maximum TP with higher SF values. That makes sense because, from a connectivity viewpoint, using a lower TP with a higher SF is less energy efficient than using a lower SF with a higher TP [14].

The ADR+ algorithm is similar to the TTN one, except for the channel estimation method. While the TTN algorithm considers SNR_{max} as the maximum SNR value recorded from the N most recent transmissions, in the ADR+ algorithm it is computed as the mean value among these N transmissions [15]. The ADR+ outperforms the TTN algorithm in terms of energy efficiency and DER in most situations, since it is more conservative in resource



(a) Explora-SF



(b) Explora-AT

Figure 6: Explora ADR algorithms SF allocations [17].

allocation.

With the primary purpose of improving the network throughput in terms of DER, in [16] two algorithms are proposed: the EXPLoRa-SF and EXPLoRa-AT. The first one basically uses a heuristic in an attempt to equally allocate all the spreading factors to the endpoints in the gateway range. The idea is simple: the group of endpoints closer to the gateway (based on received signal strength indication values) are assigned lower SF values, whereas farther endpoints receive higher ones. On the other hand, ExpLoRa-AT tends to equalize the total ToA between spreading factors, leading to a lower number of endpoints operating at higher SF values. The resulting SF allocation of both of these algorithms can be seen in Fig. 6.

3.2. Algorithms for mobile endpoints

Besides the aforementioned ADR algorithms, which were designed for static endpoints, others have been devised for more general scenarios, with endpoint mobility. For instance, two algorithms are discussed in [18]: the G-ADR and the EMA-ADR. In the first one, a Gaussian filter is employed to smooth the SNR values received at the network server and therefore reduce the convergence period of the ADR algorithm. Conversely, the EMA-ADR employs an exponential moving average filter at the network server to reduce the "spikes" on the SNR values.

Also, in [19] the E-ADR algorithm is presented, using a hidden Markov model (HMM) to predict the next position of a mobile endpoint in networks with unknown endpoint movement patterns. The E-ADR proposes that each node should specify its mobility pattern when joining the network server.Then, the network server makes use of a trilateration method to estimate the endpoint position and the n next positions based on a linear regression algorithm. With the position estimated, the network server calculates the distance separating the endpoint and gateways to choose a new configuration of SF, bandwidth (BW), code rate (CR) and other parameters.

Two distinct approaches can be seen in the aforementioned works. The G-ADR and EMA-ADR algorithms try to improve the SNR already used in static ADR algorithms as ADR-TTN and ADR+. Moreover, the E-ADR algorithm estimates the endpoint position to therefore allocate transmission parameters (SF, TP, BW, CR, etc.).

4. Proposed algorithm: distance-ADR

As it will be seen later in Section 6, the DER values for all preexisting ADR algorithms considered in this study drop significantly in the case of mobile endpoints when compared to the situation of static endpoints. To cope with this problem, a novel, simple algorithm, named *Distance-ADR* (or simply D-ADR) will be introduced in this Section.

As already mentioned, in the case of the wind farm considered in this paper, the LoRa endpoints are equipped with a GNSS receiver that provides localization data, which is sent out within every packet transmitted to the network server. Based on this localization information, an algorithm was designed to run on the endpoint side, according to

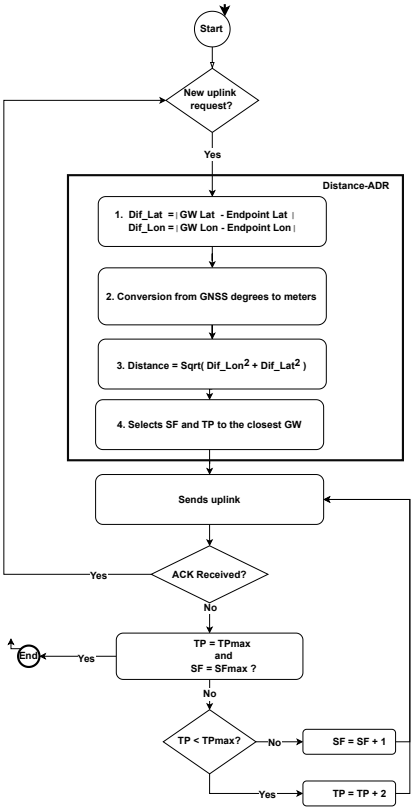


Figure 7: Flowchart of the distance-ADR algorithm on the endpoint side.

the flowchart in Fig. 7. The functioning is simple: with every new request of an uplink packet, the algorithm computes the difference in latitude and longitude between the endpoint and each gateway in the network, then converts these values to meters, and calculates the distances using Pythagora's theorem. Finally, the SF and TP values are chosen based on the distance to the closest gateway in step 4, according to the functions in Fig. 8. These functions were empirically modeled, considering a rural scenario (with shorter obstacles), with the intent to completely explore all spreading factors as well as transmissions power levels. However, if the scenario is changed, for example, an urban area with buildings and other obstacles, the empirical model would need to be changed. In this example the floor level of transmission power could be raised for a higher value considering that packets transmitted with lower transmission power in urban areas have difficulties reaching the gateway.

It can also be seen in Fig. 7 that if the endpoint

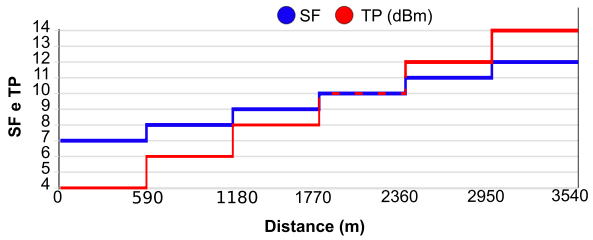


Figure 8: SF and TP functions in D-ADR algorithm.

doesn't receive an ACK after the uplink transmission, a "backup" system takes place (in the lower half of the flowchart) where both SF and TP are increased gradually in an attempt to reach the gateway and deliver the LoRa packet correctly.

5. FLoRa simulator

To evaluate the performance of a LoRa network with a large number of endpoints, without having to cope with the costs and burden of actually deploying it (hardware), a simulator is useful. After a search for alternatives, it was chosen the open-source and cost-free FLoRa simulator [20]. It uses the widely known discrete event simulator OMNeT++ as well as the INET framework for wireless models. FLoRa allows for the configuration of LoRa network parameters such as the amount of endpoints and gateways, the time between successive uplinks, the path loss model, the ADR algorithm, and the code rate. By default, the simulator considers that all endpoints are static, which is a reasonable assumption for most LoRa applications. However, in scenarios such as the one that motivated this paper, the endpoints are mobile, requiring the introduction in the software of a piece of code that determines their motion. The endpoints mobility based on the INET framework is linear, where three variables are attributed to each endpoint: speed, angle and acceleration. The speed is set up to 1 m/s representing a walking speed, the angle is randomized, and the acceleration is set to 0 m/s^2. Also, a constraint delimiting the operating area of the endpoints is set such that, when the endpoints reach the 'border", they invert their direction of motion, thus remaining within the operating area of 35 km^2. For example, if an endpoint is moving with an angle of 45°and hits the upper border, the angle will then become -45°(or 315°)

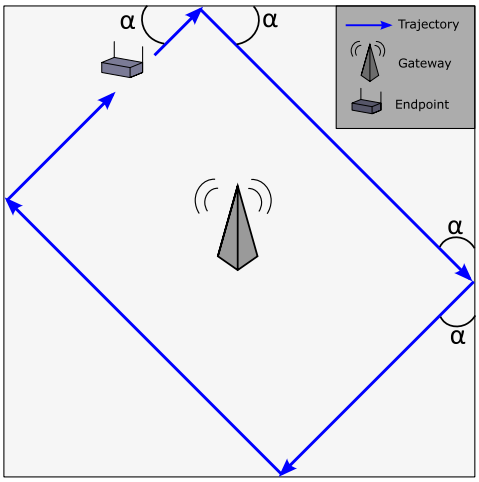


Figure 9: Endpoint's mobility behaviour in border scenario.

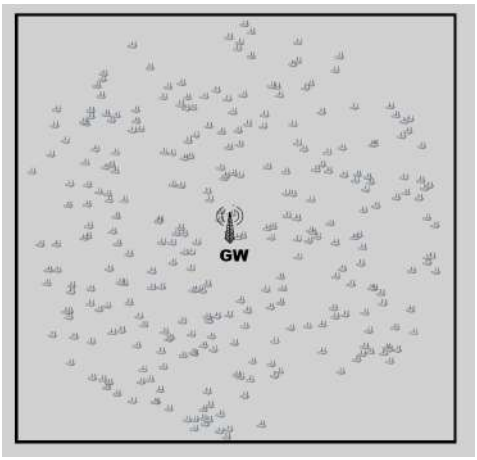


Figure 10: FLoRa single gateway scenario with 300 endpoints inside a 35 km^2 area.

and the endpoint will remain inside the predetermined park limits. This behaviour is represented in the Fig. 9.

The Okumura-Hata model was used as path-loss model due to its capability to model an environment with less obstacles, which is the case of the wind farm and rural areas. This model can be expressed as:

$$L = A + B \log(d) - C\,, \tag{2}$$

where d is the distance between a LoRa endpoint and a gateway, while A, B, and C are functions of the carrier frequency f_c and the height h_b of the gateway with respect to the hypothetical plane where the endpoints move ("base station" height):

$$A = 69.55 + 26.16\log(f_c) - 13.82\log(h_b) \tag{3a}$$
$$B = 44.9 - 6.55\log(h_b) \tag{3b}$$
$$C = 40.94 + 4.78[\log(f_c)]^2 - 18.33\log(f_c)\,. \tag{3c}$$

6. Simulation results

The simulation results to be presented are divided in two scenarios. First, a general, single gateway scenario will be investigated. The conclusions will then be verified in the specific wind farm network setup. According to [18], the Gaussian ADR algorithm is implemented only the network server. Therefore, the G-ADR algorithm results will be compared to other algorithms, namely ADR-TTN and ADR+, whilst these have both sides (endpoint and network server) versions of ADR algorithms operating.

6.1. Single gateway

Let us consider a LoRa network characterized by a single gateway surrounded by 300 endpoints covering an area of 35 km^2 and transmitting uplink packets every 60 seconds with an initial transmission power of 14 dBm, as depicted in Fig. 10. Among the different ADR strategies to be compared is the one where no algorithm is actually deployed. In this case, the spreading factor is randomly allocated to the endpoints at the start of the simulation. The performance of all strategies are compared based on the DER of the whole network, which should be maximized.

In Fig. 11 it can be seen how the DER evolves with time for the different ADR algorithms, in the case of static endpoints. Besides the fact that the G-ADR performs better, it is interesting to observe that both the ADR-TTN and ADR+ algorithms perform worse than in the no ADR case. This is mainly due to the aggressive SF and TP allocation methods utilized by these algorithms, which can be seen in Fig. 12, causing too many endpoints to be allocated to the same SF, contributing to excessive packet collisions.

When considering mobile endpoints, the DER results are the ones in Fig. 13. It can be seen that it continues to be worse deploying the TTN algorithm than using no ADR strategy at all. The reason for this is that the ADR-TTN is too conservative, by taking the maximum value of the SNR during the

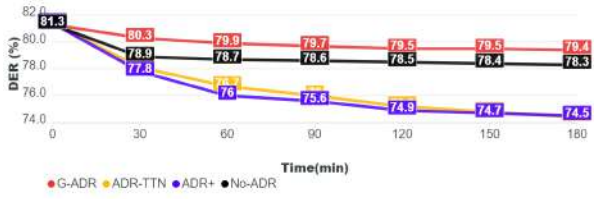


Figure 11: DER results for the case of a single gateway communicating with 300 static endpoints.

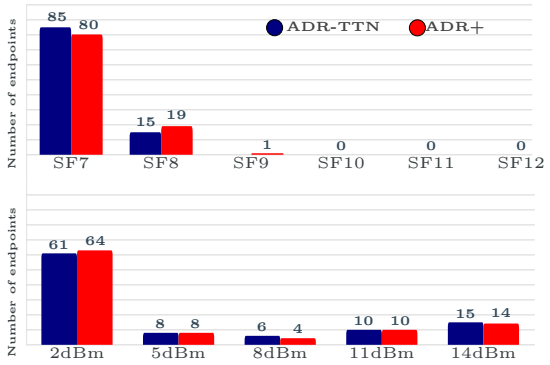


Figure 12: ADR-TTN and ADR+ SF and TP allocation results for the single gateway scenario with static endpoints.

channel estimation. Also, the ADR-TTN algorithm is designed for static endpoints and it attempts to prolong the endpoint's battery life, by using low TP values, whilst the "No-ADR" approach consists of randomly selected SF, with the TP always set to 14 dBm, increasing the received signal strength indication (RSSI) at the gateways. The G-ADR algorithm is now the second best option, although performing worse than it did in the static endpoints scenario. Note that the D-ADR, proposed in this paper, is the one that performs better, yielding a DER of 72.4% at the end of the simulation.

Figure 13: DER for a single gateway communicating with 300 mobile endpoints.

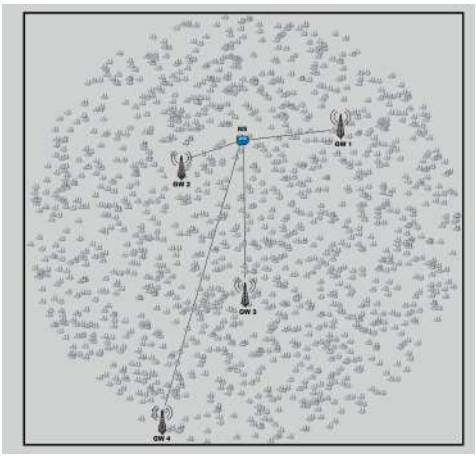


Figure 14: FLoRa Enel wind farm scenario.

6.2. Wind farm scenario

With the better performance of the D-ADR algorithm in the single gateway scenario, it is now desirable to check whether it holds in a scenario more closely related to the ENEL wind farm. To this end, The FLoRa simulator was reconfigured to 4 gateways, positioned with respect to each other exactly as in Fig. 2, communicating with 1500 endpoints inside an area of 35 km^2, yielding the setup shown in Fig. 14. The initial transmission power remained at 14 dBm, with messages being exchanged between the network server and each endpoint every 60 seconds, initially at SF7.

In Fig. 15, it can be seen the simulation results with the aforementioned ADR algorithms, now applied to the wind farm scenario. Note that the D-ADR algorithm remains as the more efficient one, reaching a DER of 61% at the end of the simulation, 1.4% ahead of the G-ADR, which comes in second place. These results are lower than their corresponding ones in the case of a single gateway (see Fig. 13), due to a higher endpoint density: while the number of gateways was multiplied by four, the number of endpoints is now five-fold.

7. Conclusion

The challenging task of managing personnel logistics and ensuring safety in vast, remote and potentially hazardous areas such as wind farms can be properly addressed with the adoption of tracking technologies, such as the wearable LoRa devices developed in the project. The distance adaptive

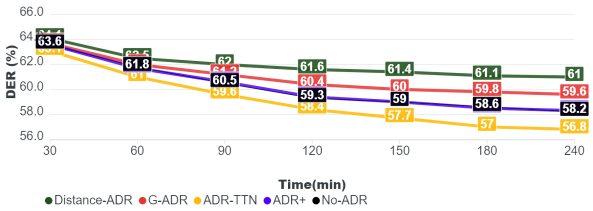


Figure 15: DER results for the wind farm scenario - 4 gateways and 1500 mobile endpoints.

data rate (D-ADR) algorithm, proposed and validated with simulations in this article, proved to be the best option in comparison to the available ADR algorithms to optimize the spreading factor and transmission power of the LoRA endpoints, in order to maximize the DER. The D-ADR contributes significantly, in this way, to the improvement of tracking field logistics and work safety, through wearable LoRa devices. However, improvements can be made on the algorithm, namely the use of criteria to improve resource allocation. For instance, in the current version of the D-ADR algorithm, if every endpoint is in close proximity to each other, they tend to operate with the same parameters, thereby leading to collisions and therefore packet loss.

References

[1] Balanço energético nacional 2021 (2021).
URL https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021

[2] Plano decenal de expansão de energia 2024 (2019).
URL https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2024

[3] S. Sendra, L. García, J. Lloret, I. Bosch, R. Vega-Rodríguez, Lorawan network for fire monitoring in rural environments, Electronics 9 (2020) 531. doi:10.3390/electronics9030531.

[4] Semtech: AN1200.22 - LoRa Modulation Basics (2015).

[5] E. Bohn, Lora documentation (2020).
URL https://lora.readthedocs.io/en/latest/

[6] LoRaWAN® Specification v1.1 (2020).

[7] I. Microchip Technology, Lorawan™ architecture (2021).
URL https://microchipdeveloper.com/lora:lorawan-architecture

[8] M. C. Bor, U. Roedig, T. Voigt, J. M. Alonso, Do lora low-power wide-area networks scale?, Proceedings of the 19th ACM International Conference on Modeling, Analysis and Simulation of Wireless and Mobile Systems (11 2016). doi:10.1145/2988287.2989163.

[9] D. F. Fonseca, R. C. de Lamare, E. L. Madruga, Performance evaluation of lorawan and rs-lora in mobile scenarios.

[10] M. C. Bor, U. Roedig, T. Voigt, J. M. Alonso, Do lora low-power wide-area networks scale?, in: Proceedings of the 19th ACM International Conference on Modeling, Analysis and Simulation of Wireless and Mobile Systems, 2016, pp. 59–67.

[11] R. Kufakunesu, G. P. Hancke, A. M. Abu-Mahfouz, A survey on adaptive data rate optimization in lorawan: Recent solutions and major challenges, Sensors 20 (18) (2020). doi:10.3390/s20185044.

[12] Lorawan - simple rate adaptation recommended algorithm (2016).

[13] S. Li, U. Raza, A. Khan, How agile is the adaptive data rate mechanism of lorawan?, 2018 IEEE Global Communications Conference (GLOBECOM) (12 2018). doi:10.1109/glocom.2018.8647469.
URL https://ieeexplore.ieee.org/document/8647469

[14] G. G. M. de Jesus, R. D. Souza, C. Montez, A. Hoeller, Lorawan adaptive data rate with flexible link margin, IEEE Internet of Things Journal 8 (7) (2021) 6053–6061. doi:10.1109/JIOT.2020.3033797.

[15] M. Slabicki, G. Premsankar, M. Di Francesco, Adaptive configuration of lora networks for dense iot deployments, in: NOMS 2018 - 2018 IEEE/IFIP Network Operations and Management Symposium, 2018, pp. 1–9. doi:10.1109/NOMS.2018.8406255.

[16] F. Cuomo, M. Campo, A. Caponi, G. Bianchi, G. Rossini, P. Pisani, Explora: Extending the performance of lora by suitable spreading factor allocations, in: 2017 IEEE 13th International Conference on Wireless and Mobile Computing, Networking and Communications (WiMob), 2017, pp. 1–8. doi:10.1109/WiMOB.2017.8115779.

[17] F. Cuomo, M. Campo, A. Caponi, G. Bianchi, G. Rossini, P. Pisani, Explora: Extending the performance of lora by suitable spreading factor allocations, in: 2017 IEEE 13th International Conference on Wireless and Mobile Computing, Networking and Communications (WiMob), 2017, pp. 1–8. doi:10.1109/WiMOB.2017.8115779.

[18] A. Farhad, D.-H. Kim, S. Subedi, J.-Y. Pyun, Enhanced lorawan adaptive data rate for mobile internet of things devices, Sensors 20 (2020) 6466. doi:10.3390/s20226466.

[19] N. BENKAHLA, H. Tounsi, M. Frikha, Y.-Q. Song, VHMM-based E-ADR for LoRaWAN networks with unknown mobility patterns, in: IWCMC 2021 - 17th Int. Wireless Communications & Mobile Computing Conference, Herbin, China, 2021.
URL https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03283215

[20] M. Slabicki, G. Premsankar, Flora documentation (2018).
URL https://flora.aalto.fi/

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA GEORREFERENCIADA DO POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE COM EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL

JOÃO HENRIQUE PAULINO DE AZEVEDO (1); FLORIAN PRADELLE (1); SERGIO LEAL BRAGA (1)
PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO (1)

RESUMO

O hidrogênio oferece uma ótima oportunidade para descarbonizar os suprimentos de energia atuais. A crescente necessidade de atingir as metas climáticas, cria um papel importante para este elemento. Quase 96% da atual produção mundial de hidrogênio vem de fontes baseadas em combustíveis fósseis, contribuindo para as emissões globais de gases de efeito estufa. A produção de hidrogênio usando eletricidade eólica offshore pode oferecer um caminho de produção de baixo carbono e um modelo de negócios emergente. Com alto potencial de geração em energias renováveis, o Brasil tem consequentemente grande capacidade de produção de hidrogênio verde. Este artigo busca modelar a produção de hidrogênio através de energia eólica offshore e todos seus parâmetros econômicos. Uma análise georreferenciada do potencial de produção teórico e técnico é realizada. Indicadores econômicos como LCOE e LCOH são mapeados na costa brasileira.

Palavras-chave: Eólica offshore; hidrogênio verde; potencial de produção; análise econômica

ABSTRACT

Hydrogen offers a great opportunity to decarbonise current energy supplies. The growing need to achieve climate goals creates an important role for this element. Almost 96% of the current world production of hydrogen comes from sources based on fossil fuels, contributing to global greenhouse gas emissions. Hydrogen production using offshore wind electricity could offer a low-carbon production path and an emerging business model. With a high potential for generating renewable energies, Brazil consequently has a large production capacity for green hydrogen. This article

seeks to model the production of hydrogen through offshore wind energy and all its economic parameters. An gereferenced analysis of the theoretical and technical production potential is carried out. Economic indicators such as LCOE and LCOH are mapped along the Brazilian coast.

Keywords: Offshore wind; green hydrogen; production potential; economic analysis

1. INTRODUÇÃO

O hidrogênio oferece uma ótima oportunidade para descarbonizar os suprimentos de energia atuais. Acordos mundiais impulsionaram os países a adotarem tecnologias de baixo carbono: o protocolo de Kyoto assinado em 1997 e aplicado em 2005 ao impor a todos os membros a reduzirem suas emissões de gases de efeito estufa; e o acordo COP21 em Paris de 2015, que definiu responsabilidades nas emissões para todos os países do globo. Por enquanto, quase 96% da atual produção mundial de hidrogênio vem de fontes baseadas em combustíveis fósseis, contribuindo para as emissões globais de gases de efeito estufa (Scolaro & Kittner, 2022). A produção de hidrogênio usando eletricidade eólica offshore pode oferecer um caminho de produção de baixo carbono e um modelo de negócios emergente.

Em 2021, foi determinado através da Resolução CNPE nº6 de 20 de abril de 2021, a apresentação de estudo para proposição das diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio ou PNH2 (CNPE,2021). O documento apresentado, divide as diretrizes em seis principais eixos: Fortalecimento das bases tecnológicas, capacitação e recursos humanos, planejamento energético, arcabouço legal-regulatório, crescimento do mercado e competitividade e cooperação internacional.

Além da demanda nacional, há um crescente interesse de países, principalmente da Europa em investir na produção de hidrogênio verde no Brasil para exportação. Em 2022, este interesse é ainda mais evidente com a guerra da Russia na Ucrânia e forte dependência de gás natural da Europa para aquecimento e geração de energia. Noruega e Alemanha por exemplo anunciaram colaboração para início de projeto de um grande gasoduto para importação de hidrogênio (Rercharge, 2022).

Este mercado cria uma grande oportunidade para a transição da indústria de O&G, que vem naturalmente declinando nos últimos anos. São várias as semelhanças

das atividades operacionais e fabris da indústria de exploração offshore de O&G no Brasil, com a produção de hidrogênio a partir de eólica offshore. Atividades oceânicas, operação de transporte e armazenamento de gás, operação de refinarias e exploração e extração de hidrogênio são algumas atividades com grande similaridade (Hunt et al., 2022). Caso este setor não acompanhe a eminente transição energética, poderá não aproveitar a grande infraestrutura que detém atualmente.

Quando produzido através eletrólise da água com utilização de energia renovável, o combustível produzido é teoricamente zero de carbono e, neste caso, o hidrogênio é frequentemente referido como “hidrogênio verde” (DAWOOD, ANDA, et al., 2020). Outra via de descarbonização é a transformação do gás natural por reforma a vapor do metano (SMR – *Steam Methane Reforming*) juntamente com tecnologias de captura e sequestro de carbono (CCS – *Carbon Capture and Storage*). O hidrogênio produzido desta forma é geralmente referido como “hidrogênio azul” (DAWOOD, ANDA, et al., 2020).

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na literatura, há inúmeros trabalhos de mapeamento do potencial eólico offshore. De acordo com a terminologia da NREL (National Renewable Energy Laboratories), o potencial eólico offshore pode ser classificado em diversas fases seguidas de restrições, iniciando com um potencial bruto e seguindo para um potencial técnico. A Figura 1 resume os níveis de potencial.

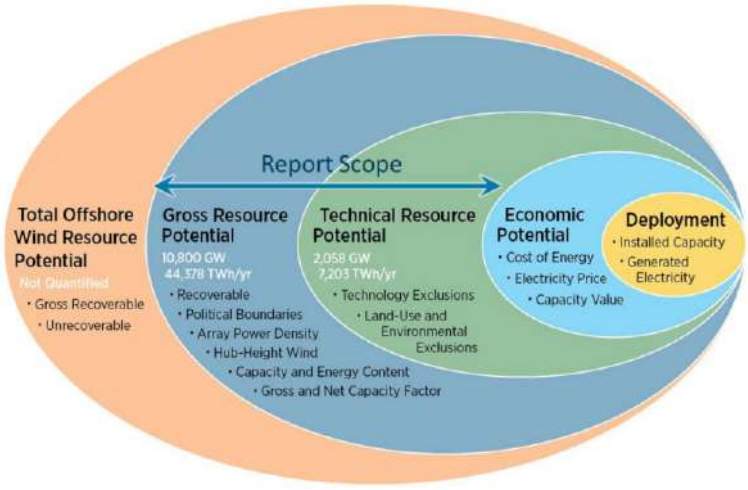


Figura 1 – Terminologia da NREL para níveis de potencial eólico offshore.
Fonte: Retirado de Musial et al. (2016), adaptado de Beiter & Musial (2016).

No Brasil, foram encontrados dois trabalhos com esse propósito. No trabalho de Vinhoza & Schaeffer (2021) foi realizado um estudo de análise espacial multicritério para análise do potencial teórico e técnico de eólica offshore na costa brasileira. Para o potencial técnico foram consideradas restrições técnicas, sociais e ambientais e econômicas. Ao final, uma metodologia *Analytical Hierarchy Process* (AHP) é aplicada à análise espacial multicritério para escolha das áreas preferenciais para instalação de parques eólicos offfshore no Brasil. Este trabalho é um resultado da dissertação de mestrado de Vinhoza defendida em 2019 (Vinhoza, 2019)

Em 2020, a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) publicou a Nota Técnica NT-EPE-PR-001/2020-r2 que consiste no "Roadmap de Eólica Offshore – Brasil", estudo que teve como um dos objetivos a melhor compreensão dos aspectos relativos à fonte eólica offshore. No trabalho é realizado o mapeamento do potencial eólico offshore, explorando três bases distintas de recursos eólicos: wind atlas, CEPEL e ERA5. Além disso, também são aplicadas restrições para uma análise do potencial técnico nas diferentes regiões do Brasil.

Com o intuito de apresentar as experiências internacionais, buscou-se na literatura trabalhos que procuraram representar o potencial de hidrogênio através de mapas georreferenciados. O Quadro 1 apresenta o resumo dos trabalhos encontrados, com as respectivas tecnologias de produção de hidrogênio abordadas e fonte de energia utilizada para geração dos mapas, além dos tipos de mapas resultantes apresentados.

Referência	Ano	País/Região	Tecnologias de produção	Fonte de energia	Resultados
Herwartz et al.	2021	Berlin, Alemanha	Eletrólise (PEM)	Eólica	Custo de produção
Conelly et al.	2020	EUA	Eletrólise e gaseificaçao de carvão e biomassa e SMR com e sem CCS	Nuclear, eólico, solar, biomassa, hidráulica e geotérmica	Potencial de produção e locais potenciais
Messoaoudi et al.	2020	Argélia	Eletrólise (PEM)	Solar	Potencial de produção e locais potenciais
Nielsen & Skov	2019	Dinamarca	Eletrólise (AWE e SOEC)	Rede elétrica	Locais potenciais para plantas P2G
Nematollahi et al.	2019	Irã	Eletrólise	Solar e eólica	Potencial de produção
Feitz et al.	2019	Austrália	Eletrólise e gaseificaçao de carvão OU SMR com CCS	Solar, eólica e hidráulica	Potencial de produção e locais potenciais
Touili et al.	2018	Marrocos	Eletrólise (PEM)	Solar	Potencial de produção

Ashrafi et al.	2018	Irã	Eletrólise (AWE)	Eólica	Potencial de produção com diferentes turbinas
Rahmouni et al.	2016	Argélia	Eletrólise (PEM)	Solar e eólica	Potencial de produção e prospecção de demanda
Esteves et al.	2015	Ceará, Brasil	Eletrólise	Solar e eólica	Potencial de produção de hidrogênio e amônia
Sigal et al.	2014	Argentina	Eletrólise	Solar, eólica e biomassa	Potencial de produção
Dagdougui	2011	Liguria, Itália	Eletrólise (PEM)	Solar e eólica	Potencial de produção e armazenamento

Quadro 1 - Trabalhos encontrados na literatura que geram mapas georreferenciados do potencial de produção de hidrogênio.
Fonte: Elaboração própria através de referências indicadas no quadro.

Há diversos modelos explorados para produção de hidrogênio através da eletrólise com energia eólica offshore na literatura. O Quadro 2 busca resumir os modelos mais recentes encontrados na literatura com seus respectivos conceitos e referenciamento. Neste trabalho, o modelo offshore off-grid será explorado para análise econômica georreferenciada.

Referência	Ano	País	Modelo explorado	Conceito
Jang et al.	2022	Korea	Produção distribuída de hidrogênio	Um sistema de eletrólise é instalado para cada turbina eólica, e o hidrogênio é produzido usando eletricidade gerada diretamente em estruturas flutuantes. O hidrogênio produzido em cada turbina é coletado no fundo do mar por meio de risers e manifolds e transportado para terra por meio de um gasoduto.
			Produção centralizada de hidrogênio	Uma plataforma offshore é instalada para um sistema de eletrólise em grande escala próximo à usina eólica, coletando a energia gerada para produzir hidrogênio e transportando-a para terra através de um gasoduto.
			Produção de hidrogênio em terra	Uma subestação offshore é instalada perto da usina eólica e a tensão é aumentada o suficiente para fornecer correntes para terra e transmiti-las através de cabos de alta tensão.
Luo et al.	2022	China	Produção de hidrogênio em terra	Parque eólico offshore gera energia através de cabo e hidrogênio é produzido em terra.
			Produção parcial de hidrogênio offshore	Parque eólico offshore gera energia e é integrado através de cabo submarino na rede elétrica em terra. Parte da energia também pode ser utilizada para produção de hidrogênio com unidade que fica offshore junto ao parque eólico.
			Produção direta de hidrogênio off-grid	Parque eólico e produção de hidrogênio são construídos de forma offshore e sem ligação com a rede em terra.
Hunt & Nascimento	2021	Brasil	Hydrogen Electrolysis Ship	O autor propõe um conceito de um barco contendo dessanilizador de água, eltrolisador e planta para liquefação do hidrogênio. O hidrogênio pode ser produzido ou transportado para outros locais de acordo com disponibilidade de energia renovável, demanda e preço da eletricidade, de forma a otimizar sua utiliação.

Scolaro & Kittner	2021	Alemanha	Parque eólico offshore híbrido com "power-to-hydrogen"	Os principais componentes são o parque eólico offshore, um eletrolisador, um sistema de armazenamento de hidrogênio e uma célula de combustível. O eletrolisador usa a eletricidade do parque eólico para gerar hidrogênio e oxigênio; o hidrogênio pode então ser armazenado em um sistema de armazenamento ou usado para atender a aplicações industriais ou de transporte. Alternativamente, o hidrogênio armazenado pode ser usado em uma célula de combustível, que o reconverte em eletricidade. O sistema considerado não inclui o transporte de hidrogênio para os usuários.
Settino et al.	2021	Malta	Planta de produção offshore "wind-to-hydrogen" com armazenamento FLASC	O trabalho propõe uma planta eólica offshore acoplato a uma Unidade Flutuante de Produção de Hidrogênio (FHPU) acoplado a um sistema pneumático inovador para armazenamento de de energia denominado FLASC.
Dinh et al.	2021	Irlanda	Parque eólico offshore dedicado com armazenamento subterrâneo de hidrogênio	O autor propõe uma planta eólica offshore dedicada, acoplata a uma plataforma composta por eletrolisador, purificador de água e componentes elétricos. O hidrogênio produzido é armazenado de forma subterrânea e é periodicamente transportado por navios tanque.
Groenemans et al.	2022	EUA	Turbinas eólicas offshore com eletrolisador dedicado decentralisado	O trabalho explora um modelo de parque eólico offshore onde cada turbina trabalha com seu próprio eletrolisador de forma decentralizada. O hidrogênio produzido é então transportado via dutos para a ser armazenado por compressão em terra para abastecimento de caminhões tanques.

Quadro 2 - Trabalhos encontrados na literatura que geram mapas georreferenciados ligados a hidrogênio.
Fonte: Elaboração própria através de referências indicadas no quadro.

3. CONSTRUÇÃO DO MODELO

Este capítulo busca descrever a metodologia e variáveis utilizadas no modelo para elaboração dos mapas potencial teórico e técnico e análise econômica georreferenciada.

Recurso eólico offshore

Em 2017, foi lançado o Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL, 2017), São disponibilizados mapas da velocidade média anual de vento para as alturas de 30, 50, 80, 100, 120, 150 e 200 metros, onshore e offshore. Porém, as informações offshore só vão até 70 km da costa e o potencial, em termos de capacidade instalável, não foi calculado.

Segundo a Lei Federal nº 8.617 (BRASIL, 1993), o Brasil tem direito de exploração dos recursos eólicos offshore referente a ZEE (Zona Econômica Exclusiva), que se refere a faixa de até 200 milhas náuticas contadas a partir das linhas de base, na costa brasileira, que servem para medir a largura do mar territorial.

De acordo (Musial et al., 2021), atualmente há projetos de eólica offshore aprovados para construção beirando os 200 km da costa.

Dessa forma, o primeiro passo foi encontrar uma base de dados confiável que fosse possível calcular a performance de uma turbina eólica offshore e que fornecesse dados com um maior distanciamento da costa continental brasileira. Econtrou-se a base de dados do Global Wind Atlas. A versão atual do Global Wind Atlas (GWA 3.1) é um produto de uma parceria entre o Departamento de Energia Eólica da Universidade Técnica da Dinamarca (DTU Wind Energy) e o Grupo Banco Mundial, composto pelo Banco Mundial e a Corporação Financeira Internacional (IFC).

Os conjuntos de dados do Global Wind Atlas versão 3.1 contêm informações de vento em microescala com espaçamento entre pontos de grade de aproximadamente 250m. Os dados são criados pela primeira redução dinâmica dos dados de reanálise ERA5 de 2008-2017 para uma resolução de 3 km usando o modelo de mesoescala WRF (Wheather Research and Forecasting Model). Os resultados do WRF são então generalizados usando a metodologia de generalização da DTU e, em seguida, reduzidos usando o modelo WAsP para a resolução final de 250m.

O GWA disponibiliza mapas georreferenciados da velocidade do vento, densidade do ar, fato K e A da distribuição Weibull para altitudes de 10, 50, 100 ,150 e 200m, dentre outros para até 200 km da costa brasileira. Além disso, também foram produzidos mapas do fator de capacidade de acordo com a classe de turbina eólica. Essa classificação é realizada através da norma técnica IEC 61400-1 (IEC, 2014). A Quadro 3 revela os parâmetros básicos para classificação das turbinas.

Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Values
A	I_{ref} (-)	0,16			specified
B	I_{ref} (-)	0,14			by the
C	I_{ref} (-)	0,12			designer

Quadro 3 - Parâmetros básicos para classes de turbinas eólicas.
Fonte: IEC,2014

Os mapas de fator de capacidade foram calculados para 3 turbinas eólicas distintas, com 100m de altura e diâmetros de rotor de 112, 126 e 136m, que se enquadram em três classes IEC (IEC1, IEC2 e IEC3), respectivamente. A Figura 2 revela o mapa do fator de capacidade para classe IEC I do GWA 3.1 em conjunto com a linha de 200 milhas náuticas da ZEE brasileira.

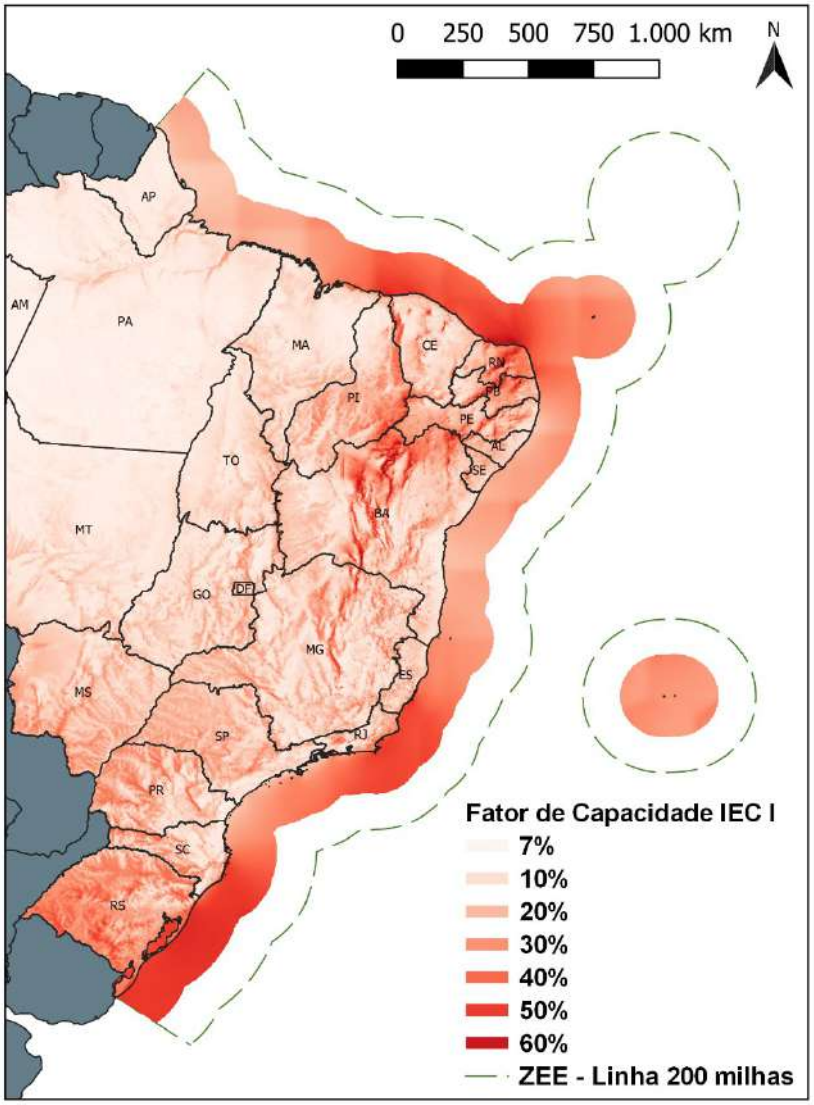


Figura 2 – Mapa do fator de capacidade eólico para classe IEC I desenvolvido pela GWA 3.1 linha de 200 milhas náuticas da ZEE brasileira.

Geração de energia por eólica offshore

O fatore de capacidade pode ser usado para calcular uma estimativa preliminar do rendimento energético de uma turbina eólica. Isso pode ser feito multiplicando a potência nominal da turbina eólica pelo fator de capacidade e o número de horas no ano (DTU, 2019).

Para calcular a área necessária para instalação das turbinas em um parque eólico, é preciso levar em consideração que as turbinas precisam estar espaçadas para diminuir os efeitos de esteira do vento. A Figura 3 representa as distâncias mínimas para instalar turbinas eólicas.

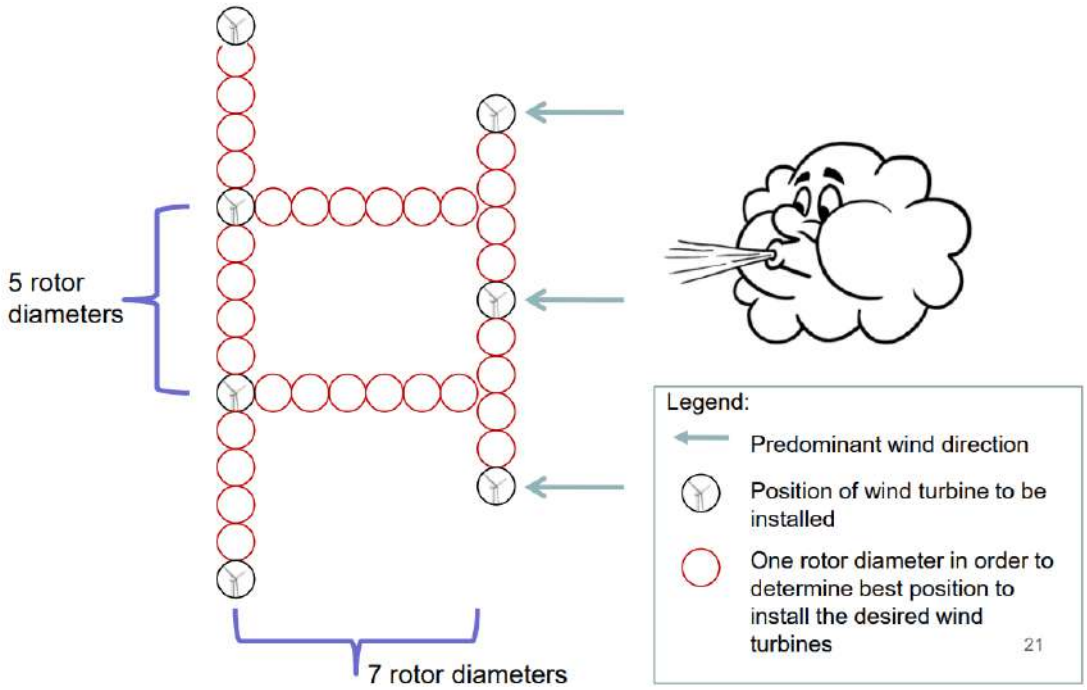


Figura 3 – Distância recomendada para instalar turbinas eólicas em um parque eólico.
Fonte: (IRENA, 2014)

Apesar da IEC 61400-1 relatar que as turbinas eólicas offshore estão enquadradas na Classe IEC-S, é observado no trabalho de Draxl et al., 2015 que a curva de potência de uma turbina offshore, está suficientemente próxima de curva de potência de uma turbina eólica de Classe IEC-1. Logo, o mapa do fator de capacidade para turbina IEC-1 que se caracteriza por serem utilizadas em locais com ventos fortes, condições próximas a offshore.

Como comentado anteriormente, este mapa foi produzido com dados de ventos de 100 m de altura e rotor de 112 m. A turbina eólica modelo Vestas V112-3.45 MW™ IEC IA atende essas especificações e servirá como parâmetro para o cálculo da energia gerado por área (Vestas, 2022). Nestas especificações, é possível calcular a capacidade de 7,86 MW/km2.

Produção de hidrogênio a partir da eletrólise

Atualmente existem duas tecnologias de eletrolisadores com estado de maturidade comercial: PEM (Polymer electrolyte membrane) e AWE (*Alkalyne water electrolyser*). A Quadro 4 resume alguns modelos de eletrolisadores com suas respectivas fabricantes e propriedades.

Modelo	Fabricante	Tecnologia	Pressão de saída [bar]	Potência [kW]	Capacidade de produção [kg/h]	Consumo de energia [kWh/kgH2]	Capacidade específica [Nm3/h/kW]	Capacidade específica [kg/h/kW]	Consumo de água [L/kgH2]
HyLYZER® -4.000-30	*Cummins*	*PEM*	30,0	20000,0	330,8	51,0	0,2	0,0165	16,9
HyLYZER® -1.000-30	*Cummins*	*PEM*	30,0	5000,0	82,7	52,0	0,2	0,0165	16,9
HyLYZER® -500-30	*Cummins*	*PEM*	30,0	2500,0	41,4	61,7	0,2	0,0165	16,9
SiLYZER 200	*Siemens*	*PEM*	35,0	1250,0	18,6	62,0	0,2	0,0149	12,1
SiLYZER 300	*Siemens*	*PEM*	35,0	1250,0	18,6	62,0	0,2	0,0149	10,0
HySTAT® - 100	*Cummins*	*AWE*	10,0	500,0	8,3	57,5	0,2	0,0165	15,0
HyProvide - A90	*Green Hydrogen*	*AWE*	35,0	450,0	8,1	53,6	0,2	0,0165	10,9
Nel A3880	*Nel Hydrogen*	*AWE*	1-200	19400	320,9	53,2	0,2	0,0165	10,9
Nel M4000	*Nel Hydrogen*	*PEM*	30,0	20000,0	330,8	54,8	0,2	0,0165	10,9

Quadro 4 - Dados técnicos de eletrolisadores comerciais.
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de Hydrogenics, 2018; SILYZER 2008; IRENA, 2020; Nel, 2022; Green Hydrogen, 2022.

Para o cálculo do potencial de produção de hidrogênio, o parâmetro mais importante é a eficiência do consumo de energia em que foi calculado em kWh/kg H2. A partir do Quadro 4, foi calculada a média de consumo de energia de um eletrolisador resultando no valor de 56,42 kWh/kg H2. Logo, este valor será utilizado neste trabalho para elaboração do mapa de potencial de produção de hidrogênio.

Análise econômica georreferenciada

A fim de gerar mapas georreferenciados para análise de viabilidade econômica foram escolhidos dois importantes indicadores: LCOE (Custo Nivelado de Eletricidade) e LCOH (Custo Nivelado de Hidrogênio). O primeiro se refere estritamente ao projeto de geração de energia, no caso eólica offshore, onde todos os custos de OPEX e CAPEX são trazidos a valor presente e é dividido pela quantidade de energia gerada durante o período de análise. O segundo se refere a todos os custos envolvidos na produção de hidrogênio, incluindo os utilizados pela geração de energia, trazidos a valor presente e divididos pela quantidade de hidrogênio produzido ao longo do período de análise do projeto.

Com relação aos custos CAPEX e OPEX referentes ao parque eólico offshore, foi utilizado os dados médios divulgados no Caderno de Preços da Geração divulgado pela EPE em 2021 (EPE, 2021). Para o CAPEX de produção de hidrogênio por eletrólise, as curvas da Figura 4, foram obtidas a partir de diversos dados da literatura para as três principais tecnologias. Já com relação ao OPEX, de acordo com Correas et al. (2019), o valor deve ser fixada em 3% do CAPEX por ano.

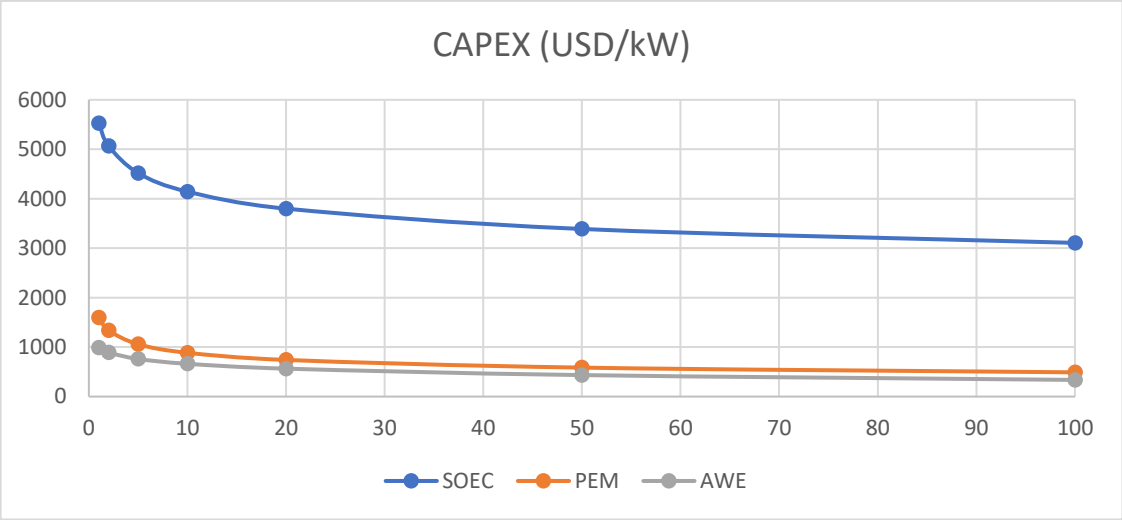


Figura 4 – Custo específico de acordo com potência da planta de eletrólise para três tecnologias. Fonte: Elaboração própria através de dados da literatura (IRENA, 2018; Wang et al., 2019; Proost, 2019; Nguyen et al., 2019; Grigoriev et al., 2020; Bristowe & Smallbone, 2021)

No modelo também é considerado custo de *overhaul* do eltrolisador, taxa de degradação de energia da turbina eólica, taxa de degradação do eletrolisador e perda de hidrogênio devido a vazamento (Jang et al., 2022). Os valores utilizados nas simulações são resumidos no Quadro 6.

Restrições

Como já explicado na Figura 1 para elaboração do mapa de potencial técnico, é preciso incluir restrições na área costeira. Para este fim, buscou-se o mapeamento georreferenciado das restrições expressas no Quadro 5.

Categoria	Tipo	Restrição	Referência
Técnica	Profundidade	Áreas com menos de 100m de profundidade pela questão técnica atual de instalação de turbinas eólicas offshore.	Serviço Geológico do Brasil - CPRM
	Distância da costa	Limitado a 200 km por restrições técnicas de projetos eólicos offshore atualmente e falta de dados de potencial eólico.	Global Wind Atlas - GWE 3.1
Ambiental	Unidades de Conservação	Exclusão de UCs integrais e de uso sustentável, das esferas federal, estadual e municipal.	Ministério do Meio Ambiente - MME

	Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade	Exclusão de todas as áreas prioritárias classificadas como alta, muita alta e extremamente alta.	Ministério do Meio Ambiente - MME
Econômica	Petróleo e Gás	Exclusão de blocos exploratórios sob concessão e campos de produção de petróleo e gás.	Agência Nacional do Petróleo - ANP

Quadro 5 – Restrições utilizadas para o mapa de potencial técnico.
Fonte: Elaboração própria.

Para melhor visualização das restrições impostas para elaboração do mapa de potencial técnico, a Figura 5 revela os mapas de restrições ambientais, correspondente as áreas prioritárias para conservação da biodiversidade e unidades de conservação. Já a Figura 6 mostra as restrições econômicas relacionadas ao mercado de óleo e gás, tanto referente aos campos de produção, como aos blocos exploratórios que estão sob concessão no momento.

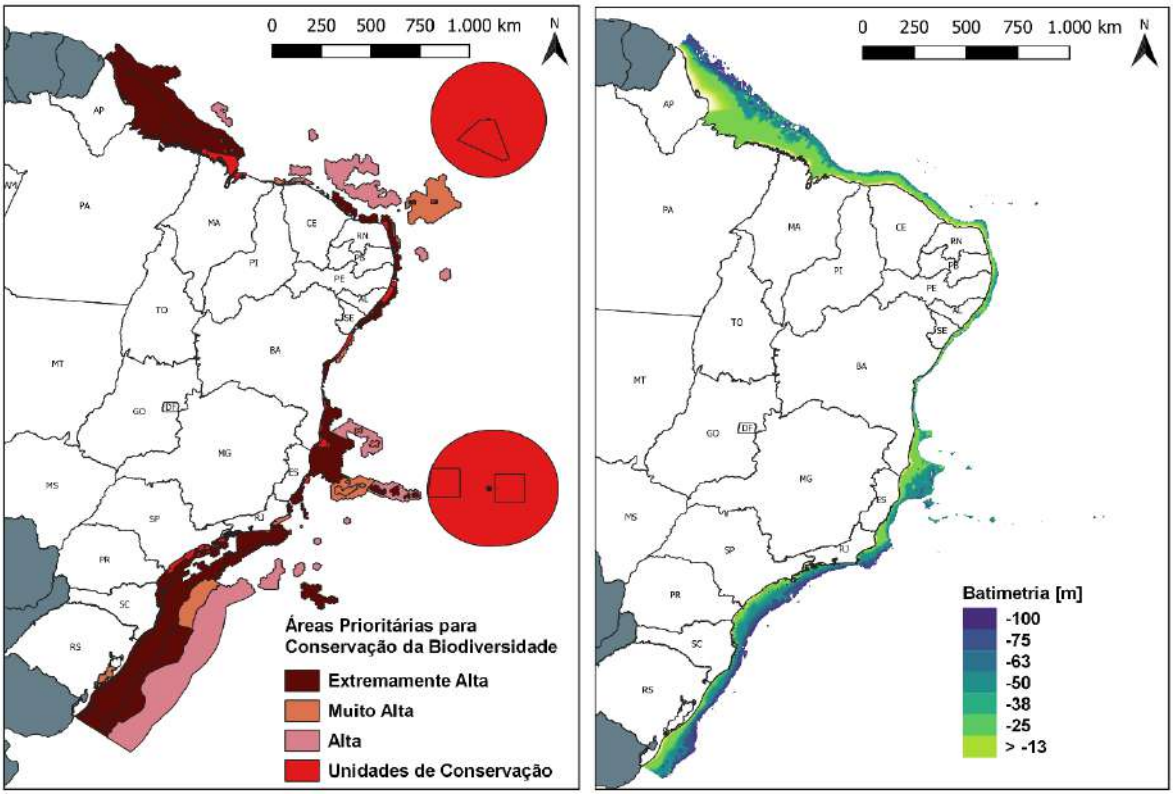


Figura 5 – Mapas das restrições ambientais e batimetria técnica.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e CPRM.

Figura 6 – Mapa restrições econômicas referentes ao mercado de Óleo e Gás.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

4. RESULTADOS

A partir do modelo construído e descrito na Seção 3, foram realizadas as simulações. A Figura 7, corresponde ao mapa do potencial teórico e técnico de produção de hidrogênio por eletrólise a partir de eólica offshore. A simulação foi realizada para toda a área do potencial eólico offshore contida dentro da ZEE brasileira a partir dos do GWA, que fornece dados do fator de capacidade de turbinas eólicas Classe IEC I para até 200km da costa. O modelo de turbina Vestas V112-3.45 MW™ foi utilizado como parâmetros. O consumo de energia para produção de hidrogênio utilizado corresponde a média dos eletrolisadores especificados no Quadro 4.

É observado a partir do potencial teórico que existe um grande potencial na costa dos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Rio de Janeiro, Espirito Santo, Rio Grande do Norte, Piaui e Ceará. No entanto, com as restrições importas, o potencial teórico revela que os locais viáveis para projetos eólicos offshore são bastante reduzidos. Ainda assim, no nordeste, é observada um grande área de viabilidade na costa entre o estado de Piauí e Ceará e também no Rio Grande do

Norte. Também à uma área de grande interesse no Sudeste, entre os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Na região Sul, aparentemente observa-se uma área de potencial no estado do Rio Grande do Sul, na Lagoa dos Patos. Porém, por se tratar de uma lagoa, esta localidade deve ser analisada com cuidado, pois pode ser inviabilizada por alguma restrição não imposta no modelo construído neste trabalho.

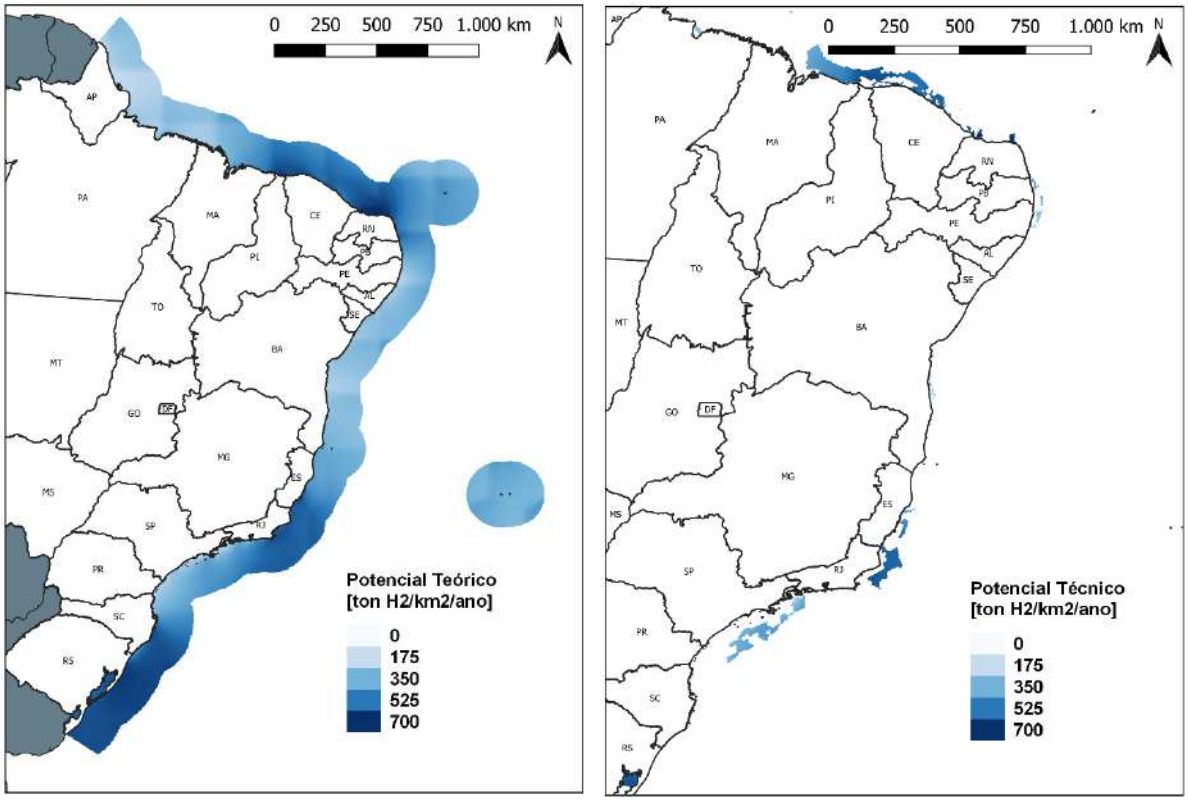


Figura 7 – Mapa do potencial teórico e técnico de produção de hidrogênio a partir de eletrólise com eólica offshore.
Fonte: Elaboração própria.

Para a análise econômica georreferenciada e geração dos mapas de LCOH e LCOE, foram considerados os parâmetros descritos no Quadro 6. O modelo simulado corresponde planta de eólica offshore de 100 MW com produção de hidrogênio a partir de eletrólise PEM off-grid. Por ser um modelo onde a energia gerada é limitada pela potência do parque eólico e está diretamente relacionada ao fator de capacidade obtidos pelo mapa do GWA, o algoritmo desenvolvido busca variar a potência da planta de eletrólise a fim de atender os requisitos técnicos de cada ponto geográfico.

Parâmetro	Valor	Unidade
Potência planta eólica offshore	100	MW
Período de análise	20	anos

Taxa de desconto nominal	8	% a.a.
Taxa de inflação	5	%
CAPEX planta eólica offshore	3137	USD/kW
CAPEX planta eletrólise PEM	Figura 4	USD/kW
OPEX planta eólica offshore	80	USD/kW/ano
OPEX planta eletrólise PEM	3	% CAPEX/ano
Valor de overhaul	60	% CAPEX
Tempo para overhaul	10	anos
Taxa de degradação turbina eólica	1,6	%/ano
Taxa de degradação eletrolisador	1	%/ano
Taxa de vazamento de hidrogênio	0,1	%/ano

Quadro 6 – Resumo dos parâmetros utilizados na análise econômica para cálculo do LCOE e LCOH.
Fonte: Elaboração própria.

A partir das restrições geográficas impostas para o mapa de potencial técnico, foi realizada uma simulação para cálculo dos indicadores econômicos para cada ponto geográfico do mapa. Dessa forma, foram constituídos os mapas expostos na Figura 8. Do lado esquerdo o LCOH, que corresponde ao custo nivelado de hidrogênio calculado para o projeto como um todo. Do lado direito o mapa do LCOE, que corresponde ao custo nivelado de eletricidade da planta eólica offshore.

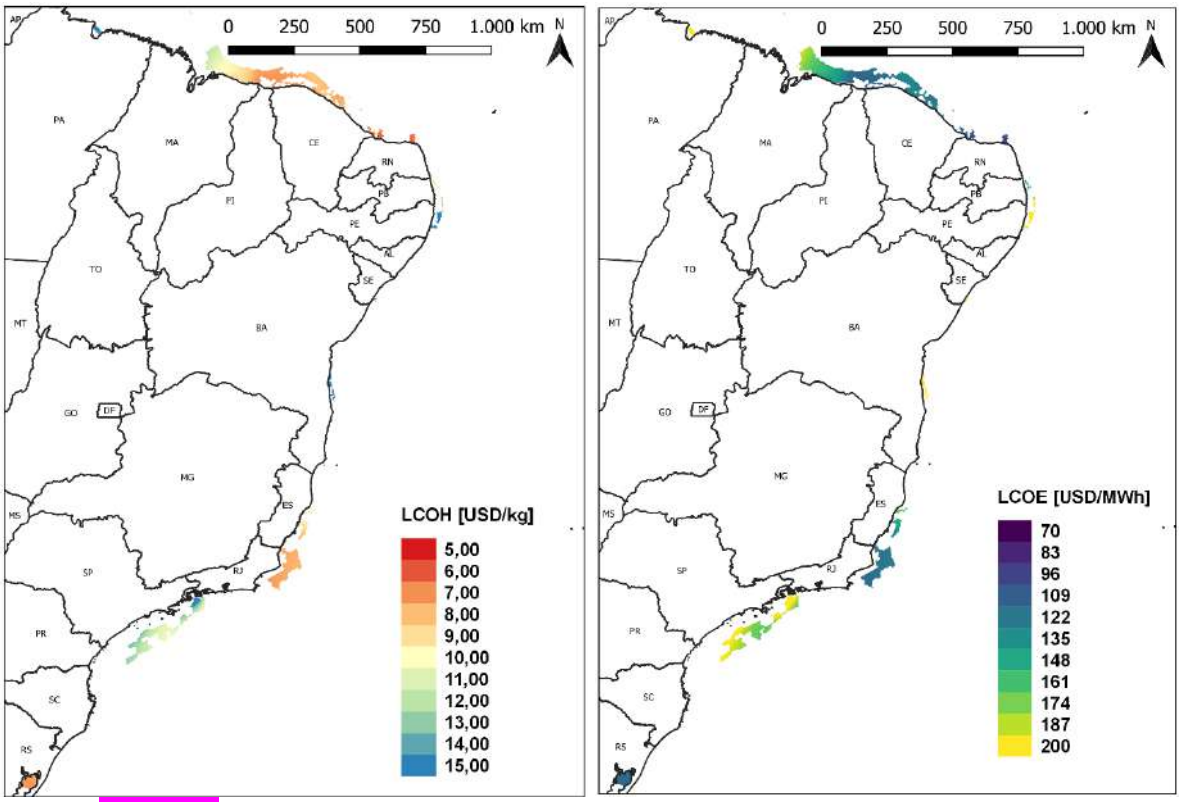


Figura 8 – Mapa do potencial teórico com os indicadores LCOE e LCOH calculado.
Fonte: Elaboração própria.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo construir um modelo e desenvolver um algoritmo para geração de mapas georreferenciados do potencial teórico e técnico da produção de hidrogênio a partir de eletrólise com eólica offshore no Brasil. A partir dos mapas gerados, observou-se um grande potencial teórico para produção de hidrogênio com eólica offshore no Brasil que podem chegar até 700 $ton\ H_2/km^2/ano$. Porém, a partir das restrições impostas na construção do mapa técnico, este potencial é reduzido a algumas localidades.

No mapa do potencial técnico, observou-se que existem locais com enormes potenciais e grandes chances de viabilidade para produção de hidrogênio com eólica offshore. Foi constatado que, na costa entre Piauí e Ceará e na do Rio Grande do Norte, existe uma área considerável para projetos de grande porte. No Sudeste, também há uma área entre os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo que é fonte candidato a viabilidade de produção de hidrogênio com eólica offshore. O mapa, também revela uma possível localidade viável na Lagoa dos Patos no estado do Rio Grande do Sul, próxima a capital. No entanto, este local deve ser interpretado e analisado com cuidado, por se tratar de uma lagoa e há possibilidade de haver outras restrições não consideradas no modelo deste trabalho.

A partir do algoritmo desenvolvido para análise econômica georreferenciada, foi possível gerar mapas de indicadores econômicos para os parâmetros propostos de uma planta de eólica offshore de 100 MW com produção de hidrogênio a partir de eletrólise PEM off-grid. O LCOE indica o custo nivelado de energia USD/MWh do exclusivamente do projeto de eólica offshore. Já o LCOH indica o custo nivelado de hidrogênio em $USD/kg\ H_2$ produzido de acordo com os parâmetros econômicos encontrados na literatura.

Por fim, os autores sugerem que para próximos trabalhos sejam analisados outros modelos de produção de hidrogênio por eólica offshore, a fim de comparar a viabilidade destes modelos. Também seria de grande interesse, rastrear novas categorias de restrições, com o objetivo de buscar delimitar ainda mais o volume de controle de viabilidade. Estas localidades poderiam já servir para medições de parâmetros de velocidade do vento in-loco e prospecção de futuros projetos.

AGRADECIMENTOS

Este estudo foi financiado em parte pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior—Brasil (CAPES)—Código de Finanças 001. Os autores agradecem ao CNPq/MCTIC e à FAPERJ pelo apoio financeiro ao Departamento de Engenharia Mecânica (DEM), na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Os autores agradecem à Guascor do Brasil pelo apoio financeiro, por meio de seu orçamento de P&D da ANEEL.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASHRAFI, Z. N., GHASEMIAN, M., SHAHRESTANI, M. I., et al. "Evaluation of hydrogen production from harvesting wind energy at high altitudes in Iran by three extrapolating Weibull methods", International Journal of Hydrogen Energy, v. 43, n. 6, p. 3110–3132, 2018. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.12.154. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.12.154

Beiter, P., W. Musial, and A. Smith. 2016. Terminology Guideline for Classifying Offshore Wind Energy Resources (Technical Report), NREL/TP-6A20-65431. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (US)

BRASIL. Lei no 8.617, de 4 de janeiro de 1993. Dispõe sobre o mar territorial, a zona contígua, a zona econômica exclusiva e a plataforma continental brasileiros, e dá outras providências.Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 1993.

BRISTOWE, G. e SMALLBONE, A., 2021. The Key Techno-Economic and Manufacturing Drivers for Reducing the Cost of Power-to-Gas and a Hydrogen-Enabled Energy System.

CEPEL. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, 2017.

CNPE, 2021. Resolução nº 6, 20/04/2021: Determina a realização de estudo para proposição de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio. Conselho Nacional de Politica Energética.

CONNELLY, E., MELAINA, M., PENEV, M., et al. "Resource Assessment for Hydrogen Production", National Renewable Energy Laboratory, n. July, 2020.

Correas, L.C.; Matute, G.; Yusta, J. M. Techno-economic modelling of water electrolysers in the range of several MW to provide grid services while generating hydrogen for different applications: A case study in Spain applied to mobility with FCEVs. International Journal of Hydrogen Energy, 2019; 44 (33): 17431-17442.

CPRM. Projeto Batimetria. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Geologia/Geologia-Marinha/Projeto-Batimetria-3224.html>. Acesso em: 27 jun. 2022.

DAGDOUGUI, H. "Decision support systems for sustainable renewable energy systems and hydrogen logistics : modelling , control and risk analysis To cite this version : HAL Id : pastel-00679421 l ' École Nationale Supérieure des Mines M ines de Paris Hanane Dagdougui Syst", 2012.

DAWOOD, F., ANDA, M., SHAFIULLAH, G. M. Hydrogen production for energy: An overview. International Journal of Hydrogen Energy, 2020

Dinh, Van Nguyen & Leahy, Paul & Mckeogh, Eamon & Murphy, Jimmy & Cummins, Val. (2020). Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms. International Journal of Hydrogen Energy. 46. 10.1016/j.ijhydene.2020.04.232.

Draxl, Caroline & Clifton, Andy & Hodge, Bri-Mathias & McCaa, Jim. (2015). The Wind Integration National Dataset (WIND) Toolkit. Applied Energy. 151. 355-366. 10.1016/j.apenergy.2015.03.121.

DTU, 2019. Global Wind Atlas v3. Website: https://data.dtu.dk/articles/dataset/Global_Wind_Atlas_v3/9420803

ESTEVES, N. B., SIGAL, A., LEIVA, E. P. M., et al. "Wind and solar hydrogen for the potential production of ammonia in the state of Ceará - Brazil", International Journal of Hydrogen Energy, v. 40, n. 32, p. 9917–9923, 2015. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.06.044

FEITZ, A., TENTHOREY, E., COGHLAN, R. Prospective hydrogen production regions of Australia. [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: https://d28rz98at9flks.cloudfront.net/130930/Rec2019_015.pdf.

Green Hydrogen, 2022. HyProvide™ A-Series: Produce your own hydrogen from renewable energy sources at the lowest cost possible.

GRIGORIEV, S.A., FATEEV, V.N., BESSARABOV, D.G., MILLET, P. 2020. Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology.

Groenemans, Hugo & Saur, Genevieve & Mittelsteadt, Cortney & Lattimer, Judith & Xu, Hui. (2022). Techno-economic analysis of offshore wind PEM water electrolysis for H2 production. Current Opinion in Chemical Engineering. 37. 100828. 10.1016/j.coche.2022.100828.

GWA 3.1, 2020. Global Wind Atlas versão 3.1. Website: https://globalwindatlas.info/. Abril 2021.

HERWARTZ, S., PAGENKOPF, J., STREULING, C. "Sector coupling potential of wind-based hydrogen production and fuel cell train operation in regional rail transport in berlin and brandenburg", International Journal of Hydrogen Energy, n. xxxx, 2021. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.242. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.242

Hunt, J. D., Nascimento, A., Nascimento, N., Vieira, L. W., Romero, O. J. Possible pathways for oil and gas companies in a sustainable future - From the perspective of a hydrogen economy. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022

Hunt, Julian & Nascimento, Andreas. (2021). Electrolysis ship for green hydrogen production and possible applications. Conference: International Journal of Electrical, Electronic and Communication SciencesAt: Paris, France. Volume: 15, Issue: 1, 2021 Page No: 1 – 5

Hydrogenics Renewable Hydrogen Solutions. Disponível em: http://www.hydrogenics.com/wp-content/uploads/Renewable-HydrogenBrochure.pdf. Acesso em: junho de 2021.

International Electrotechnical Commission, 2014. IEC 61400-1 - Wind turbines – Part 1: Design requirements. Edição 3.1. Abril de 2014. Geneva, Suiça.

International Renewable Energy Agency - Hydrogen from renewable power technology outlook for the energy transition, 2018.

IRENA, 2014. IRENA Global Atlas Spatial planning techniques 2-day seminar. Session 2a: Wind power spatial planning techniques.

IRENA, 2020. Green hydrogen: electrolysis, ammonia and other e-fuels. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=G4yZXLmsAMg. Acesso em: junho de 2021.

Jang, Dohyung & Kim, Jaedong & Kim, Dongmin & Han, Won-Bi & Kang, Sanggyu. (2022). Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation of green hydrogen production technology through various water electrolysis technologies. Energy Conversion and Management. 258. 115499. 10.1016/j.enconman.2022.115499.

MESSAOUDI, D., SETTOU, N., NEGROU, B., RAHMOUNI, S., et al. "Site selection methodology for the wind-powered hydrogen refueling station based on AHP-GIS in Adrar, Algeria", Energy Procedia, v. 162, p. 67–76, 2019. DOI: 10.1016/j.egypro.2019.04.008. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.04.008.

MESSAOUDI, D., SETTOU, N., NEGROU, B., SETTOU, B. "GIS based multi-criteria decision making for solar hydrogen production sites selection in Algeria", International Journal of Hydrogen Energy, v. 44, n. 60, p. 31808–31831, 2019. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.10.099. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.099.

MME/EPE, 2021. Programa Nacional do Hidrogênio: Propostas de Diretrizes. Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética.

MUSIAL, W. et al. 2016 Offshore Wind Energy Resource Assessment for the United States. NREL/TP-5000-67414. NREL/National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, US, 2016.

MUSIAL, W. et al. Offshore Wind Market Report: 2021 Edition. NREL/National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, US, 2021.

Nel, 2022. Nel Hydrogen Electrolysers: The World's Most Effcient and Reliable Electrolysers.

NEMATOLLAHI, O., ALAMDARI, P., JAHANGIRI, M., et al. "A techno-economical assessment of solar/wind resources and hydrogen production: A case study with GIS maps", Energy, v. 175, p. 914–930, 2019. DOI: 10.1016/j.energy.2019.03.125. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.125.

Nguyen, T., Abdin, Z., Holm, T., & Mérida, W. Grid-connected hydrogen production via large-scale water electrolysis. Energy conversion and management, 2019; 200: 112108.

NIELSEN, S., SKOV, I. R. "Investment screening model for spatial deployment of power-to-gas plants on a national scale – A Danish case", International Journal of Hydrogen Energy, v. 44, n. 19, p. 9544–9557, 2019. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.129. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.129.

PROOST, Joris. State-of-the art CAPEX data for water electrolysers, and their impact on renewable hydrogen price settings. International Journal of Hydrogen Energy, V. 44, P. 4406-4413, 2019.

RAHMOUNI, S., NEGROU, B., SETTOU, N., et al. "Prospects of hydrogen production potential from renewable resources in Algeria", International Journal of Hydrogen Energy, v. 42, n. 2, p. 1383–1395, 2017. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.07.214. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.214.

RAHMOUNI, S., SETTOU, N., NEGROU, B., et al. "GIS-based method for future prospect of hydrogen demand in the Algerian road transport sector", International Journal of Hydrogen Energy, v. 41, n. 4, p. 2128–2143, 2016. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.11.156. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.11.156

Recharge, 2022 Germany and Norway mull pipeline for massive hydrogen imports in wake of Russian war, https://www.rechargenews.com/energy-transition/germany-and-norway-mull-pipeline-for-massive-hydrogen-imports-in-wake-of-russian-war/2-1-1186196

Scolaro, Michele & Kittner, Noah. (2021). Optimizing hybrid offshore wind farms for cost-competitive hydrogen production in Germany. International Journal of Hydrogen Energy. 47. 10.1016/j.ijhydene.2021.12.062.

Settino, J & Farrugia, Robert & Buhagiar, Daniel & Sant, Tonio. (2022). Offshore Wind-to-Hydrogen Production Plant Integrated with an Innovative Hydro-Pneumatic Energy Storage Device. Journal of Physics: Conference Series. 2151. 012013. 10.1088/1742-6596/2151/1/012013.

SIGAL, A., LEIVA, E. P. M., RODRÍGUEZ, C. R. "Assessment of the potential for hydrogen production from renewable resources in Argentina", International Journal of Hydrogen Energy, v. 39, n. 16, p. 8204–8214, 2014. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.03.157

Silva, Amanda Jorge Vinhoza de Carvalho. Potencial Eólico Offshore no Brasil: Localização de Áreas Nobres através de Análise Multicritério – Rio de Janeiro. UFRJ/COPPE, 2019.

SILYZER 200. Disponível em: https://doi.org/PDLD-B10004-01-7600. Acesso em: junho de 2021

TOUILI, S., ALAMI MERROUNI, A., AZOUZOUTE, A., et al. "A technical and economical assessment of hydrogen production potential from solar energy in Morocco", International Journal of Hydrogen Energy, v. 43, n. 51, p. 22777–22796, 2018. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.10.136. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.10.136

Vestas, 2022. Vesta V112-3.45 MW™ IEC IA Datasheet.

Vinhoza, Amanda & Schaeffer, Roberto. (2021). Brazil's offshore wind energy potential assessment based on a Spatial Multi-Criteria Decision Analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 146. 111185. 10.1016/j.rser.2021.111185.

Wang, Ligang & Chen, Ming & Küngas, Rainer & Lin, Tzu-En & Diethelm, Stefan & Maréchal, François & Van Herle, Jan. (2019). Power-to-fuels via solid-oxide electrolyzer: Operating window and techno- economics. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 110. 174-187. 10.1016/j.rser.2019.04.071.

Zhibin Luo, Xiaobo Wang, Heng Wen, Aiguo Pei. Hydrogen production from offshore wind power in South China, International Journal of Hydrogen Energy. 2022. ISSN 0360-3199. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.03.162.

Contratação do MUST em Usinas Híbridas Eólico-Solar com Armazenamento

Luiz Armando Steinle Camargo, Dorel Soares Ramos, Roberto Castro, Martin de Melo Dias, Erika Borba Breyer, Sunny Jonathan

Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica, USP.

SPIC Brasil.

luiz@mrtsconsultoria.com, dorelram@usp.br, roberto@mrtsconsultoria.com, martin@mrtsconsultoria.com;

ebreyer@spicbrasil.com.br, sjonathan@spicbrasil.com.br

RESUMO

Hybrid and associated power plants composed of wind and solar photovoltaic sources have a high potential for viability in the national territory due to the local complementarity observed in different regions of the Brazilian northeast. In the international scenario, the hybrid typology formed by the coupling of Energy Storage Systems in these types of arrangements stands out. As these typologies are still incipient in several markets, regulatory improvements are being discussed at the international level. Brazil, which is part of this context, took an important step by enacting REN 954/2021, which lays the foundations for the implementation of hybrid and associated power plants in the context of the national electricity market framework, establishing, among other regulations, the flexibility to contract the grid usage within a range associated with the component's capacity of these projects. This regulatory change implies the possibility of optimizing the grid usage capacity (MUST) of these plants, improving the financial results of their operations. This paper studies the financial results derived from the flexibility in the contracting rule for the grid usage allowed for hybrid and associated plants. In addition, the effects of regulation in these power plants when there is the coupling of storage systems are evaluated. The study covers the analysis of eighteen locations in northeastern Brazil. The analyzes were carried out with the support of a decision-making model capable of assessing the optimal MUST to be contracted, guided by the implications in the commercial results of the operation and the operational flexibility provided by the storage system. The results obtained emphasize the particular effects of seasonal generation profiles and their complementarities in each location over the decision for contracting the MUST. Furthermore, they show the financial gains that can be obtained from this new regulatory rule, which, if extended to typologies with associated storage, would allow for even more leverage of results.

Keywords: Hybrid Power Plants, Wind, Solar, Energy Storage Systems, Grid Usage Optimization, Regulation.

1. INTRODUÇÃO

As usinas híbridas e associadas, compostas por duas ou mais fontes de geração em um mesmo local, se apresentam como alternativas promissoras para investimentos e com elevado potencial de viabilização para implantação efetiva. Neste tipo associação busca-se o melhor aproveitamento dos recursos físicos e energéticos locais, cujos efeitos estendem-se tanto ao investidor em termos de maior rentabilidade financeira das usinas, quanto ao sistema em decorrência do melhor aproveitamento das redes de transmissão e estabilidade na geração, sobretudo, quando há participação de fontes de geração renovável (variável).

O arranjo híbrido surge da complementaridade local existente nos perfis de geração de diferentes fontes, que leva a uma produção de eletricidade mais estável e, consequentemente, reduz o risco financeiro de comercialização de energia, além de proporcionar um atendimento mais confiável da curva de demanda [1].

Outro aspecto dos projetos híbridos é a possibilidade de associação das tecnologias de geração de energia, principalmente, renováveis variáveis como a eólica e a solar fotovoltaica, com os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), que conferem maior flexibilidade operativa da produção destas usinas, com desdobramentos nos resultados financeiros.

Além dos benefícios comerciais frutos da complementaridade energética local, os projetos híbridos possuem a característica de compartilhamento de terrenos e instalações, bem como mão-de-obra de construção, manutenção e operação, permitindo aos investidores a otimização de CAPEX e OPEX das usinas. Benefícios adicionais também surgem do uso mais eficiente da rede de transmissão pelo compartilhamento da conexão de rede [2].

Em razão dos inúmeros benefícios que aumentam a atratividade destes empreendimentos, os projetos híbridos têm atraído crescente interesse nos mais diversos mercados internacionais, não sendo diferente no mercado nacional, sobretudo, em razão da tendência de expansão das fontes renováveis no território nacional em razão do grande potencial eólico e solar, além de hídrico, presente no Brasil.

Por se tratar de um arranjo incipiente, a pavimentação da inserção das usinas híbridas nos mercados energéticos tem demandado por discussões e aprimoramentos regulatórios para que sejam estabelecidos os ajustes necessários para a participação deste tipo de usina nos mercados aos quais pertencem.

Este movimento tem sido observado em países, dentre outros, como Índia, EUA, Austrália, China e Brasil, que se destacam pelo potencial energético para implantação deste tipo de arranjo e que apresentam importantes contribuições sobre questões relativas a participação destas usinas em seus mercados, por exemplo, sobre a tipificação dos arranjos, a participação em mercados de energia, de capacidade e de serviços ancilares, os mecanismos de contratação, bem como assuntos mais específicos, como a possibilidade de otimização do uso do sistema de transmissão, caso este que se destaca no contexto das discussões regulatórias ocorridas recentemente no Brasil [3].

Em dezembro de 2021, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021, o Brasil estabeleceu tratamento regulatório para a implantação de Centrais Geradoras Híbrida e Associadas no setor elétrico nacional, que dentre outros pontos, definiu as principais diferenças entre as tipologias híbrida e associada em função de medição e outorga e flexibilizou a contratação do Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST) [4].

A publicação da REN 954/2021 figura-se, em si, como fato motivador para a avaliação dos desdobramentos dos novos regramentos na implantação das usinas híbridas e associadas. Neste sentido, este trabalho objetiva avaliar as implicações da flexibilização da contratação do MUST destas tipologias em diferentes localidades do Nordeste brasileiro.

Em específico, investiga-se como as particularidades no perfil de geração eólica e solar fotovoltaica em diferentes locais e a participação destas fontes no arranjo impactam no montante ótimo a contratar do MUST, ponderando-se com os desdobramentos na contratação de energia (venda) e ocorrência de cortes de geração. Em complemento, investiga-se os resultados quando há o acoplamento de SAEs a estes tipos de usinas.

Para tanto, as análises são realizadas com suporte de um modelo de otimização que considera aspectos técnicos e comerciais das usinas para definir o MUST ótimo a ser contratado. Como resultado do estudo, apresenta-se um inédito panorama do perfil de contratação do MUST em 18 (dezoito) localidades da região nordeste, contribuindo-se para maior entendimento sobre o potencial de exploração de usinas híbridas e associadas (com ou sem SAE acoplado) e como suas especificidades locais influenciam na decisão ótima de contratação do MUST, sendo um importante norteador para investimentos nestes tipos de arranjos no contexto nacional.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: A seção 2 apresenta um panorama sobre os principais pontos regulatórios e técnicos sobre usinas híbridas discutidos no âmbito internacional. A seção 3 trata dos aprimoramentos regulatórios da REN 954/2021 atinentes ao escopo deste estudo. A seção 4 apresenta uma visão geral do modelo de otimização desenvolvido para a avaliação da contratação do MUST, enquanto na seção 5 são apresentados Estudos de Casos e seus principais resultados. A seção 6 apresenta as principais conclusões deste trabalho.

2. USINAS HÍBRIDAS NO CENÁRIO INTERNACIONAL

A experiência internacional mostra que países como Austrália, EUA, Índia e China têm buscado melhorias em seus arcabouços regulatórios para promover a inserção de projetos híbridos em seus mercados de energia elétrica. Os principais aprimoramentos regulatórios observados consistem na definição (i) da tipologia de projetos híbridos e as regras de despacho e operação a serem aplicadas; (ii) dos serviços que podem ser prestados e a respectiva estrutura de remuneração; e (iii) de como valorizar a contribuição e capacidade para o sistema.

A Austrália possui grande quantidade de projetos compostos por duas fontes (ex. eólica e solar fotovoltaica) com ou sem o acoplamento de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), compartilhando a mesma conexão de transmissão. Em 2020 o país já contava com cerca de 3,4 GW destes tipos de projetos [5].

Em face a forte expansão dos projetos híbridos no território australiano, o Australian Energy Market Operator (AEMO) publicou em 2019 um documento contendo orientações sobre configurações de projetos híbridos que poderiam ser desenvolvidos dentro da regulamentação vigente [6]. Basicamente dividiu-se em dois tipos, um que considera projeto híbrido aquele representado por um único agente de mercado para fins de contabilidade e despacho, não sendo possível distinguir geração e carga entre os diferentes componentes do projeto; e outro no qual cada componente do sistema representa um agente independente para fins de contabilidade e despacho, sendo que os componentes do arranjo compartilham apenas a infraestrutura local e a conexão física da rede e existem dois ou mais medidores atrás do medidor conectado à rede.

Outros pontos tratados referem-se à participação em mercados de eletricidade e serviços ancilares, as definições de encargos e impostos, e ao uso da rede de distribuição e de sistemas de transmissão a serem aplicados em sistemas de armazenamento autônomos e associados em projetos híbridos [7]. Destes, um ponto de destaque é a proposição do AEMO para a criação de um novo tipo de agente, sob as regras de mercado, que englobe a característica bidirecional dos SAE e projetos híbridos, devido a capacidade do SAE em operar como carga e geração.

Os Estados Unidos é outro país com relevante quantidade de projetos híbridos instalados, sendo boa parte compostos pelas fontes solar fotovoltaica ou eólica associados com SAE. Conforme aponta [8], em 2019 estes projetos já contabilizavam cerca de 13,4 GW. Um ponto importante a destacar é que tanto os EUA quanto a Austrália consideram a agregação de uma fonte de geração com o SAE como um projeto híbrido. Sendo este o arranjo mais típico encontrado em ambos os países.

Em face a expansão de projetos híbridos nos EUA, a agência reguladora norte-americana (*Federal Energy Regulatory Commission - FERC*) promoveu em 2020, *a "Technical Conference About Hybrid Resources"*, onde diferentes tipos de stakeholders discutiram propostas de ajustes regulatórios para acomodar a inserção de projetos híbridos em seus diferentes mercados [8].

A conferência contou com a participação dos seguintes operadores de sistema: *California Independent System Operator (CAISO), PJM Interconnection, Midcontinent Independent System Operator (MISO)* e *ISO-NE Interconnection*. As principais discussões se concentraram: (i) na definição de projeto híbrido, configurações e operações de controle; (ii) nas conexões de rede, como definição do número de medidores necessários, o processo de conexão e os limites a serem aplicados; e (iii) na participação em mercados de energia, de capacidade e de serviços ancilares.

Semelhante à definição aplicada pelo regulador australiano, o arcabouço regulatório norte-americano considera duas configurações de projetos híbridos: "*co-located*" e "*hybrid resources*". A configuração "*co-located*" consiste em duas ou mais tecnologias de geração, associadas ou não a sistemas de armazenamento de energia, compartilhando a mesma conexão física com a rede, mas sendo considerados agentes independentes pelo operador do sistema para fins de despacho, controle e obrigações contratuais. A configuração "*hybrid resources*", por outro lado, representa um único agente para o mercado, onde os componentes do projeto são controlados em conjunto para fins de despacho e geração, sendo realizados por um único operador [8]. Os projetos híbridos podem participar dos mercados de energia, de capacidade e de serviços ancilares em diferentes mercados norte-americano (ex. CAISO, PJM e ISO-NE).

A Índia também se destaca no cenário de expansão de projetos híbridos [10]. Desde 2018, a Solar Energy Corporation of India (SECI) realiza leilões para contratação de capacidade híbrida (com ou sem armazenamento de energia), que resultaram em mais de 4,29 GW de capacidade instalada leiloada [11]. O incentivo aos projetos híbridos ocorre por meio de leilões customizados (contratos tipos "*meeting peak*" e "*round-the-clock*") para o atendimento de demandas de distribuidoras locais e grandes consumidores.

As discussões e melhorias regulatórias na Índia começaram em 2018 com uma normativa publicada pelo Ministério de Energias Novas e Renováveis que teve o objetivo de promover a inserção de projetos híbridos compostos por recursos solares e eólicos e, como resultado, melhorar o uso eficiente da rede de transmissão entre sub-regiões do país [10].

Na China, a inserção de projetos híbridos e armazenamento de energia representa uma solução para reduzir o cerceamento de fontes intermitentes. Algumas das províncias, como Shanxi, Hunan, Qinghai, Henan, Mongólia Interior, Xingjian, Anhui e Jiangxi, estabeleceram diretrizes para que novos projetos eólicos sejam hibridizados com sistemas de armazenamento [12]. Em agosto de 2020, a Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma (NDRC) e a Administração Nacional de Energia (NEA), ambas entidades reguladoras na China, publicaram um documento técnico intitulado, em livre tradução, de "Diretrizes sobre Integração e Geração Eólica-Solar-Hydro-Térmica- Desenvolvimento da Integração Grid-Load-Storage".

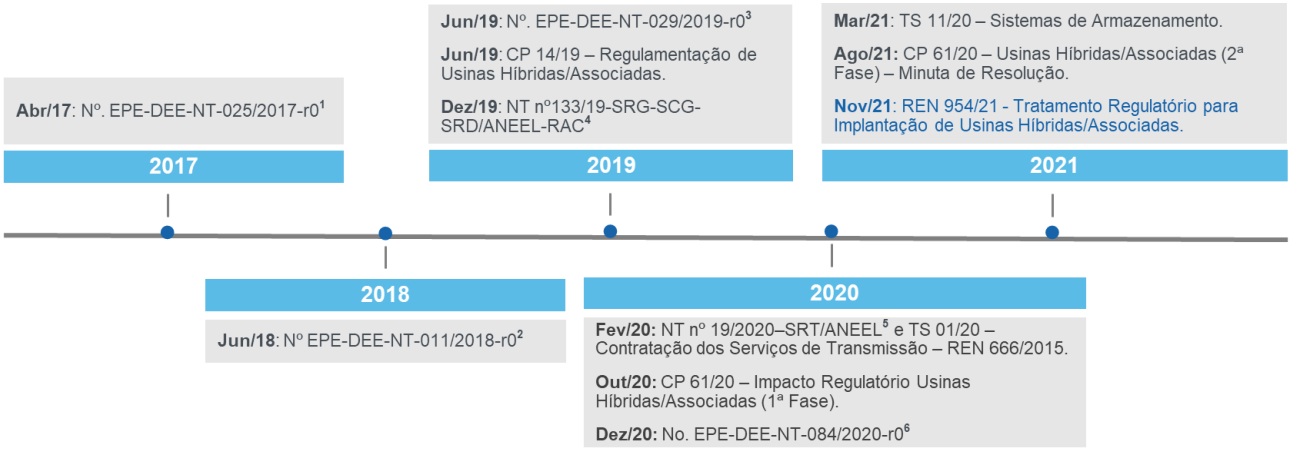
O documento propõe três possibilidades de combinação de fontes de geração e sistemas de armazenamento: (i) solar, eólica, termelétrica e armazenamento; (ii) solar, eólica, hidrelétrica e armazenamento; e (iii) sistemas solares, eólicos e de armazenamento. O documento também indica que melhorias regulatórias devem ser implementadas no mecanismo de serviços ancilares, para permitir que a modulação de frequência e demanda de pico sejam entregues por projetos híbridos [13].

3. REGULAÇÃO DE USINAS HÍBRIDAS NO CENÁRIO NACIONAL

Conforme apresentado na seção anterior, diversas questões regulatórias sobre a participação de usinas híbridas ainda se encontram em fase de discussões e ajustes em diversos mercados internacionais, não sendo diferente para o caso nacional. No Brasil, desde 2017 as discussões sobre aprimoramentos regulatórios para a inserção deste tipo de usina são objetos de discussões nos mais diversos fóruns e meios.

A Figura 1 apresenta uma síntese da linha do tempo com os principais marcos que ocorreram entre 2017 e 2021, período em que o tratamento regulatório para usinas híbridas esteve na pauta da agenda regulatória da ANEEL e que culminou na aprovação da Resolução Normativa (REN) nº 954/2021, que estabeleceu tratamento regulatório para a implantação de Centrais Geradoras Híbrida e Associadas no setor elétrico nacional.

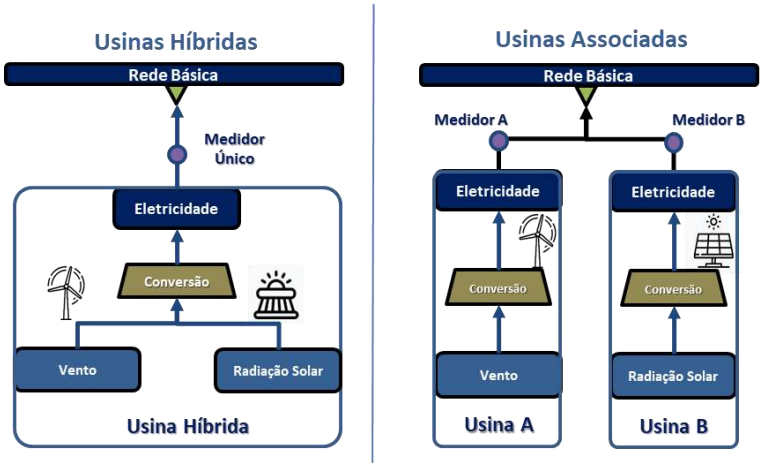
Figura 1- Principais discussões regulatórias sobre Usinas Híbridas (2017-2021).



(1) Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas. (2): Usinas Híbridas: Análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. (3): Usinas Híbridas no contexto do Planejamento Energético.(4): Consolidação das Contribuições da CP-014/2019; (5) Avaliação do Resultado Regulatório da Eficientização da Contratação do Uso da Transmissão (REN 666/2015); (6): Usinas associadas eólico-fotovoltaicas: Considerações para cálculo de garantia física de energia; CP: Consulta Pública; TS: Tomada de Subsídio.

A REN 954/2021 trata de importantes temas atinentes à implantação de usinas híbridas e associadas, sendo uma questão basilar a referente à tipificação destas usinas. Conforme definido pela resolução, Central Geradora Híbrida é aquela formada por duas ou mais tecnologias de geração, tendo uma única outorga e única medição (ou opcionalmente distinta) por tecnologia. Por sua vez, a Central Geradora Associada é aquela também formada por duas ou mais tecnologias de geração, porém composta por instalações com outorgas e sistemas de mediação distintos, que compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e uso da rede de transmissão. A Figura 2 ilustra o conceito geral que diferencia as tipologias de usinas associadas e híbridas.

Figura 2. Tipologias de Usinas Híbridas e Associadas (Adapt. de [2])



Outra importante contribuição da REN 954/2021 se refere ao tratamento da contratação do MUST por usinas associadas ou híbridas. A proposta flexibiliza a contratação emprega o conceito de faixa de potência, definindo-se que o montante a contratar deve estar na faixa entre a potência da tecnologia de geração de maior participação no conjunto e a soma das potências de todas as tecnologias de geração utilizadas.

Em tese, tal flexibilização permite que os proprietários de tais usinas passam a ter a possibilidade de otimizar a contratação do MUST, de modo a diminuir as ociosidades do sistema de transmissão da produção, com economias de despesa de contratação, se comparada com a contratação equivalente à potência instalada das usinas do arranjo.

Um outro aspecto importante da REN 954/2021, embora não seja objetivo deste estudo, se refere a permissão de que hidrelétricas integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) possam entrar na composição de usinas associadas, desde que cumpram com requisitos, tais como: (a) ter medições distintas por tecnologia de geração; (b) não poderão destinar a energia proveniente das demais tecnologias ao MRE; e (c) garantia física atrelada a tal tecnologia não participante do MRE não poderá ser considerada para fins do MRE. Este aprimoramento permite a associação, por exemplo, de usinas fotovoltaicas a UHE, compartilhando contratualmente a infraestrutura de conexão e uso da rede de transmissão.

A REN 954/2021 apresenta outras contribuições específicas que alteram uma série de normativos (altera as REN nº: 77/2004; 247/2006; 559/2013; 666/2015; e 876/2020), que para efeito dos interesses deste estudo não se detalha aqui. Para mais ver [4].

Observa-se ainda que, a utilização de SAE acoplado com usinas híbridas não foi objeto de tratamento da REN 954/2021, estando este tema em fase de avaliação pelo regulador, após recebimento das contribuições da participação pública obtida via a Tomada de Subsídio 011/2020. Em mercados internacionais, o tema usinas híbridas e armazenamento foram

objetos de discussões em mesmos fóruns, em razão de se tratar de temas com conexões relevantes entre os regramentos.

4. OTIMIZAÇÃO DE CONTRATAÇÃO DO MUST

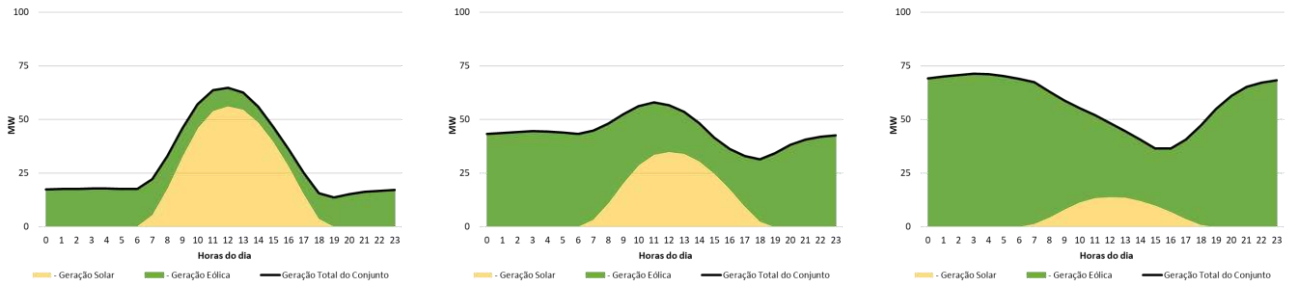
A tomada de decisão para a contratação ótima do MUST, por usinas híbridas/associadas, compostas pelas fontes eólia e solar fotovoltaica, com e sem acoplamento de SAE, requer o desenvolvimento de modelos capazes de avaliar os principais condicionantes que afetam tal decisão. Nesta seção apresenta-se o conceitual do modelo desenvolvido e aplicado para as análises objetos deste estudo.

Modelo de Tomada de Decisão de Contratação do MUST

A flexibilização na contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) estabelecida pela REN 954/2021 permite um melhor aproveitamento da infraestrutura de conexão e uso da rede de transmissão pelas usinas híbridas e associadas. O estabelecimento da faixa para a contratação implica na possibilidade de se estimar o montante ótimo a ser contratado por estas usinas, isto é, aquele que resulte no máximo resultado financeiro da operação comercial da usina.

O montante ótimo do MUST a ser contratado, dentro da faixa permitida, depende de alguns condicionantes. O perfil de complementaridade da geração de cada tipo de fonte de geração presente no arranjo é um aspecto relevante a ser considerado, pois quanto maior for a correlação, em base horária, mais estável é a produção ao longo do dia e, consequentemente, melhor o aproveitamento da rede de escoamento (menor a ociosidade). A complementaridade também depende da participação de cada fonte no arranjo, pois a proporção (em termos de potência instalada e fator de capacidade) determina o perfil da geração conjunta. A Figura 3 ilustra esta observação para o caso de três combinações, com diferentes proporções, em termos de capacidade instalada, das fontes eólica e solar fotovoltaica em mesmo arranjo.

Figura 3. Perfil de Geração Média Horária: Proporção %EOL/%SOL: (a) 20/80 ; (b) 50/50; (c) 80/20.



(a) (b) (c)

A contratação do MUST em montante menor do que a soma da potência nominal das fontes de geração implica na possibilidade de ocorrência de descartes de geração ("*curtailment*") em momentos que esta exceda a capacidade de escoamento da usina. Deste modo, se por um lado com a otimização do MUST busca-se reduzir a ociosidade no sistema de escoamento, por outro deve-se contemplar o efeito do *curtailment*, para que o descarte de energia gerada não represente um custo de oportunidade ao agente de comercializar este montante no mercado de curto prazo, superior ao da economia advinda da redução na contratação do MUST.

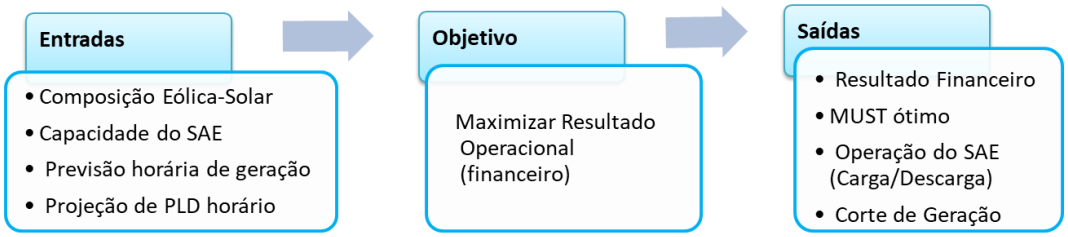
Uma forma de contemplar simultaneamente estas duas vertentes é avaliar o trade-off entre o custo de oportunidade de comercializar o montante a ser descartado versus a economia na despesa de contratar o montante do MUST. A Equação (1) abaixo ilustra esse racional, incluindo-se que na formação da receita do agente há uma parcela referente à receita dos contratos vigentes.

$$\boldsymbol{Resultado_{financeiro} = Receita_{contratual} + Efeitos_{MCP} - Custos_{transmissão}} \quad (1)$$

Neste estudo, além de considerar as vertentes descritas acima, também há necessidade de considerar os efeitos do Sistema de Armazenamento de Energia na flexibilidade operativa das usinas, quando do seu acoplamento. Para tanto, torna-se necessário modelar as regras operativas do SAE, condicionadas aos sinais de preços e geração previstos (cenários), que consideram se o sistema, em determinado momento, possui capacidade ou não de armazenamento e se deve armazenar, descartar ou injetar (descarregar) energia na rede.

O modelo utilizado neste estudo é uma adaptação do desenvolvido em [14]. A Figura 4 abaixo ilustra o esquemático do modelo, que foi implementado em código Python e otimizado com suporte do software FICO-Xpress. A função objetivo do modelo visa maximizar o resultado financeiro da operação, considerando-se as premissas técnicas dos arranjos compostos pelas fontes eólica e solar fotovoltaica, o acoplamento do SAE e as sinalizações de preço horário e de geração. Como resultado da operação, mensura-se o MUST ótimo a contratar, a operação do SAE em cada horário, os montantes de energia cortados na operação e os resultados financeiros (que incluem a despesa com contratação do MUST).

Figura 4. Esquemático do Modelo de Otimização da operação do SAE.



5. ESTUDO DE CASO

Os estudos de casos apresentados nesta seção consistem em duas análises de contratação do MUST ótimo de usinas híbridas/associadas, compostas pelas fontes eólia e solar fotovoltaica, com e sem acoplamento de SAE. No primeiro estudo apresenta-se uma análise detalhada da otimização do MUST em três localidades do Nordeste brasileiro e no segundo estudo, amplia-se tal aplicação para analisar o perfil de contratação ótima do MUST em dezoito localidades no nordeste brasileiro.

Estudo de Caso – Contratação do MUST em Usinas Híbridas com SAE

O estudo de caso apresentado a seguir tem como objetivo ilustrar a aplicação do modelo de otimização para a definição da contratação do MUST de três usinas híbridas eólica-solar fotovoltaica (FV) e aferir os resultados financeiros da operação, de modo a representar os benefícios desta otimização permitida em razão do estabelecido na REN 954/2021. Em complemento, avalia-se os benefícios quando há o acoplamento de um SAE a este tipo de arranjo. Para tanto, em cada simulação considera-se três cenários da operação da usina híbrida eólica-solar fotovoltaica.

No primeiro cenário considera-se a usina híbrida operando sem otimização do MUST (isto é, com montante equivalente a soma da potência nominal das fontes) e sem SAE acoplado. No segundo cenário efetua-se a otimização do MUST da usina de referência e no terceiro cenário otimiza-se o MUST da usina considerando os efeitos da flexibilidade operativa fornecido por um SAE a ela acoplado.

Como premissas gerais deste caso hipotético, de cunho didático, considera-se o arranjo com 200 MW de potência instalada, com participação de 70% da fonte eólica (140 MW) e 30% solar FV (60MW). O horizonte considerado são de cinco anos e os dados de geração foram obtidos a partir de séries históricas dos locais. O contrato de venda tem preço de 150 R$/MWh e volume equivalente a 100% da geração média, com sazonalização e modulação igual ao perfil médio da geração. A capacidade do SAE é de 3 horas (considera-se perdas de 3% decorrente do processo de carga/descarga). A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é de 6,0 R$/kW.

As usinas selecionadas para apresentação dos resultados localizam-se em Pedra do Reino (BA), Areia Branca (RN) e Tavares (PB), cujas coordenadas geográficas são apresentadas na Tabela 3 do ANEXO. A seleção destas localidades basearam-se na diversidade observada entre o perfil de vento destas três regiões.

A Figura 5 ilustra os resultados gráficos das simulações realizadas em cada localidade e para cada um dos três cenários (sem otimização, com otimização, com otimização e com SAE acoplado) e a Tabela 1 fornece os resultados numéricos das simulações.

Figura 5. Otimização MUST para as localidades de Pedra do Reino (BA), Areia Branca (RN) e Tavares (PB).

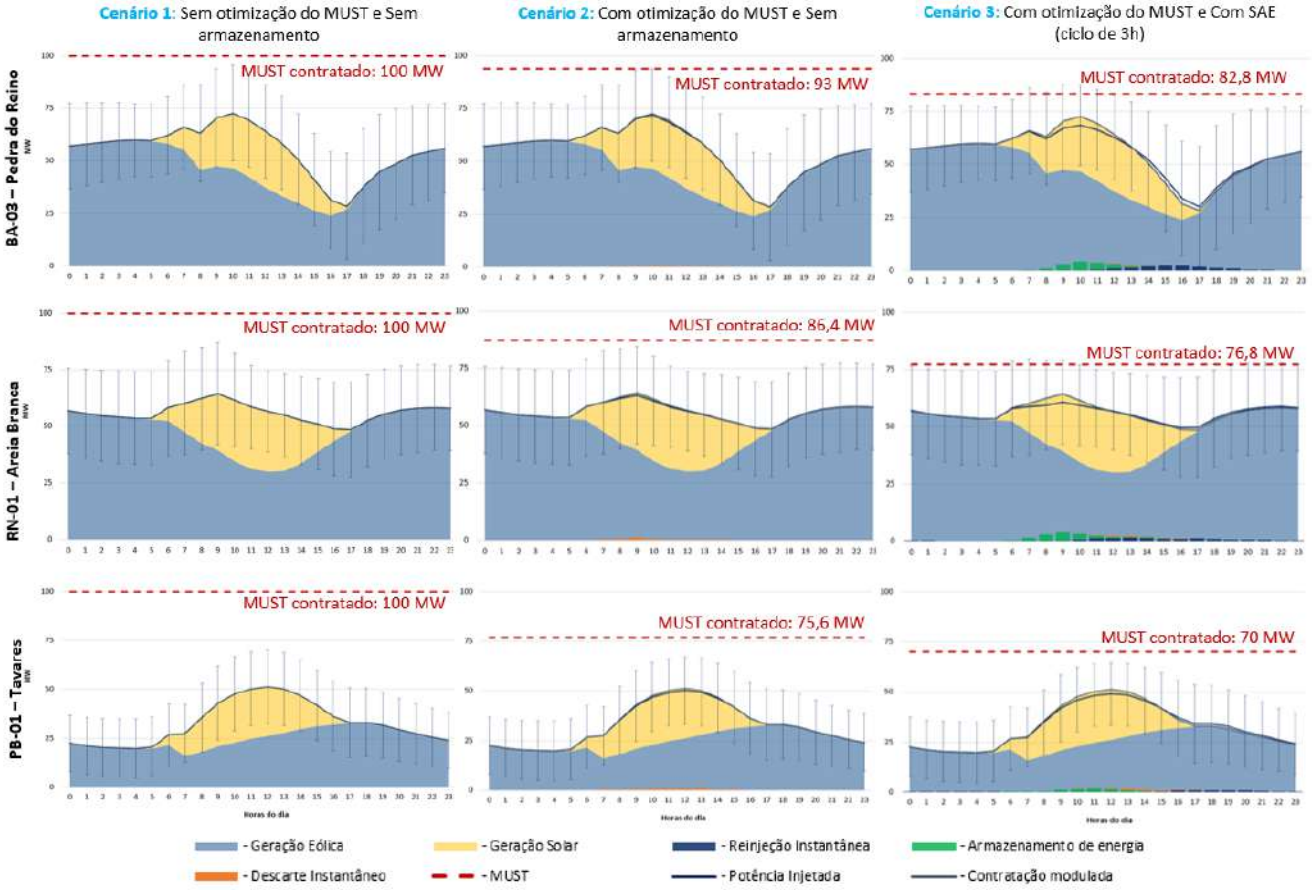


Tabela 1. Resultados Financeiros dos três cenários simulados

		Pedra do Reino - BA			Areia Branca - RN			Tavares – PB		
		Cen.1	Cen.2	Cen.3	Cen.1	Cen.2	Cen.3	Cen.1	Cen.2	Cen.3
MUST	[MW]	100,00	93,03	82,78	100,00	86,36	76,83	100,00	75,64	70,00
Geração Injetada	[MWm]	55,19	55,07	55,10	56,03	55,86	55,90	32,75	32,50	32,59
Descarte de Geração	[MWm]	0,00	0,12	0,05	0,00	0,16	0,09	0,00	0,25	0,12
Custo anual com Transmissão	[R$*milhões]	-7,20	-6,70	-5,96	-7,20	-6,22	-5,53	-7,20	-5,45	-5,04
Receita Contratual Anual	[R$*milhões]	59,79	59,79	59,79	63,51	63,51	63,51	36,42	36,42	36,42
Receita Média Anual com o MCP	[R$*milhões]	3,88	3,60	3,67	6,36	5,99	6,07	4,84	4,27	4,50
Resultado Anual	[R$*milhões]	56,47	56,69	57,50	62,67	63,28	64,05	34,05	35,24	35,88

A análise dos resultados para as três localidades mostram que há um importante espaço para a otimização do MUST nas três localidades e que o acoplamento do SAE (cenário

3) permite ampliar esta redução, melhorando-se a ociosidade do uso da rede e alavancando os resultados financeiros das operações.

Os perfis de geração horária destas usinas (fator de capacidade) e a complementaridade entre elas são fatores preponderante para os resultados, observando-se que usinas com maior fator de capacidade normalmente tendem a ter resultados financeiros mais elevados que de menor, uma vez que comercializam maior volume de energia gerada.

Avaliando-se os resultados dos três cenários de cada local, observa-se que a redução no MUST implica em descarte de geração. O impacto financeiro deste é visualizado quando se compara os resultados do custo anual com transmissão versus com os da receita média com o MCP, que se traduzem nas variações entre os resultados anuais de cada cenário (os resultados de contratação de energia não se alteram nos cenários). A ponderação destes aspectos, no processo de otimização, implicam nos ganhos financeiros observados em cada localidade.

Em relação ao cenário 3, com participação do SAE, verifica-se que o sistema de armazenamento fornece uma flexibilidade operativa à usina que é capaz de gerenciar a geração, reduzindo-se os descartes de geração observados no cenário 2 e implicando em maior rentabilidade financeiras.

Estudo de Caso – Contratação do MUST no nordeste brasileiro

O segundo estudo de caso tem como objetivo avaliar o perfil de contratação do MUST de usinas híbridas com diferentes composições eólica-solar (com e sem SAE), em dezoito localidades do nordeste brasileiro.

A Tabela 2 indica os nomes dos locais avaliados no estudo. Os locais foram selecionados de acordo com o potencial eólico e solar de cada região, observando que se trata de locais em que já existem parques eólicos ou solares FV em operação ou em implementação. As séries de irradiação e vento de cada local são, respectivamente, oriundas das bases SolarGIS e Vortex, sendo convertidas em geração com base em características técnicas de cada tipo de tecnologia de geração.

No ANEXO, a Tabela 3 e a

Figura 8 apresentam, respectivamente, as coordenadas geográficas e o mapa de localização dos locais, enquanto a

Figura 9 apresenta a complementaridade dos perfis médios de geração horária em cada localidade.

Tabela 2. Localidades do nordeste brasileiros - Estudo de Caso.

Localidades			
RN-01	João Câmara	PB-03	Patos

RN-02	Currais Novos	CE-01	Amontada
RN-03	Areia Branca-Serra do Mel	CE-02	Paracuru
PI-01	Caldeirão Grande do Piauí	CE-03	Aracati
PE-01	Alagoinha	CE-04	Queimadas
PE-02	Petrolândia-Tacaratu	BA-01	Caetité
PE-03	Poção de Afrânio	BA-02	Brotas de Macaúbas
PB-01	Tavares	BA-03	Pedra do Reino
PB-02	Millenium	BA-04	Ourolândia

Nas análise de otimização do MUST foram consideradas as seguintes premissas principais: (i) usina híbrida formada pelas fontes eólica e solar FV, para as diferentes composições, possui potência de 100 MW para todos os casos; (ii) SAE com 20MW de potência e tempo de armazenamento de 3 horas (capacidade de armazenamento: 60 MWh); (iii) horizonte de simulação de 5 anos; (iv) para todas localidades, assume-se único TUST de R$6,00/kW/mês; (v) montante alocado em contrato de venda equivalente a 100% da garantia física dos arranjos, modulada pela geração média; (vi) preço do contrato de venda igual a R$150,00/MWh. Nas simulações não são avaliadas a viabilidade financeira dos projetos, isto é, não se considera questões de CAPEX e OPEX na composição de cada usina e, portanto, nos resultados financeiros.

As Figura 6 e Figura 7 apresentam, respectivamente, os resultados da otimização do MUST para os casos das usinas híbridas sem e com acoplamento de SAE, variando-se a participação de cada fonte eólica e solar no arranjo de 100 MW em todas as localidades.

Figura 6. Perfil de contratação do MUST de Usinas Híbrida – Nordeste brasileiro.

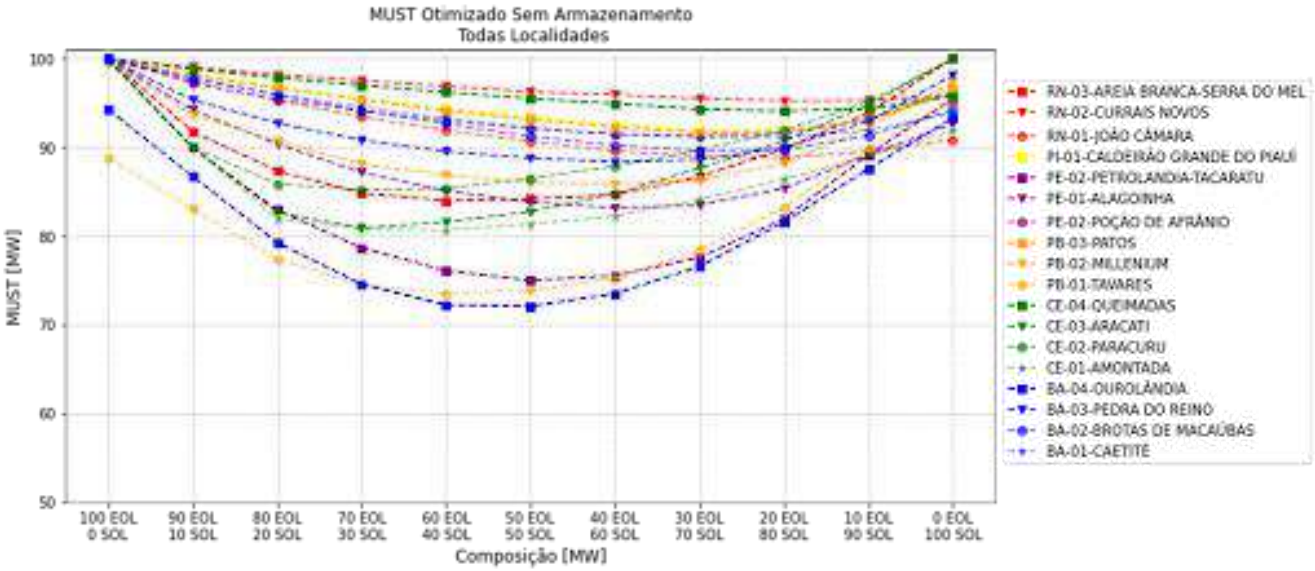
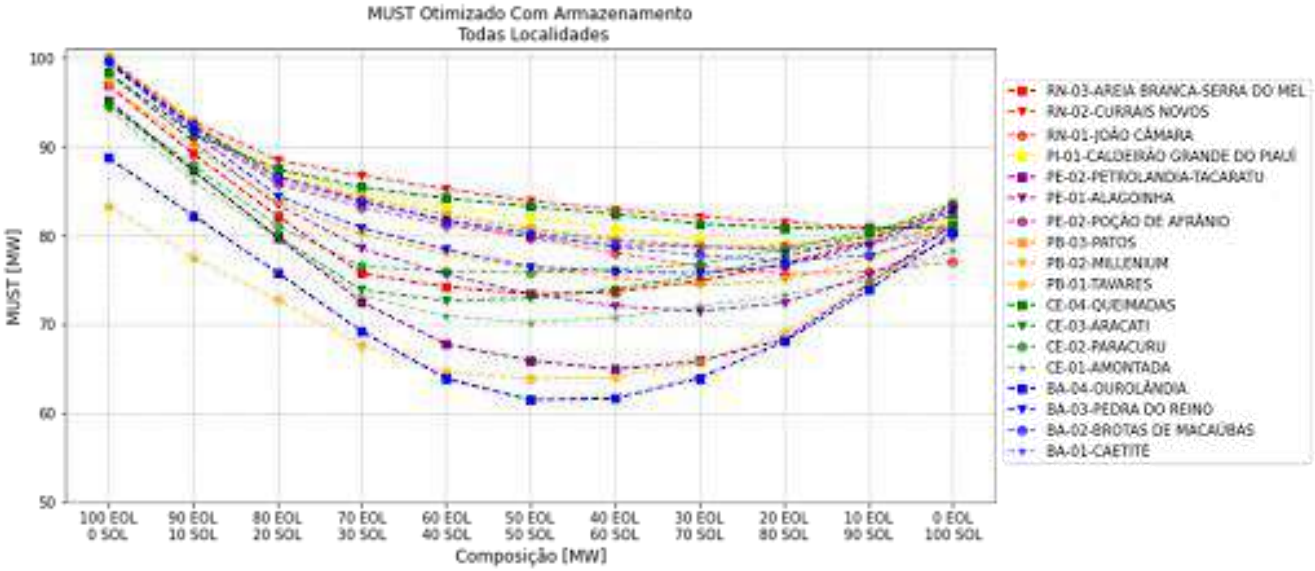


Figura 7. Perfil de contratação do MUST em Usinas Híbridas com SAE – Nordeste brasileiro.



Os resultados apontam que nos extremos, a participação exclusiva de uma única fonte, embora a regulação não permita a flexibilização do MUST em usinas formadas por uma única fonte de geração, a otimização para efeito comparativo dos resultados, indica que a fonte solar sozinha teria uma hipotética maior margem para otimização do MUST em decorrência de apresentar maior ociosidade da rede devido sua característica natural de geração diurna do que para o caso da eólica, que na maioria dos casos não apresenta espaço para redução do MUST decorrente do seu perfil sazonal de geração diária.

A análise geral dos resultados evidencia que o perfil do MUST ótimo apresenta variação em função do local (perfis de geração de cada fonte e respectivos fatores de capacidade) e da composição eólica-solar (%) no arranjo. O efeito da complementaridade da geração horária é fator chave para explicar estes resultados de MUST ótimo e as diferenças em cada localidade. A redução do MUST em patamares inferiores da potência nominal do arranjo indica que a economia gerada na contratação do MUST supera o custo de oportunidade de venda do montante descartado por falta de capacidade de escoamento.

Ademais, observa-se que o acoplamento do SAE na usina híbrida eólica-solar permite que o MUST ótimo seja reduzido em patamares superiores se comparado com o caso base, sem SAE. Isso se deve à flexibilidade operacional do SAE, que implica em capacidade de gerenciamento da geração e em reduções de corte de geração: a energia que seria descartada devido a limitação do MUST pode ser armazenada e injetada no sistema tanto em horários de baixa geração como em horários de alto PLD, permitindo uma “arbitragem de preços” por parte do Empreendedor.

Os resultados de otimização do MUST nas localidades evidenciam que a flexibilidade no regramento estabelecido pena REN 954/2021 permite que projetos híbridos e associados sejam viabilizados explorando-se as economias decorrentes de uma contratação do MUST

em monta menor do que a da potência nominal da fonte de menor participação (caso das híbridas) ou mesmo da entrante (no caso de associação com uma fonte já existente), entretanto, a particularidade da geração conjunta de cada local e a proporção de cada fonte nos arranjos deve ser avaliada com critério, posto que são vertentes importantes na definição do montante ótimo a ser contratado.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As usinas híbridas e associadas se destacam pela possibilidade de otimização do aproveitamento dos recursos físicos e energéticos locais, via compartilhamento de infraestruturas e exploração das sinergias energéticas da produção conjunta, que melhoram a rentabilidade dos projetos se comparada com a de usinas de geração operando por uma única fonte. Por tais razões, estes tipos de arranjos têm sido objeto de interesse nos mais distintos mercados.

O Brasil, em particular o nordeste brasileiro, por possuir características de complementaridade local entre as fontes eólica e solar, se destaca neste quesito, enquanto em outros países, por exemplo EUA e Austrália, observa-se o predomínio da formação de usinas híbridas via acoplamento de Sistemas de Armazenamento de Energia.

No sentido de pavimentar a implantação das usinas híbridas e associadas, dado as singularidades destes tipos de arranjos, torna-se necessário ajustes regulatórios que reconheçam os atributos e especificidades destas fontes nos desenhos de mercados aos quais estão inseridas. Tais aprimoramentos regulatórios têm sido objetos de recentes discussões em diferentes mercados internacionais.

O Brasil, com a promulgação da REN 954/2021, deu um importante passo nesse sentido, ao estabelecer as bases para a implantação de usinas híbridas e associadas no contexto do arcabouço do mercado elétrico nacional. Além da definição das tipologias e critérios de outorga, dentre outros, a resolução estabeleceu o critério da flexibilização na contratação do MUST que traz rebatimentos importantes na viabilidade destas usinas.

O estabelecimento da possibilidade de contratação do MUST dentro de uma faixa de potência implica em um melhor aproveitamento das redes de transmissão, resultando em maior eficiência no uso da rede, economias aos agentes e postergação de investimentos em expansões, com reflexos na operação e planejamento do sistema nacional.

Dado a importância deste regramento, sobretudo para os desenvolvedores destes tipos de projetos, este estudo apresentou uma análise da contratação do MUST em diferentes localidades no nordeste brasileiro e mostrou que as diversidades climatológicas regionais que afetam a complementaridade de geração local e aspectos técnicos da composição das usinas são condicionantes importantes de serem mensurados pelos agentes, que devem ponderar o trade-off entre a redução na despesa de contratação do MUST e os desdobramentos nos

descartes de geração que representam custos de oportunidade de comercialização dessas parcelas no mercado de curto prazo.

Os Sistemas de Armazenamento de Energias configuram-se como tecnologias de grande potencial, sobretudo, quando associados com usinas de fontes de geração variável, uma vez que fornecem maior capacidade de gerenciamento da produção destas usinas. Por esta razão e em decorrência do decréscimo do seu custo no cenário internacional, a utilização deste tipo de dispositivo tem crescente aplicação nos mais diversos mercados.

Embora no âmbito nacional ainda não se tenha regulamentado a utilização de SAE em conjunto com as usinas híbridas, assim como se observou em mercados internacionais que tratam destas questões em conjunto, neste trabalho aferiu-se os benefícios desta tecnologia em operações comerciais de usinas híbridas, com particular interesse no MUST.

Por fim, observa-se que embora tenha-se avançado na regulação de usinas híbridas, há necessidade de regulamentação de questões associadas com sistemas de armazenamento e definições sobre metodologias de cálculo de garantia física destas tipologias, por exemplo. Outros estudos futuros também são necessários, por exemplo, em relação a participação de usinas híbridas como provedoras de serviços ancilares e possibilidades de alteração em regramentos de despachos, dentre outros aspectos.

7. AGRADECIMENTOS

Os Autores agradecem à SPIC Brasil pelo financiamento deste estudo no âmbito do projeto de P&D *“A inserção de Projetos Híbridos no Portfólio de Empresas Geradoras: Uma abordagem sob os enfoques técnico-econômico e regulatório” (nº. ANEEL*: *PD-11484-0004/2020), realizada pela FDTE e a MRTS Consultoria.*

REFERÊNCIAS

[1] Jiang, J. et al. (2021) Hybrid generation of renewables increases the energy system's robustness in a changing climate. Journal of Cleaner Production, 324, 129205. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129205.

[2] EPE. Empresa de Pesquisas Energéticas. NT EPE 011/2018. Usinas híbridas: uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. EPE, 2018. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/NT%20EPE-DEE-NT-011-2018-r0%20%28Usinas%20h%C3%ADbridas%29.pdf

[3] Ramos, D.S., Castro, R., Camargo, L.A.S., Leonel, L.D., de Paiva, L.F., Balan, M.H., Gonçalves, C.P., Breyer, E.B., Jonathan, S. and de Biase, R.G.(2022) Enabling Hybrid Projects through Appropriate Market Design. Energy and Power Engineering, 14, 101-123. https://doi.org/10.4236/epe.2022.142004

[4] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL nº 954, de novembro de 2021. https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-954-de-30-de-novembro-de-2021-364715864.

[5] Clean Energy Council. (2020). Project-Tracker. https://www.cleanenergycouncil.org.au/resources/project-tracker

[6] Australian Energy Market Operator (2021) Registering a Hybrid Generating System in the NEM—Fact Sheet. https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/participant_information/registration/generator/fact-sheet--nem--hybrid-generator-registration.pdf?la=en

[7] Australian Energy Market Commission (2020) Consultation Paper—National Electricity Amendment (Integrating Energy Storage Systems into the NEM) Rule. https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/consultation_paper_-_integrating_ess_into_the_nem_17082020_for_upload.pdf

[8] Wiser, R.H., et al. (2020) Hybrid Power Plants: Status of Installed and Proposed Projects. https://emp.lbl.gov/publications/hybrid-power-plants-status-installed

[9] Federal Energy Regulatory Commission. (2020). Technical Conference regarding Hybrid Resources (Doc.No.AD20-9-000). https://www.ferc.gov/news-events/events/technical-conference-regarding-hybrid-resources-docket-no-ad20-9-000-07232020

[10] Ministry of New & Renewable Energy (2018). National Wind-Solar Hybrid Policy. https://mnre.gov.in/Wind/policy-and-guidelines

[11] Gulia, J. and Garg, V. (2020) Wind-Solar Hybrid: India's Next Wave of Renewable Energy Growth—An Analysis of Tariff Trends, Policy and Regulation, and Challenges in a New Market. https://ieefa.org/wp-content/uploads/2020/10/Wind-Solar-Hybrid-Indias-Next-Wave-of-Renewable-Growth_October-2020.pdf

[12] Zhang, T., Cao, S., Pan, L. and Zhou, C. (2020). A Policy Effect Analysis of China's Energy Storage Development Based on a Multi-Agent Evolutionary Game Model. Energies , 13, 62-93. https://doi.org/10.3390/en13236293

[13] National Development and Reform Commission and National Energy Administration (NEA) of China (2020) Guideline on Wind-Solar-Hydro-Thermal Integration and Generation-Grid-Load-Storage Integration Development. https://chinaenergyportal.org/en/guiding-opinions-on-the-development-of-integrated-of-wind-solar-hydro-thermal-and-storage-integrated-of-generation-grid-load-and-storage-draft-for-comments/#

[14] Paiva, L. F. Usinas híbridas eólico-fotovoltaicas: uma análise das sinergias e complementaridades. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

ANEXO

Tabela 3. Localização geográficas dos locais avaliados (Latitude/Longitude).

Local		Lat	Long
RN-01	João Câmara	-5,44	-35,96
RN-02	Currais Novos	-6,03	-36,50
RN-03	Areia Branca-Serra do Mel	-4,98	-36,95
PI-01	Caldeirão Grande do Piauí	-7,33	-40,58
PE-01	Alagoinha	-8,56	-36,76
PE-02	Petrolândia-Tacaratu	-8,99	-38,16
PE-03	Poção de Afrânio	-8,71	-41,36
PB-01	Tavares	-6,81	-34,97
PB-02	Millenium	-6,51	-34,97

Local		Lat	Long
PB-03	Patos	-7,02	-36,96
CE-01	Amontada	-3,35	-39,83
CE-02	Paracuru	-3,42	-39,04
CE-03	Aracati	-4,49	-37,73
CE-04	Queimadas	-3,84	-41,17
BA-01	Caetité	-13,99	-42,64
BA-02	Brotas de Macaúbas	-12,29	-42,35
BA-03	Pedra do Reino	-9,49	-40,88
BA-04	Ourolândia	-10,97	-41,19

Figura 8. Mapa das Localidades Avaliadas.

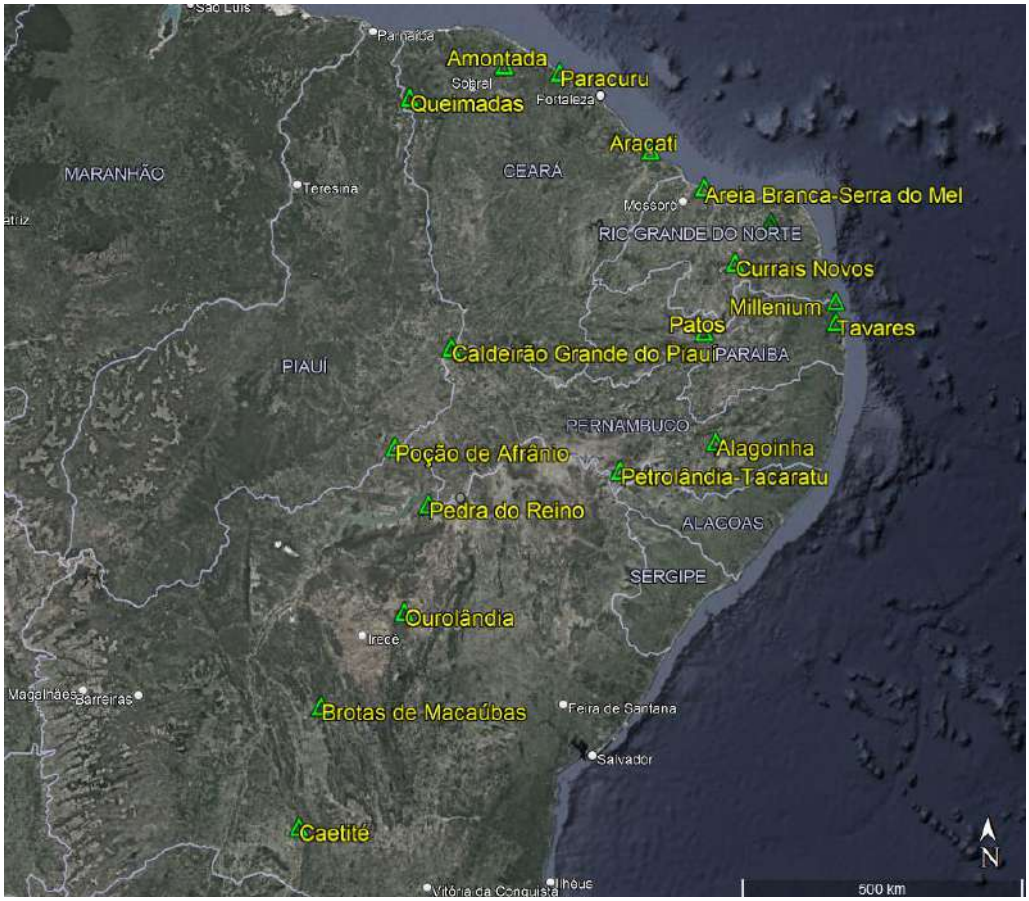
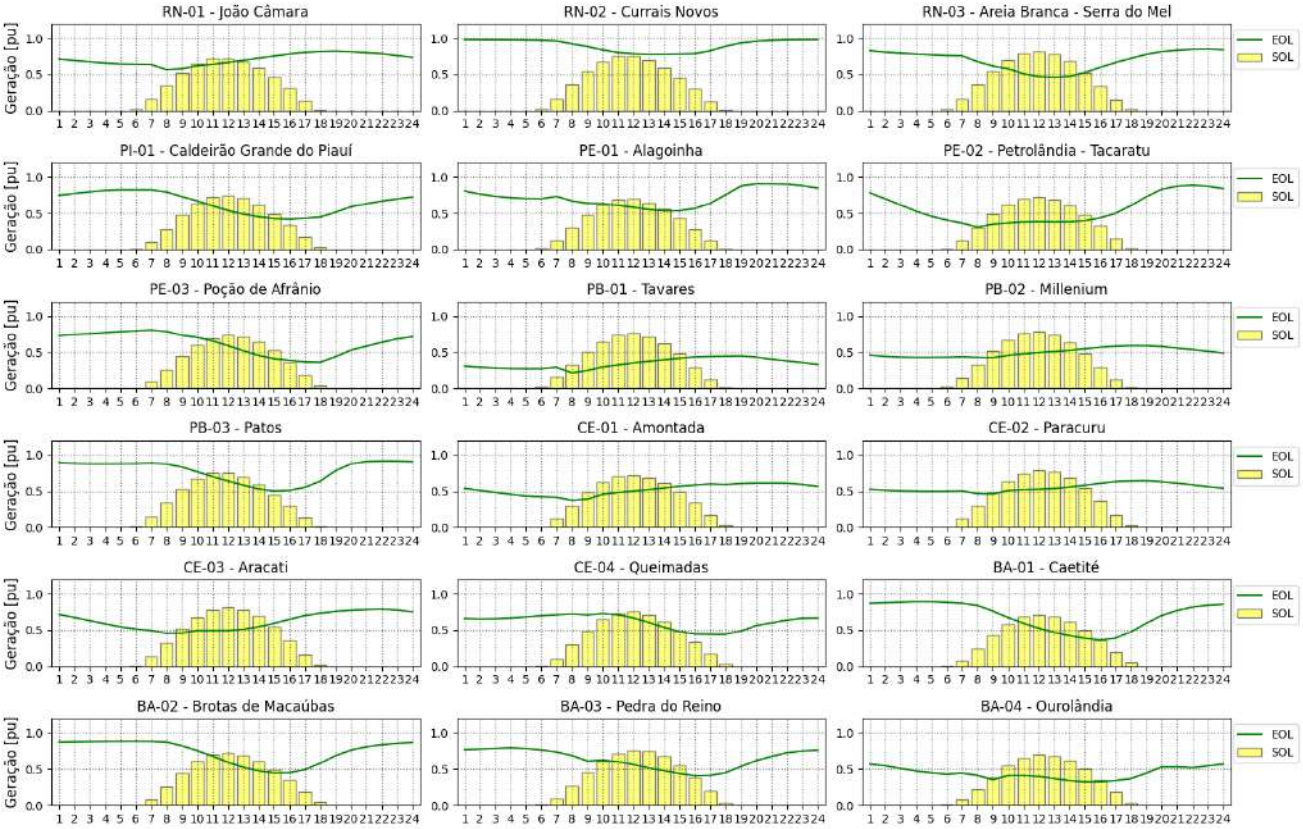


Figura 9. Complementaridade na geração local Eólica-Solar FV em diferentes locais do nordeste brasileiro.



AVALIAÇÃO DO USO DO NITROGÊNIO LÍQUIDO COMO METODOLOGIA DE RESFRIAMENTO DO CONCRETO MASSA PARA USO EM FUNDAÇÕES DE TORRES EÓLICAS *ONSHORE*

Wanner Kelly Damasceno da Silva (1); Leonária Araújo Silva (2); Antônio Eduardo Bezerra Cabral (3); Gustavo de Medeiros Pinheiro (4); Júlio de Rezende Nesi Filho (5); Antônio Medeiros de Oliveira (6)

(1) (2) Engenheira Civil, Mestranda no Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil: Estruturas e Construção Civil (PEC) da Universidade Federal do Ceará (UFC), Campus do Pici, Fortaleza/CE. Endereço de correspondência: kellydamasc@gmail.com (3) Professor Doutor, Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil: Estruturas e Construção Civil (PEC) da Universidade Federal do Ceará (UFC). (4) Engenheiro Civil, Diretor de Engenharia e Incorporação na empresa Dois A Engenharia e Tecnologia. (5) Engenheiro Civil, Coordenador geral de Produção na empresa Dois A Engenharia e Tecnologia. (6) Engenheiro Civil, Diretor Técnico na empresa Dois A Engenharia e Tecnologia.

RESUMO

Com o aumento crescente da demanda energética global, intensificou-se a urgência em alterar o modelo tradicional de geração de energia para o modelo sustentável, com destaque para a energia eólica *onshore*. O Brasil destaca-se como maior produtor de energia eólica da América Latina, estando entre os cinco maiores mercados do mundo a produzir novas instalações *onshore* em 2020. As turbinas eólicas *onshore* são comumente suportadas por fundações maciças, compostas por centenas de metros cúbicos de concreto e toneladas de aço. Este concreto massa libera elevado calor de hidratação durante o processo de construção, especialmente no período inicial. O gradiente de temperatura elevado gera tensões de tração significativas, ocasionando o surgimento de fissuras e a alta temperatura de hidratação do cimento pode provocar a formação da etringita tardia, havendo a necessidade de medidas de controle do aumento de temperatura. Vários métodos preventivos podem ser adotados para controlar o gradiente de temperatura do concreto, tais como: o uso de materiais cimentícios suplementares; o pré-resfriamento dos agregados, antes da mistura do concreto; e o pós-resfriamento com tubos de refrigeração internos ao concreto. Como método de pré-resfriamento inovador, tem-se o uso de nitrogênio líquido para o congelamento de agregados, com expectativa de redução acentuada na temperatura do concreto massa. Assim, o presente estudo tem por objetivo avaliar a eficiência de nitrogênio líquido em melhorar as propriedades do concreto em fundações de torres eólicas *onshore*. Foram desenvolvidos blocos de concreto para análise térmica, bem como produzidos concretos de classe 30 MPa, em que foram avaliadas as propriedades térmicas, físicas e mecânicas do concreto. Os resultados evidenciam a eficiência do uso de nitrogênio líquido para redução de temperatura em condições de concretagem em regiões de clima quente.

Palavras-Chave: *Torres eólicas, Concreto massa, Resfriamento, Nitrogênio líquido.*

EVALUATION OF THE USE OF LIQUID NITROGEN AS A METHODOLOGY FOR COOLING MASS CONCRETE FOR USE IN ONSHORE WIND TOWER FOUNDATIONS

Wanner Kelly Damasceno da Silva (1); Leonária Araújo Silva (2); Antônio Eduardo Bezerra Cabral (3); Gustavo de Medeiros Pinheiro (4); Júlio de Rezende Nesi Filho (5); Antônio Medeiros de Oliveira (6)

(1) (2) Engenheira Civil, Mestranda no Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil: Estruturas e Construção Civil (PEC) da Universidade Federal do Ceará (UFC), Campus do Pici, Fortaleza/CE. Endereço de correspondência: kellydamasc@gmail.com (3) Professor Doutor, Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil: Estruturas e Construção Civil (PEC) da Universidade Federal do Ceará (UFC). (4) Engenheiro Civil, Diretor de Engenharia e Incorporação na empresa Dois A Engenharia e Tecnologia. (5) Engenheiro Civil, Coordenador geral de Produção na empresa Dois A Engenharia e Tecnologia. (6) Engenheiro Civil, Diretor Técnico na empresa Dois A Engenharia e Tecnologia.

ABSTRACT

With the increase in global energy demand, the urgency to change the traditional model of energy generation to a sustainable model is intensified, with emphasis on onshore wind energy. Brazil stands out as the largest producer of wind energy in Latin America, being among the five largest markets in the world to produce new onshore installations in 2020. Onshore wind turbines are commonly supported by massive foundations, composed of hundreds of cubic meters of concrete and tons of steel. This mass concrete releases high heat of hydration during the construction process, especially in the initial period. The high temperature gradient generates significant tensile stresses, causing the appearance of cracks, and the high temperature of cement hydration causes the formation of delayed ettringite (DEF), requiring measures to control the increase in temperature. Various preventive methods can be used to control the temperature gradient of the concrete, such as: the use of supplementary cementitious materials; the pre-cooling of the aggregates, before mixing the concrete; and the post-cooling with cooling tubes internal to the concrete. As an innovative pre-cooling method, there is the use of liquid nitrogen for the freezing of aggregates, with the expectation of a marked reduction in the temperature of the mass concrete. Thus, the present study aims to evaluate the efficiency of liquid nitrogen in improving the properties of concrete in onshore wind tower foundations. Concrete blocks were developed for thermal analysis, as well as 30 MPa class concretes were produced, where the thermal, physical and mechanical properties of the concrete were evaluated. The results show the efficiency of the use of liquid nitrogen for temperature reduction in concreting conditions in hot climate regions.

Keywords: *Wind towers, Mass concrete, Cooling, Liquid nitrogen.*

1. INTRODUÇÃO

O crescimento populacional e o consequente aumento da demanda energética intensificaram a urgência em alterar o modelo tradicional de geração de energia para o modelo sustentável (VARGAS *et al.*, 2019; MCKENNA *et al.*, 2022). A energia renovável tornou-se agente fundamental para a política global de energia e desenvolvimento, representando 62% da nova capacidade de geração de energia entre os anos 2009 a 2018, o que indica a expansão gradativa do setor na última década (IRENA, 2020). Dentre as diferentes tecnologias renováveis, destaca-se a energia eólica *onshore*, cujo crescimento se deu de 13% a 23% da capacidade total de energia renovável no período de 2009 a 2018, evidenciando-se como modelo renovável não hidrelétrico mais significativo (IRENA, 2019). A capacidade de geração de energia renovável global, incluindo a energia eólica *onshore*, apresenta prospecção de crescimento quatro vezes mais rápido de 2018 até 2030, a fim de garantir o desenvolvimento sustentável e o cumprimento dos objetivos sustentáveis da Agenda 2030 estabelecida pela Organização das Nações Unidas (IRENA, 2020).

De acordo com relatório da *Global Wind Report*, a instalação total de energia eólica global *onshore* foi de 707,4 GW em 2020, crescimento de 14% em relação ao ano anterior. Este aumento significativo foi incentivado pela ampliação nos dois maiores mercados mundiais, China e Estados Unidos. Em 2020, foram adicionados, globalmente, 86,9 GW de capacidade eólica *onshore*, expansão de 59% em relação a 2019, conforme Figura 1, e projeta-se o crescimento médio anual de 4% até 2025 (GWEC, 2021). Evidencia-se a participação do Brasil, com crescimento de 3% da capacidade instalada, em 2020.

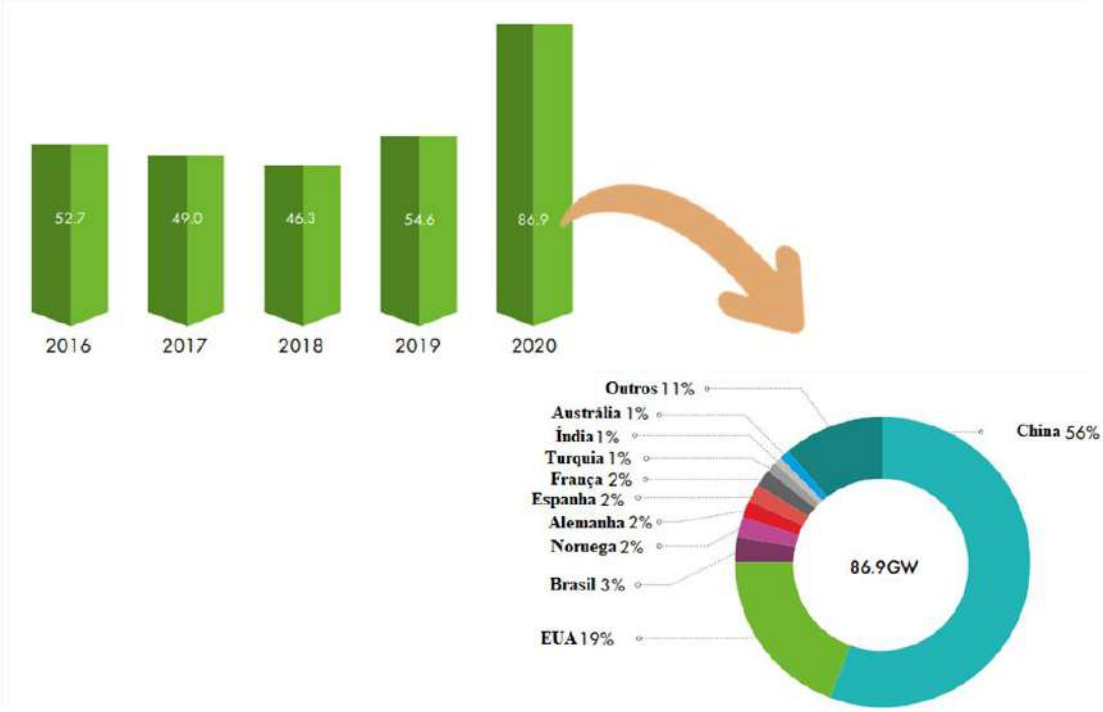


Figura 1 – Novas instalações de energia eólica *onshore* no mundo (ADAPTADO GWEC, 2021)

A energia eólica desempenha importante papel ao mitigar as mudanças climáticas e o aquecimento global, a partir da redução das emissões de gases de efeito estufa, uma vez que esta tecnologia não se utiliza de combustíveis fósseis, contribuindo para a estratégia de desenvolvimento de baixo carbono (RAMADAN, 2017; RAIMUNDO *et al.*, 2018). Outra contribuição da geração de energia eólica é permitir aos países diversificarem sua matriz energética, o que é especialmente importante em países onde a energia hidrelétrica é o principal componente (DAI *et al.*, 2015; VARGAS *et al.*, 2019; WEI *et al.*, 2019). Além disso, a energia renovável, com ênfase para o modelo

eólico, tem impactos socioeconômicos benéficos, como o aumento das oportunidades de desenvolvimento urbano e rural, a criação de indústrias locais e a geração de emprego (DEL RÍO; BURGUILLO, 2008; DAI *et al.*, 2015). O setor de energia eólica empregou, em 2019, 1,1 milhão de pessoas no mundo, havendo projeção de 3,5 milhões de pessoas empregadas no setor, em 2030 (IRENA, 2020).

O Brasil destaca-se como maior produtor de energia eólica *onshore* da América Latina (IRENA, 2021), estando entre os cinco maiores mercados do mundo a produzir novas instalações *onshore*, em 2020. China, Estados Unidos, Brasil, Holanda e Alemanha associados representaram 80,6% das instalações globais no referido ano, crescimento coletivo superior a 10% em comparação a 2019 (GWEC, 2021). A nova capacidade eólica instalada em 2020 fez a energia eólica atingir uma participação de 10,1% da matriz energética brasileira, conforme Figura 2 que apresenta a participação de todas as fontes de geração de energia na matriz elétrica brasileira para o referido ano (ABEEÓLICA, 2021a).

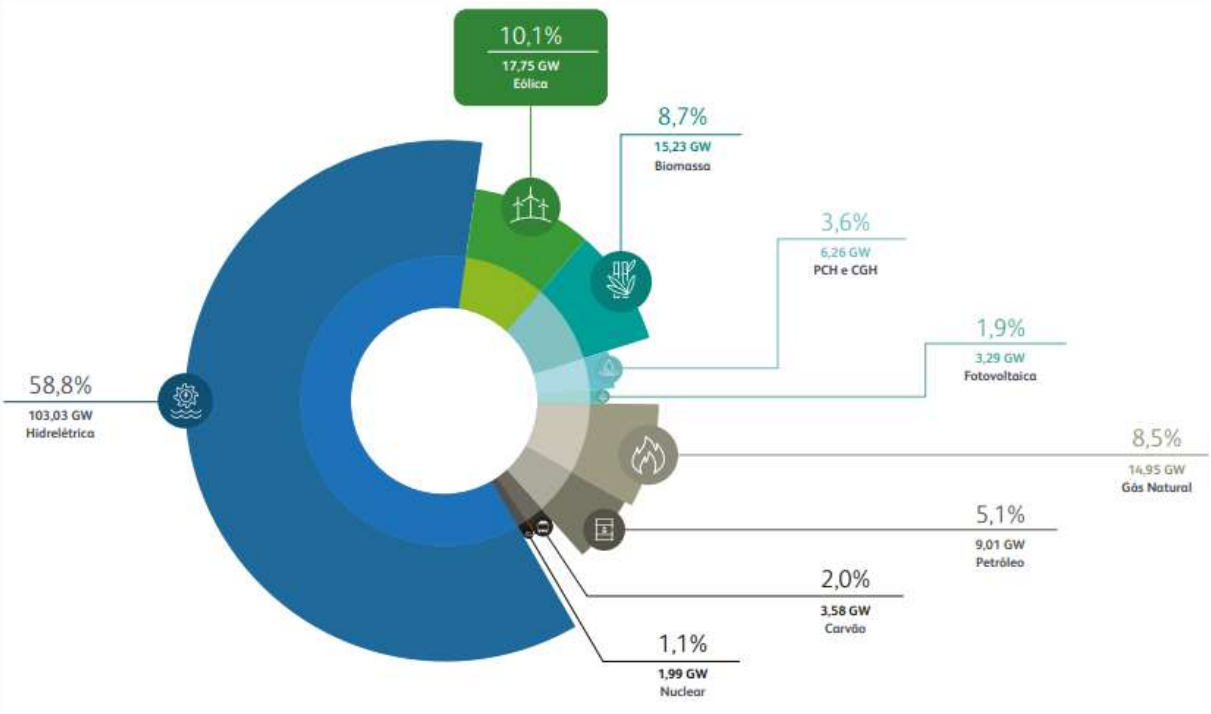


Figura 2 – Matriz energética brasileira em 2020 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) E ABEEÓLICA, 2021)

Em 2020, o Brasil manteve a sétima posição no Ranking Mundial da capacidade total instalada *onshore* de 17.747 MW, crescimento de 15% em relação ao ano anterior, de acordo com a Figura 3 (ABEEÓLICA, 2021b; GWEC, 2021). A expansão eficiente da indústria de energia eólica no Brasil é justificada pelo expressivo investimento de empresas que compõem essa cadeia produtiva, na qual foram investidos R$ 20,6 bilhões, em 2020, representando 45% dos investimentos realizados em energias renováveis no país; ainda, justifica-se pela ótima qualidade dos ventos, evidenciado pelo fator de capacidade acima da média mundial. Tem-se que o fator de capacidade é a proporção entre a geração efetiva da usina em um intervalo de tempo e a capacidade total neste intervalo, portanto, este dado mede a produtividade dos ventos; e, em 2020, o Brasil atingiu o fator de 40,6%, valor acima da média mundial de 35% (ABEEÓLICA, 2021a).

Figura 3 – Capacidade total instalada de energia eólica *onshore* no Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) E ABEEÓLICA, 2021)

Quanto mais desenvolvida a energia eólica, mais robustas serão as estruturas de suas torres e fundações para suportar maiores carregamentos, necessitando de grandes volumes de concreto (na ordem de centenas de metros cúbicos para cada fundação), uma vez que a qualidade dos recursos eólicos melhora significativamente com o aumento da altura das turbinas e este aumento garante uma distância segura entre pás mais longas e o solo (LANTZ *et al.*, 2019).

O elevado volume de concreto caracteriza-se como concreto massa, geralmente qualquer estrutura de concreto com uma seção transversal maior ou igual a um metro de dimensão (LI; NIE; WANG, 2014), no qual devem-se adotar medidas preventivas para controle de temperatura e alteração volumétrica devido ao grande consumo de cimento e ao elevado calor de hidratação deste ligante (ACI, 2005a). Em idade precoce, a temperatura em estruturas maciças de concreto pode atingir mais de 70 °C, tendo em vista as reações químicas de hidratação do cimento serem exotérmicas (BRIFFAUT *et al.*, 2012). No entanto, uma maior diferença de temperatura entre o interior e o exterior do concreto provoca fissuras térmicas, que afetam a segurança estrutural das edificações (RIDING *et al.*, 2014).

O controle e o monitoramento das temperaturas, bem como a prevenção de fissuras no concreto massa, são os principais aspectos técnicos relativos à qualidade das estruturas maciças (LI; NIE; WANG, 2014; ZHOU *et al.*, 2018; HUANG, 2018). Como o concreto possui baixa condutividade térmica, o calor interno oriundo do processo de hidratação não é facilmente distribuído, enquanto o calor externo se dissipa mais rapidamente, tendo em vista a transferência de calor na superfície do concreto com o meio (LI; NIE; WANG, 2014). O volume da estrutura altera-se devido aos princípios de expansão e contração térmica. Quando a deformação de contração térmica excede a capacidade de deformação de tração do concreto, ocorre sua fissuração precoce (AN *et al.*, 2017).

Para controlar o gradiente de temperatura e evitar o risco de fissuração das estruturas, vários métodos preventivos foram adotados na literatura, por exemplo, o uso de matérias-primas mais frias, a aplicação de materiais cimentícios suplementares, o uso de cimento Portland de baixo calor de hidratação, o pré-resfriamento do agregado antes da mistura do concreto, o pós-resfriamento do concreto com o uso de serpentinas internas ao compósito cimentício, a adoção de isolamento

térmico superficial (YANG; WANG; ZHOU, 2007; TASRI; SUSILAWATI, 2019; HAMID; CHORZEPA, 2020; SMOLANA *et al.*, 2021). Dentre as medidas de pré-resfriamento, considera-se a aplicação de nitrogênio líquido, para resfriamento dos agregados, como inovação na indústria eólica, ainda que este material tenha sido utilizado pela primeira vez para pré-resfriar o concreto há quase 30 anos (GAJDA; SUMODJO, 2012), pois ainda não há o domínio da tecnologia por parte dos empreiteiros, no Brasil. Assim, o presente artigo objetiva investigar a eficiência do sistema de pré-resfriamento para concretos de fundações de torres eólicas *onshore*, a partir da avaliação do uso de nitrogênio líquido quanto às propriedades físico-mecânicas dos concretos e seu comportamento térmico.

2. APLICAÇÃO DE NITROGÊNIO LÍQUIDO PARA PRÉ-RESFRIAMENTO DO CONCRETO MASSA

Em projetos com grande volume de concreto, o controle de fissuração geralmente se refere ao controle da temperatura do compósito durante o período de construção, que vem sendo implementado com medidas de engenharia como pré-resfriamento de agregados, resfriamento de tubulações, isolamento térmico superficial e construção alternativa de baias (OUYANG *et al.*, 2019). As técnicas para pré-resfriamento do concreto massa consistem desde o resfriamento prévio dos agregados até a substituição da água de amassamento por escamas de gelo, resultando em temperaturas iniciais da ordem de 10 ºC (FURNAS, 1997).

No caso da adição de gelo durante a mistura do concreto, as temperaturas do cimento e agregados são minoradas devido à redução do calor latente destes materiais, necessário para que a água ou o gelo atinja seu ponto de fusão (COUTO, 2018). No entanto, os usos de água gelada e gelo são restritos à relação água-cimento da mistura e as maiores reduções de temperatura alcançadas são de apenas 2,8 °C, para água gelada, e 6,7 °C a 11,1 °C, para o uso de gelo (MALISCH, 1997).

Ao contrário do gelo, o nitrogênio líquido esfria o concreto de forma mais uniforme (BEAVER, 2004), bem como apresenta temperaturas mais baixas e ocupa um volume menor que o gelo, o que o torna mais conveniente para transportar e armazenar (GAJDA; SUMODJO, 2012). Harith, Hassan e Hasan (2022) apontam o gelo e a água gelada como métodos de pré-resfriamento insuficientes para redução de temperaturas extremas em ambientes de clima quente. Quando são necessárias maiores reduções de temperatura, o resfriamento por injeção de nitrogênio líquido no concreto pode ser o meio mais conveniente, não afetando a quantidade de água de amassamento e proporcionando um controle preciso da temperatura (ACI, 2010; JUENGER; SOLT; HEMA, 2010; KATTOOF; HASSAN; HASAN, 2022).

O nitrogênio líquido (N_2) é um fluido criogênico inerte, produzido por meio da compressão e do resfriamento do gás nitrogênio abaixo de seu ponto de ebulição de -195,8 °C. Ainda que apresente custos relativamente altos, o método de pré-resfriamento com uso de nitrogênio líquido é justificado pelas considerações práticas e eficácia global de sua implantação (BEAVER, 2004; ACI, 2010). A principal vantagem do uso de nitrogênio líquido é a sua versatilidade, visto que pode ser utilizado para resfriar os agregados ou ser usado no resfriamento da água de amassamento, bem como pode ser injetado diretamente no tambor do caminhão betoneira na mistura pronta. Esse material pode resfriar o concreto em até -17 °C ou o quanto for necessário, a depender do consumo de N_2 (KATTOOF; HASSAN; HASAN, 2022); além dos equipamentos usados funcionarem com pequenos geradores de campo, não sendo necessário o uso de geradores com grande capacidade. Além disso, o uso da tecnologia com o nitrogênio líquido requer menos mão de obra, quando se compara ao trabalho manual de colocação de gelo no concreto em plantas convencionais e a injeção de nitrogênio diretamente no concreto não requer nenhuma modificação na planta ou no caminhão betoneira (GAJDA; KAUFMAN; SUMODJO, 2005).

Apesar das vantagens da aplicação de nitrogênio líquido como método de pré-resfriamento do concreto massa, poucos estudos abordam este uso. Harith, Hassan e Hasan (2022) recomendam que sejam desenvolvidas mais investigações relacionadas aos efeitos do resfriamento com nitrogênio líquido sobre as propriedades endurecidas, microestruturas e desempenho do concreto. A Tabela 1 apresenta estudos que avaliaram o uso de nitrogênio líquido e suas principais conclusões.

Tabela 1 – Estudos que utilizaram nitrogênio líquido como método de pré-resfriamento

Referência (Ano)	Aplicação do N_2	Conclusão
Negami *et al*. (1990)	Congelamento do agregado miúdo	A temperatura do concreto pode ser reduzida em 25 °C quando usada areia congelada com nitrogênio líquido, que é uma quantidade de redução maior do que a alcançada pelos métodos convencionais de pré-resfriamento.
Juenger; Solt; Hema (2010)	Resfriamento do concreto massa	O tempo de pega inicial do concreto é mais longo do que o previsto, quando há um atraso significativo no resfriamento do concreto com N_2. O concreto resfriado tem abatimento baixo semelhante ao concreto não resfriado, em climas quentes.
Hansen; Forbes (2012)	Resfriamento de barragem de concreto compactado a rolo	A temperatura do concreto foi reduzida em 0,6 °C, quando do uso de gelo na água de amassamento, e cerca de 1,1 °C a 1,7 °C, quando do uso de nitrogênio líquido. O custo do resfriamento, em 1996, foi de US$ 5,50/m³ de concreto para resfriamento, o que incluiu o custo do nitrogênio.
Kattoof; Hassan; Hasan (2021)	Resfriamento de concreto nano modificado	O uso de N_2 no resfriamento do concreto nano modificado pode alcançar desempenho equilibrado e superior em termos de resistência à compressão e absorção de água, tornando-se uma opção viável em regiões de clima quente.
Harith; Hassan; Hasan (2022)	Misturas de ligantes binários e ternários	Os resultados indicam que a temperatura de pico foi significativamente reduzida pelo uso de nitrogênio líquido. No entanto, o tempo de chegada para a temperatura de pico foi significativamente ampliado.
Kattoof; Hassan; Hasan (2022)	Concretos contendo cinzas volantes e nanossílica	O nitrogênio líquido tem influência positiva no consumo de portlandita, principalmente nos concretos nanomodificados, o que poderia eliminar a propagação de novas fissuras e resultar em microestruturas internas mais finas e densas.

3. DESENVOLVIMENTO DE ESTUDO LABORATORIAL NA PRODUÇÃO DE CONCRETO MASSA

3.1 Seleção de materiais

A fim de comparar a eficiência na produção de concretos massa sem sistema de resfriamento à solução de pré-resfriamento utilizando nitrogênio líquido, foi empregado o cimento Portland de alto forno com classe de resistência de 40 MPa (CP III 40 RS), tendo em vista este cimento conter adição de 35% a 75% de escória granulada de alto forno em sua composição, conferindo maior impermeabilidade e durabilidade ao concreto, resistência a sulfatos e à expansão, além de baixo calor de hidratação. O agregado miúdo utilizado foi de origem natural, proveniente de rio. Utilizou-se, como agregado graúdo, uma rocha basáltica britada com dimensão máxima característica de 19 mm.

Foi utilizado o aditivo plastificante de pega normal, o qual apresenta elevada capacidade de redução de água para o concreto e permite otimizar os ganhos de resistência à compressão axial, tanto nas primeiras idades como nas idades finais de cura do compósito cimentício. O nitrogênio líquido refrigerado (N_2) foi utilizado como material inovador ao pré-resfriamento do concreto, especificamente usado no congelamento dos agregados miúdo e graúdo, conforme Figura 4.

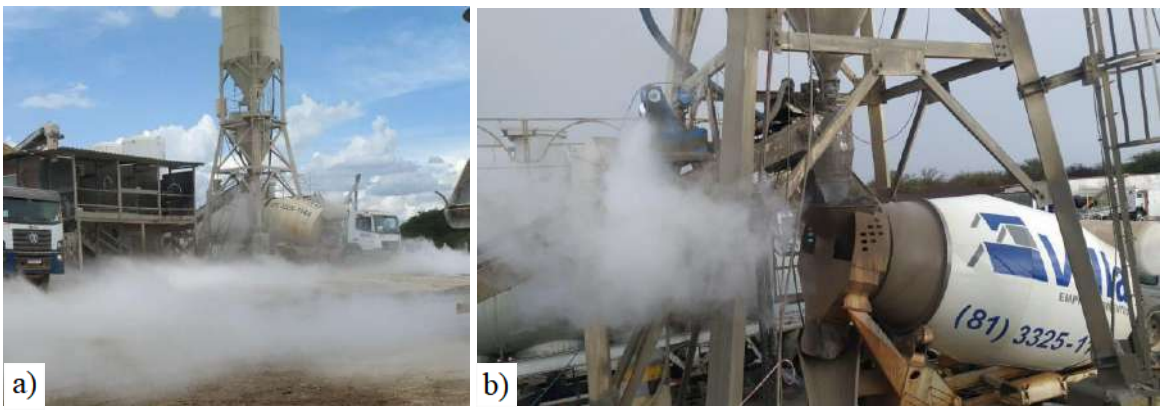


Figura 4 - a) Aplicação de nitrogênio líquido no congelamento de agregados. b) Central de concreto quando do uso de nitrogênio (AUTORES, 2022)

3.2 Método de pesquisa

Foram executados os ensaios para caracterização do agregado miúdo natural, segundo normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), sendo estes as determinações de massa específica e absorção de água (NBR 16916:2021), massa unitária (NBR 16972:2021) e teor de material pulverulento (NBR 16973:2021). Realizou-se, também, a caracterização do agregado graúdo natural por meio das determinações de massa específica e absorção de água (NBR 16917:2021), massa unitária (NBR 16972:2021) e teor de material pulverulento (NBR 16973:2021), conforme a Tabela 2.

Tabela 2 – Características dos agregados utilizados

Ensaio	***Agregado miúdo***	***Agregado graúdo***
Diâmetro máximo característico - DMC (mm)	4,75	19
Módulo de finura (adim.)	2,33	7,0
Massa unitária (g/cm³)	1,50	1,40
Absorção de água (%)	0,51	0,53
Massa específica (g/cm³)	2,61	2,64
Teor de vazios (%)	42,53	46,97

Foram moldados 25 corpos de prova de concreto para realização de ensaios, a fim de avaliar as propriedades físico-mecânicas dos concretos com nitrogênio líquido como sistema de pré-resfriamento. Utilizou-se traço unitário em massa, conforme dosagem desenvolvida por construtora parceira. Os corpos de prova produzidos foram mantidos em cura úmida por 28 dias. A Tabela 3 apresenta um resumo dos ensaios realizados nos concretos estudados.

Tabela 3 – Ensaios para análise das propriedades físico-mecânicas dos concretos

Ensaio	***Norma***	***Amostragem (por variação de traço) / idade***
Absorção, índice de vazios e massa específica	ABNT NBR 9778:2009	3
Resistência à compressão axial nas idades de 7 dias e 28 dias de cura	ABNT NBR 5739:2018	2

Foram executadas três variações do traço que diferem quanto à aplicação do sistema de pré-resfriamento empregado no concreto. Para as amostras intituladas como T1, não foi utilizado método de resfriamento, sendo estas nomeadas como referências ou amostras-padrão; para T2, foi aplicado 80 litros de nitrogênio líquido, a cada metro cúbico de concreto, como solução para o resfriamento deste, e, nas amostras T3, utilizou-se maior consumo de nitrogênio líquido, sendo este igual a 110 litros a cada metro cúbico de concreto. A Tabela 4 apresenta o resumo dos métodos utilizados.

Tabela 4 – Métodos de pré-resfriamento utilizados nos concretos produzidos

Nomenclatura das variações do traço	***Método de resfriamento***	***Quantidade de material para resfriamento / m³ de concreto***
T1	Sem resfriamento (Referência)	0 kg
T2	Nitrogênio líquido	80 l
T3	Nitrogênio líquido	110 l

4. DESENVOLVIMENTO DE BLOCOS DE CONCRETO COMO PROTÓTIPOS PARA ESTUDO TÉRMICO

Para medições dos efeitos térmicos e, consequentemente, da variação de entalpia agregada ao sistema, foram desenvolvidos protótipos em campo, os quais dispuseram de indicação primária da temperatura interna da amostra. Sensores de temperatura foram inseridos, conforme esquema apresentado na Figura 5.

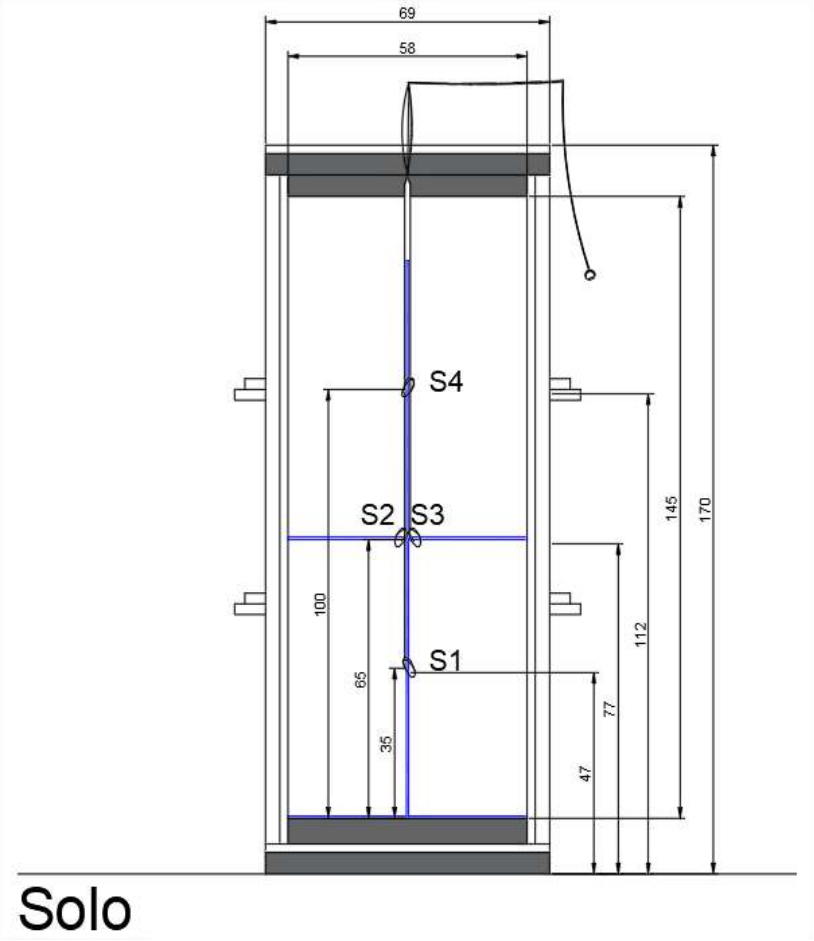


Figura 5 – Esquema de caixa térmica para estudo em blocos de concreto, medidas em centímetros (AUTORES,2022)

Foram utilizados quatro sensores de temperatura (termopares) em cada protótipo confeccionado, estando situado um termopar no terço médio inferior (S1); dois sensores no centro do equipamento (S2 e S3), e outra unidade situada no terço médio superior (S4), para medição das temperaturas do sistema. Os sensores foram inseridos em um tubo de PVC, a fim de esta estrutura conferir proteção aos mesmos, não os danificando quando do lançamento do concreto nas caixas térmicas. Adicionalmente, foi confeccionado suporte de aço sem fins estruturais, mas com o propósito de alocar o tubo de PVC com os sensores em seu interior e garantir o posicionamento simétrico dos termopares no concreto.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Estudo laboratorial

Os concretos produzidos tiveram seus desempenhos comparados quanto às suas características físicas e mecânicas. Para tanto, a Tabela 5 apresenta os valores médios de massa específica, índice de vazios e absorção de água das variações de traço após 28 dias de cura úmida, com seus respectivos desvios padrões e coeficientes de variação. A Figura 6 corrobora com a análise gráfica dos resultados obtidos, em que se observam menores valores de índice de vazios, absorção de água e massa específica para a variação de traço com 110 litros de nitrogênio líquido por metro cúbico de concreto, T3.

Tabela 5 – Resultados obtidos para os ensaios de massa específica, índice de vazios e absorção de água

Nomenclatura das variações do traço	*Massa específica (g/cm³) (desvio padrão); coeficiente de variação*	*Índice de vazios (%) (desvio padrão); coeficiente de variação*	*Absorção (%) (desvio padrão); coeficiente de variação*
T1	2,56 (± 0,03); 1,10%	12,04 (± 1,25); 10,40%	5,36 (± 0,57); 10,73%
T2	2,48 (± 0,01); 0,48%	10,95 (± 0,66); 6,06%	4,97 (± 0,32); 6,49%
T3	2,44 (± 0,03); 1,26%	8,78 (± 1,47); 16,75%	3,95 (± 0,68); 17,10%

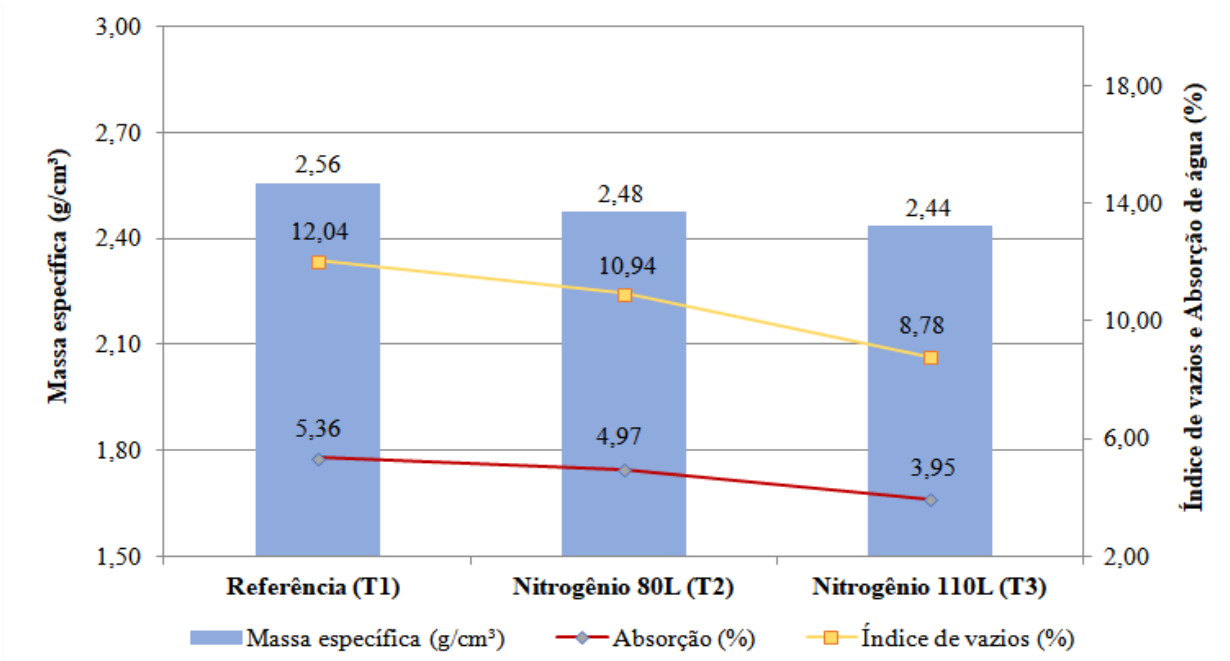


Figura 6 – Relações entre massa específica, índice de vazios e absorção de água (AUTORES, 2022)

Apresentam-se, na Tabela 6, os valores médios de resistência à compressão axial dos concretos produzidos, nas idades de ruptura de 7 e 28 dias, com seus respectivos desvios padrões e coeficientes de variação. A Figura 7 apresenta o crescimento da resistência à compressão axial, para as diferentes variações de traço, à medida que se aumenta a idade do concreto; fato amplamente difundido na literatura (MEHTA; MONTEIRO, 1994; NEVILLE, 2015; VIEIRA FILHO, 2007; SANTOS; GODINHO, 2018).

Tabela 6 – Resistência à compressão axial média em diferentes idades de cura

Nomenclatura das variações do traço	***Resistência à compressão axial média (MPa) (desvio padrão); coeficiente de variação***	
	7 dias de cura	***28 dias de cura***
T1	30,4 (± 5,6); 18,6%	53,4 (± 2,0); 3,7%
T2	26,3 (± 1,0); 3,9%	37,7 (± 1,8); 4,8%
T3	29,6 (± 2,1); 6,9%	52,0 (± 1,5); 2,8%

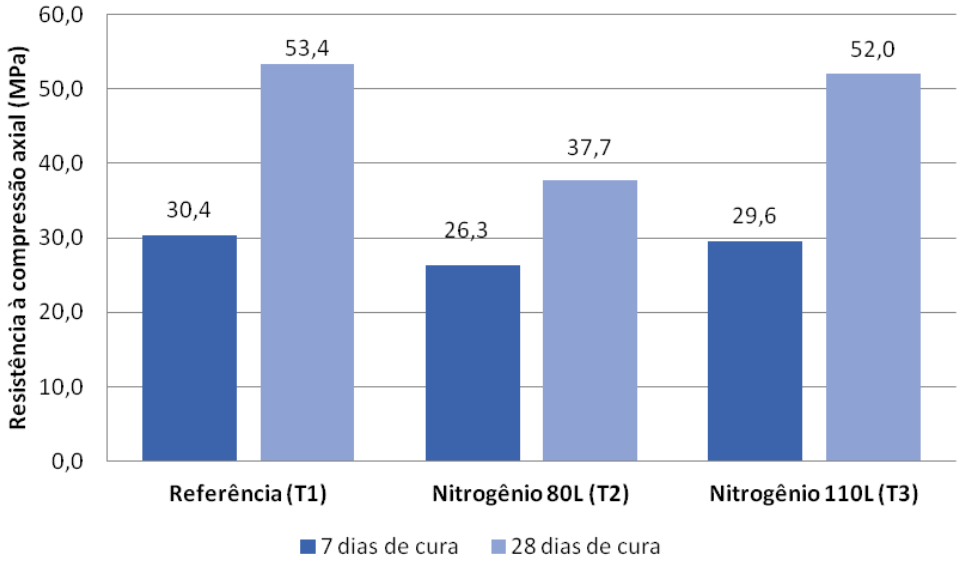


Figura 7 – Resultado da resistência à compressão axial média (AUTORES, 2022)

Observam-se maiores valores de resistência à compressão axial na variação de referência (T1), sendo estas amostras executadas sem resfriamento; e têm-se menores valores para amostras com 80 litros de nitrogênio líquido a cada metro cúbico de concreto (T2). Realizou-se análise de variância, ANOVA, para os valores obtidos, em que se verificou diferença estatisticamente não significativa para esta propriedade na idade de 7 dias de cura, no entanto observou-se diferença significativa entre os grupos aos 28 dias, conforme Tabela 7. Aos 7 dias de cura, não há evidência suficientemente forte para provar que o uso de nitrogênio líquido interfere na resistência à compressão axial do concreto massa, visto que o valor-p é superior a 0,05 e, portanto, aceita-se a hipótese nula de que não há diferença entre as médias para tal idade. Aos 28 dias de cura, a redução na resistência à compressão das amostras T2 implica diferença significativa entre os grupos.

Tabela 7 – Análise de variância (ANOVA) para resistência à compressão axial

Parâmetro	***Idade de cura (dias)***	***F***	***Valor-p***	***Significância***
Método de resfriamento	7	0,7744	0,5356	Não significativo
Método de resfriamento	28	49,7400	0,005	Significativo

Os estudos de Nakahara *et al.* (1987, *apud* Hema, 2007) não mostraram efeito significativo no uso de nitrogênio líquido para a resistência à compressão axial de amostras de concreto. Nakane *et al.* (1992, *apud* Juenger *et* al., 2008) também evidenciaram que o uso de

nitrogênio líquido para resfriar pasta de cimento a 0 °C não afeta o desenvolvimento da microestrutura e resistência das misturas.

5.2 Estudo térmico em bloco de concreto

A Tabela 8 apresenta as temperaturas máximas e mínimas obtidas nos protótipos desenvolvidos neste estudo para as diferentes variações de traço propostas. Observa-se maior pico de temperatura (71 ºC, 25 h após concretagem) para a variação de traço referência (T1), sendo este concreto produzido sem sistema de resfriamento, o que valida a necessidade de redução da temperatura do concreto massa. A variação T3 apresenta menor pico de temperatura (57 ºC, 40 h após concretagem), sendo utilizado nitrogênio líquido, como sistema de pré-resfriamento, com consumo de 110 litros de N2 a cada metro cúbico de concreto, bem como menor temperatura de lançamento (20 ºC).

Tabela 8 – Temperaturas máximas e mínimas obtidas em estudo térmico

Nomenclatura das variações do traço	*Temperatura de lançamento (°C)*	*Temperatura máxima (ºC) [Tempo após concretagem (h)]*	*Temperatura mínima (ºC) [Tempo após concretagem (h)]*	*Variação de Temperatura Tmax - Tmin (ºC)*
T1	32	71 [25]	36 [1]	35
T2	27	58 [42]	24 [4]	34
T3	20	57 [40]	20 [1]	37

A limitação de temperatura amplamente aceita para evitar a conversão de etringita primária em monossulfato é de 75 °C. Segundo Godart e Divet (2018), para diferentes níveis de precaução adotada na prevenção de DEF e a depender da temperatura máxima permitida no interior do concreto, a combinação de cimento e adições minerais deve ser avaliada, especialmente no que diz respeito ao tipo e à proporção mínima do aglutinante. Conforme resultados, a aplicação de nitrogênio líquido, como método de pré-resfriamento do concreto, satisfaz tal parâmetro de temperatura máxima.

A curva de perfil térmico, obtida para as temperaturas máximas nos blocos de concreto, pode ser observada na Figura 8, em que se visualiza o comportamento térmico das variações de traço ao longo do tempo. Constata-se que o uso de nitrogênio líquido, como sistema de pré-resfriamento, apresenta menor elevação de temperatura e maior retardo para ocorrência do pico térmico em comparação às amostras de referência.

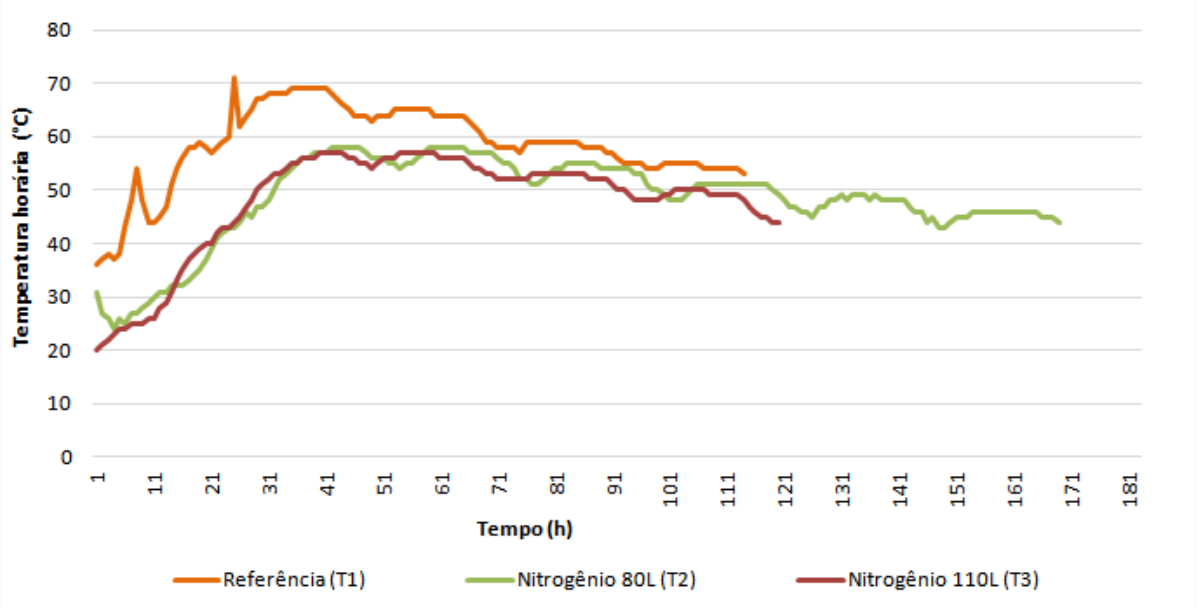


Figura 8 – Perfil térmico para blocos de concreto a partir de temperaturas máximas (AUTORES, 2022)

Fitz Gibbon (1976, *apud* Neville, 2015) ponderou que a elevação da temperatura do concreto, em condições adiabáticas, é de 12 ºC a cada 100 kg de cimento por metro cúbico de concreto, para teores de cimento entre 300 kg/m³ e 600 kg/m³, independentemente do tipo de cimento utilizado. Assim, as elevações obtidas para as variações de traço no presente estudo seriam de 39,6 ºC, valor superior ao observado.

6. CONCLUSÕES

Neste trabalho, foram analisadas as propriedades físico-mecânicas e o perfil térmico de concretos aplicados em bases de torres eólicas *onshore*. Foi avaliada a eficiência do uso de nitrogênio líquido como método de pré-resfriamento do concreto massa, a fim de mitigar a ocorrência de manifestações patológicas provenientes da formação de etringita tardia e do elevado gradiente de temperatura.

Nos ensaios físico-mecânicos, observou-se que a aplicação de nitrogênio líquido para pré-resfriamento do concreto apresentou diferença não significativa quanto à resistência à compressão axial aos 7 dias de cura, em comparação às amostras de referência. No entanto, houve diferença significativa para tal propriedade aos 28 dias de cura, tendo em vista a menor resistência apresentada para a variação T2 (relação com 80 litros de nitrogênio líquido a cada metro cúbico de concreto). No entanto, Hema (2007) aponta que o uso de N2 não produz efeito significativo na resistência à compressão axial de amostras de concreto, sendo necessária a investigação da microestrutura dos espécimes, a fim de verificar se há interferência na formação dos produtos de hidratação do concreto.

A aplicação de nitrogênio líquido apresentou eficiência relevante quando analisada a curva de perfil térmico dos concretos desenvolvidos, ao longo do tempo, verificando-se menores temperaturas de lançamento para as variações com nitrogênio líquido (T2 e T3), em comparação com a amostra de referência, sem resfriamento prévio. Observou-se, ainda, o retardamento do pico máximo de temperatura quando do uso de N2 (T2, pico máximo em 42h; T3, pico máximo em 40h), em que se evidencia maior resistência do compósito cimentício em relação às horas iniciais de hidratação. Verificou-se que o maior consumo de nitrogênio líquido por metro cúbico de concreto acarreta maior redução da temperatura deste compósito, sendo o uso de nitrogênio líquido uma alternativa promissora como método de pré-resfriamento do concreto massa em regiões de clima quente, conforme evidenciam Harith, Hassan e Hasan (2022).

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **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. Acesso em: 05 jan. 2022. Publicado em 2021a.

ABEEÓLICA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. Energia Eólica: os bons ventos do brasil. **Infovento 23**. Brasil, 23 nov. 2021. Disponível em: http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/11/2021_11_InfoVento23.pdf. Acesso em: 05 jan. 2022. Publicado em 2021b.

ACI COMMITTEE. ACI 207.1 R-05. Guide to Mass Concrete. **American Concrete Institute**: Farmington Hills, MI, USA, p. 30, 2005a.

AN, J.; KIM, S. S.; NAM, B. H.; DURHAM, S. A. Effect of aggregate mineralogy and concrete microstructure on thermal expansion and strength properties of concrete. **Applied Sciences**, v. 7, n. 12, p. 1307, 2017.

BRIFFAUT, M.; BENBOUDJEMA, F.; TORRENTI, J. M.; NAHAS, G. Effects of early-age thermal behaviour on damage risks in massive concrete structures. **European Journal of Environmental and Civil Engineering**, v. 16, n. 5, p. 589-605, 2012.

DAI, K.; BERGOT, A.; LIANG, C.; XIANG, W. N.; HUANG, Z. Environmental issues associated with wind energy – A review. **Renewable Energy**, v. 75, p. 911-921, 2015.

DEL RÍO, P.; BURGUILLO, M. Assessing the impact of renewable energy deployment on local sustainability: Towards a theoretical framework**. Renewable and sustainable energy reviews**, v. 12, n. 5, p. 1325-1344, 2008.

GAJDA, J.; SUMODJO, F. Precooling Mass Concrete with Liquid Nitrogen. **Concrete international**, v. 34, n. 7, 2012.

GODART, B.; DIVET, L. **Recommendations for preventing disorders due to delayed ettringite formation**: technical guide. 2018.

GWEC. **Global Wind Energy.** GWEC | GLOBAL WIND REPORT 2021. 2021. Disponível em <https://gwec.net/global-wind-report-2021/>. Acesso em: 05 jan. 2022. Publicado em 2021.

HAMID, H.; CHORZEPA, M. G. Quantifying maximum temperature in 17 mass concrete cube specimens made with mixtures including metakaolin and/or slag. **Construction and Building Materials**, v. 252, p. 118950, 2020.

HARITH, I. K.; HASSAN, M. S.; HASAN, S. S. Liquid nitrogen effect on the fresh concrete properties in hot weathering concrete. **Innovative Infrastructure Solutions**, v. 7, n. 1, p. 1-13, 2022.

HEMA, J. **The effects of liquid nitrogen on concrete hydration, microstructure, and properties**. The University of Texas at Austin, 2007.

HUANG, Y. Optimization of temperature-control measures for concrete structures: a case study of the sluice project. **Advances in Civil Engineering**, v. 2018, 2018.

IRENA. **10 Years**: Progress to Action. International renewable energy agency, Abu Dhabi, 2020. Disponível em <https://irena.org/publications/2020/Jan/10-Years-Progress-to-Action>. Acesso em: 05 jan. 2022. Publicado em 2020.

IRENA. **Renewable capacity statistics 2019**. International renewable energy agency, Abu Dhabi, 2019. Disponível em <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>. Acesso em: 05 jan. 2022. Publicado em 2019.

IRENA. **Renewable capacity statistics 2021**. International renewable energy agency, Abu Dhabi, 2021. Disponível em <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021>. Acesso em: 05 jan. 2022. Publicado em 2021.

JUENGER, M. C. G.; HEMA, J.; SOLT, S. **The effects of liquid nitrogen on concrete properties.** Center for Transportation Research, University of Texas at Austin, 2008.

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: 05 jan. 2022. Publicado em 2021.

LI, Y.; NIE, L.; WANG, B. A numerical simulation of the temperature cracking propagation process when pouring mass concrete. **Automation in construction**, v. 37, p. 203-210, 2014.

MALISCH, W. Comparing the options for cooling concrete. **Concrete Producer**, v. 15, n. 5, p. 317-320, 1997.

MCKENNA, R.; PFENNINGER, S.; HEINRICHS, H.; SCHMIDT, J.; STAFFELL, I.; BAUER, C.; GRUBER, K; HAHMANN, A; JANSEN, M; KLINGLER, M; LANDWEHR, N; GUO LARSÉN, X; LILLIESTAM, J; PICKERING, B; ROBINIUS, M; TRÖNDLE, T; TURKOVSKA, O; WEHRLE, S; WOHLAND, J. High-resolution large-scale onshore wind energy assessments: A review of potential definitions, methodologies and future research needs. **Renewable Energy**, v. 182, p. 659-684, 2022.

MEHTA, P. K.; MONTEIRO, P. J. M. **Concreto**: estrutura, propriedades e materiais, PINI, S. Paulo, 1994.

NEVILLE, A. M. **Propriedades do Concreto.** 5ª Ed. Bookman Editora, 2015.

RAIMUNDO, D. R.; SANTOS, I. F. S.; TIAGO FILHO, G. L.; BARROS, R. M. Evaluation of greenhouse gas emissions avoided by wind generation in the Brazilian energetic matrix: A retroactive analysis and future potential. **Resources, Conservation and Recycling**, v. 137, p. 270-280, 2018.

RAMADAN, H. S. Wind energy farm sizing and resource assessment for optimal energy yield in Sinai Peninsula, Egypt. **Journal of Cleaner Production**, v. 161, p. 1283-1293, 2017.

RIDING, K.A.; POOLE, J. L.; SCHINDLER, A. K.; JUENGER, M. C.; FOLLIARD, K. J. Statistical determination of cracking probability for mass concrete. **Journal of materials in civil engineering**, v. 26, n. 9, p. 04014058, 2014.

SANTOS, D. D.; GODINHO, D. S. S. **Análise da evolução das propriedades mecânicas do concreto ao longo do tempo**. 2018.

SMOLANA, A.; KLEMCZAK, B.; AZENHA, M.; SCHLICKE, D. Early age cracking risk in a massive concrete foundation slab: Comparison of analytical and numerical prediction models with on-site measurements. **Construction and Building Materials**, v. 301, p. 124135, 2021.

TASRI, A.; SUSILAWATI, A. Effect of material of post-cooling pipes on temperature and thermal stress in mass concrete. In: **Structures**. Elsevier, 2019. p. 204-212.

VARGAS, S. A.; ESTEVES, G. R. T.; MAÇAIRA, P. M.; BASTOS, B. Q.; OLIVEIRA, F. L. C.; SOUZA, R. C. Wind power generation: A review and a research agenda. **Journal of Cleaner Production**, v. 218, p. 850-870, 2019.

VIEIRA FILHO, J. O. **Avaliação da resistência à compressão do concreto através de testemunhos extraídos:** contribuição à estimativa do coeficiente de correção devido aos efeitos do broqueamento. 2007. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

WEI, X.; DUAN, Y.; LIU, Y.; JIN, S.; SUN, C. Onshore-offshore wind energy resource evaluation based on synergetic use of multiple satellite data and meteorological stations in Jiangsu Province, China. **Frontiers of Earth Science**, v. 13, n. 1, p. 132-150, 2019.

YANG, H.; WANG, Y.; ZHOU, S. Anti-crack performance of low-heat Portland cement concrete. **Journal of Wuhan University of Technology-Mater**. Sci. Ed., v. 22, n. 3, p. 555-559, 2007.

ZHOU, H.; ZHOU, Y.; ZHAO, C.; WANG, F.; LIANG, Z. Feedback design of temperature control measures for concrete dams based on real-time temperature monitoring and construction process simulation. **KSCE journal of civil engineering**, v. 22, n. 5, p. 1584-1592, 2018.

Avaliação de uma Central Geradora Associada, Formada pela Integração de uma Usina Fotovoltaica a um Parque Eólico, na Região Sul do Brasil

L. F. Pozzatti[1], E. A. C. Aranha Neto[2], M. R. Scuzziato[3]

ABSTRACT

Around the world, the use of renewable sources for electricity generation has been growing every year. However, some sources that feature intermittent generation demand that the electrical system be dimensioned by its maximum capacity, resulting in periods of idleness. An alternative to improve the use of the electrical system in these cases is the association of projects whose energy resources are complementary in time, as is the case for wind and photovoltaic in some regions of Brazil. Thus, this work aims to analyze the complementarity of wind and solar resources in southern Brazil, in a region where a 300 MW Wind Complex will be built. In addition, assuming the possibility of associating a Photovoltaic Power Plant to the Wind Complex, the feasibility of the project is evaluated through the analysis of the LCOE (Levelized Cost of Energy) under different operating conditions.

Palavras-chave: Centrais geradoras associadas. Energias renováveis. Geração eólica. Geração solar fotovoltaica. Complementaridade.

1 INTRODUÇÃO

Cada vez mais, as fontes renováveis de energia têm contribuído para a geração de eletricidade no mundo: em 2019, elas foram responsáveis por mais de 26% de toda energia elétrica mundial (IEA, 2021). No Brasil não tem sido diferente: a hidroeletricidade no país é predominante há muitas décadas e, nos últimos anos, se vê uma crescente participação de outras fontes, como biomassa, solar e eólica (EPE, 2022a). Essas duas últimas, atualmente, representam quase 15% da capacidade de geração elétrica do Brasil (ANEEL, 2022).

As usinas eólicas e solar fotovoltaicas têm a grande vantagem de utilizarem fontes primárias sem custo: vento e sol. No entanto, ficam reféns da disponibilidade desses recursos, que são naturalmente intermitentes. Em virtude disso, a geração resultante é variável no tempo, trazendo alguns desafios para o planejamento e operação do sistema elétrico de potência. Os elementos do sistema elétrico (subestações, linhas de transmissão, etc.) precisam ser dimensionados para atender a máxima potência das usinas e, desse modo, nos momentos em que não há vento ou irradiância solar, por exemplo, a capacidade do sistema fica ociosa.

[1] CGT Eletrosul e Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) – Campus Florianópolis. fila.rs@gmail.com
[2] Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) – Campus Florianópolis. earanha@ifsc.edu.br
[3] Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) – Campus Florianópolis. murilo.scuzziato@ifsc.edu.br

Uma alternativa para melhorar o fator de capacidade do sistema elétrico é a adoção de sistemas híbridos ou associados de geração (BAGATINI *et al.*, 2017; SUN; HARRISON, 2019). Os sistemas híbridos ou associados integram tecnologias que apresentem certa complementaridade temporal, de modo que enquanto uma delas estiver com baixa geração, a outra está num momento de máxima. No Brasil, em diversas regiões, vento e irradiação solar apresentam excelente complementaridade (BAGATINI *et al.*, 2017; ROSA, 2019; EPE, 2020), que podem se traduzir em oportunidades concretas para a implantação de usinas associadas que utilizem esses recursos como fontes primárias.

No fim de 2021, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) publicou a Resolução Normativa n° 954, que estabelece tratamento regulatório para a implantação de centrais geradoras híbridas e associadas. A publicação da normativa é um marco importante pois define requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização para exploração e à alteração da capacidade instalada de centrais geradoras eólicas, fotovoltaicas, termelétricas, híbridas e outras fontes alternativas, bem como para Centrais Geradoras Associadas (CGAs) que contemplem essas tecnologias de geração (ANEEL, 2021).

Assim, à luz da Resolução Normativa n° 954, este trabalho tem por objetivo identificar e mensurar os benefícios que podem ser observados quando se opta pela associação de uma Usina Fotovoltaica a um projeto eólico.

A região de estudo está localizada no estado do Rio Grande do Sul, onde é planejada a instalação de um Parque Eólico de 300 MW, conforme mostrado na Figura 1. A viabilidade de implantação da Usina Fotovoltaica é avaliada através da análise do Custo Nivelado de Energia (LCOE – *Levelized Cost of Energy*) do projeto, tanto para a usina operando independentemente quanto para a associação com o Parque Eólico, onde o intuito é demonstrar que a integração pode ser benéfica para o investidor. Para a Usina Fotovoltaica serão adotadas duas alternativas possíveis de configuração: módulos fotovoltaicos instalados

Figura 1 - Localização do Parque Eólico no Rio Grande do Sul, próximo à divisa com Uruguai

Fonte: Adaptado de Google (2022).

em estruturas metálicas fixas, com ângulos de orientação e inclinação pré-definidos e, em estruturas metálicas com seguidor de um eixo, que acompanha o movimento solar, de leste a oeste, ao longo do dia.

Este trabalho está dividido da seguinte maneira: na Seção 2 são descritas as fontes dos recursos energéticos utilizados para a região de interesse. A Seção 3 traz as considerações para análise de complementaridade dos recursos. Nas Seções 4, 5, 6 e 7 são apresentadas, respectivamente, as premissas e metodologias para o cálculo da geração dos projetos eólico, fotovoltaico e das CGA, assim como o cálculo do LCOE. A Seção 8 apresenta os resultados encontrados e a Seção 9, as conclusões e considerações finais do trabalho.

2 RECURSOS ENERGÉTICOS

Para as análises dos projetos eólicos e fotovoltaico deste trabalho, serão utilizados dados de velocidade de vento medidos localmente e dados de reanálise do projeto MERRA-2 (*Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, version 2*) para irradiância solar e temperatura ambiente.

Os dados locais de vento são medidos por uma estação anemométrica, montada de acordo com as instruções e especificações da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para prospecção de empreendimentos eólicos (EPE, 2021b). Essa estação é constituída por uma torre de 108 m de altura com medições de vento a 52 m, 80 m e 108 m. Além disso, possui também medidores de temperatura ambiente, umidade relativa, pressão atmosférica e direção de vento. Todas as variáveis são medidas continuamente, com intervalo de integração dos dados a cada 10 minutos. Neste trabalho são utilizados dados do período de medição compreendido entre janeiro de 2019 a abril de 2022.

Por sua vez, para o empreendimento fotovoltaico são utilizados os dados de irradiância global horizontal (GHI) e de temperatura ambiente provenientes do banco de dados MERRA-2, especificamente da coleção M2T1NXRAD (GMAO, 2015), pois não existe histórico de medições locais. O MERRA-2 tem dados disponíveis desde 1980, com resolução espacial de 0,5°×0,625°. No entanto, para este trabalho foram selecionadas as medições do período de janeiro de 2010 a dezembro de 2021, totalizando 12 anos completos de dados. Optou-se pela utilização dos dados de temperatura ambiente do MERRA-2, pois eles estão associados aos dados de irradiância, fator importante para uma estimação mais acurada da geração na Usina Fotovoltaica.

Para todos os recursos disponíveis, tanto da estação anemométrica, quanto do MERRA-2, foi gerado um ano médio representativo com as médias horárias para cada dia, totalizando uma amostra de 8760 elementos para cada variável.

3 COMPLEMENTARIDADE DOS RECURSOS ENERGÉTICOS

A análise da complementaridade temporal entre os recursos energéticos dos empreendimentos eólico e fotovoltaico na região do estudo é de fundamental importância para

identificar se a associação dos dois projetos pode trazer benefícios, principalmente, para o uso do sistema elétrico.

Diversos trabalhos abordam a análise da complementaridade entre os recursos eólico e solar como, por exemplo, Bagatini *et al.* (2017), Rosa (2019), Gallardo, Ríos e Ramirez (2020) e Pilario *et al.* (2022). Na maioria deles, o método mais utilizado para análise é o cálculo do Coeficiente de Correlação de Pearson (CPP), dado por (1) (PERON, 2017):

$$CCP = \frac{\sum_{i=1}^{n}[(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{n}(y_i - \bar{y})^2}} \quad (1)$$

onde n é o tamanho da amostra, x_i e y_i são as medições individuais de cada variável dos recursos eólico e solar, e $\bar{x}$ e $\bar{y}$ representam as médias aritméticas simples de cada variável.

O CCP mede a relação entre duas variáveis e pode variar entre -1 e $+1$. Valores positivos significam que as variáveis têm comportamento similar e valores negativos significam que a variáveis têm comportamento complementar. Quando o CCP é igual a zero, não há relação entre as variáveis. Além disso, quanto mais próximo de 1 (positivo ou negativo), mais forte é a correlação entre as variáveis. A Tabela 1 apresenta uma alternativa de interpretação da força das interações das variáveis através do valor do CCP.

Tabela 1 - Interpretação do CCP

Valores do CCP (+ ou -)	Interpretação
0,00	Ausente
0,01 a 0,19	Muito fraca
0,20 a 0,39	Fraca
0,40 a 0,69	Moderada
0,70 a 0,89	Forte
0,90 a 0,99	Muito forte
1,00	Perfeita

Fonte: Adaptado de Peron (2017).

4 GERAÇÃO EÓLICA

O aproveitamento da energia eólica se dá através de máquinas denominadas turbinas eólicas, que convertem parte da energia cinética dos ventos em energia mecânica. Existem diversos modelos de turbinas eólicas, divididas de acordo com a orientação do seu eixo: horizontal ou vertical (Darrieus, Savonius e Giromill). Turbinas de eixo horizontal, com duas ou três pás, são as mais utilizadas e mais eficientes para a geração de energia elétrica (CUSTODIO, 2013; HINRICHS; KLEINBACH; DOS REIS, 2014).

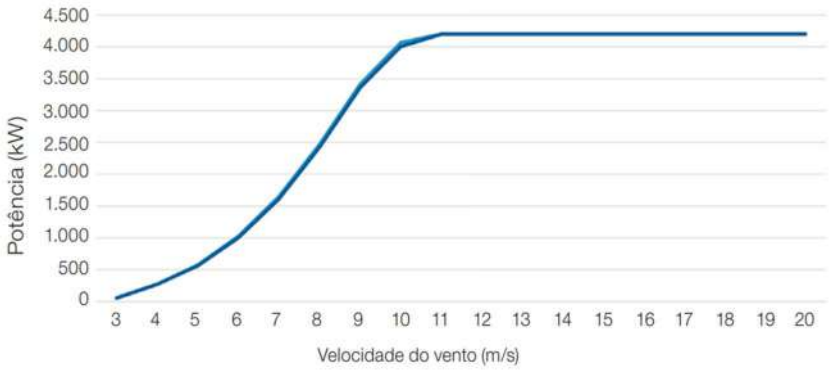
As turbinas eólicas, ou aerogeradores, quando atravessados por uma massa de ar, têm suas pás movimentadas e podem atingir uma potência máxima dada por (2) (CUSTODIO, 2013):

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (2)$$

onde P é potência da turbina eólica (W), C_p o coeficiente de potência da turbina (adimensional), ρ a densidade do ar (kg/m³), A a área das pás do rotor (m²) e v a velocidade do vento (m/s).

O coeficiente de potência e a área das pás são características construtivas e variam de acordo com o modelo do aerogerador. Por isso, muitas vezes, a potência gerada é representada por uma curva em função da velocidade do vento que movimenta o aerogerador, considerando uma densidade do ar constante. Na Figura 2 pode ser vista essa curva de potência para o aerogerador AGW 147/4.2, com densidade do ar de 1,225 kg/m³, que é utilizado neste trabalho.

Figura 2 - Curva de potência do aerogerador AGW 147/4.2



Fonte: WEG (2022).

Assim, a partir da curva de potência, é possível estimar a potência de saída de um aerogerador conhecendo apenas a velocidade do vento na altura do *hub* (centro das pás do aerogerador).

Muitas vezes, as alturas em que estão instalados os equipamentos de medição de velocidade do vento (anemômetros) não coincidem com a altura do *hub* do aerogerador. Logo, para que se possa estimar a potência gerada, é necessário fazer a transposição da velocidade do vento medida a uma dada altura para a altura adequada. Utiliza-se para isso (3), que descreve o perfil vertical da velocidade horizontal do vento (CUSTODIO, 2013):

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)} \quad (3)$$

onde v_1e v_2 são as velocidades do vento (m/s) nas alturas h_1e h_2 (m), respectivamente, e z_0 a rugosidade do solo (m).

A rugosidade do solo representa a altura para qual a velocidade do vento tende a zero (LYRA, PEREIRA, 2007). Um determinado ponto do terreno pode ter diversos valores de rugosidade associado a ele, dependendo da direção do vento. Dessa maneira, neste trabalho, para a transposição da velocidade do vento da maior altura de medição (108 m) para a altura

do *hub* do aerogerador (125 m), será calculado o valor de z_0 a cada intervalo dos dados, com base nas medições de velocidade de todas alturas disponíveis.

A velocidade do vento encontrada para 125 m será, então, utilizada para a estimação da potência gerada a partir da curva de potência do aerogerador (Figura 2).

O Parque Eólico considerado neste estudo possui um total de 72 aerogeradores (302,4 MW) que, devido à sua distribuição espacial, podem interferir na geração um dos outros. No entanto, para fins de simplificação, neste trabalho será considerado que a geração de cada máquina é idêntica, não havendo interferências entre si.

Sendo assim, a potência total gerada pelo Parque Eólico em cada período é a potência do aerogerador naquele instante multiplicada pelas 72 unidades existentes.

5 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração solar fotovoltaica se dá através da conversão direta da irradiância solar em energia elétrica, em corrente contínua, pelas células fotovoltaicas. As células, elementos básicos que geram eletricidade com tensão na faixa típica de 0,5-0,6 V, são agrupadas em série e formam os módulos fotovoltaicos, com níveis de tensão mais elevados. Os módulos são, então, associados em série, formando *strings* que, conectadas em paralelo, criam os arranjos fotovoltaicos, os quais, por sua vez, apresentam níveis de tensão e corrente adequados para a conversão em corrente alternada pelos inversores fotovoltaicos. O conjunto de inversores forma a Usina Fotovoltaica.

Os módulos fotovoltaicos podem ser de diferentes tipos: cristalino (mono ou poli), filme fino ou orgânico, de acordo com a tecnologia de fabricação das células; e mono ou bifaciais, dependendo como captam a irradiância solar. Neste trabalho, são adotados módulos monocristalinos monofaciais, de 600 Wp, cujas características principais constam na Tabela 2.

Tabela 2 – Características do módulo CS7L-600MS

Tipo de célula	Monocristalino
Potência nominal	600 Wp
Eficiência	21,2%
Temperatura nominal de operação	41 ± 3 ºC
Coeficiente de temperatura de potência máxima	-0,34 %/ ºC
Máxima degradação de potência no primeiro ano	2%
Máxima degradação anos subsequentes	0,55%

Fonte: Adaptado de Canadian Solar (2022).

A potência nominal dos módulos fotovoltaicos é determinada em condições específicas de temperatura e irradiância, especificamente, 25 ºC e 1000 W/m². No entanto, em condições normais de operação, esses parâmetros variam constantemente. Logo, a potência (P) gerada pelos módulos em cada intervalo dos dados de medição deve ser corrigida em função das condições presente através de (4) (CARVALHO; GUARDIA; MARANGON LIMA, 2019):

$$P = P_{STC}.\frac{G}{G_n}[1 + \gamma(T - 25)] \quad (4)$$

onde P_{STC} é a potência nominal do módulo em condições padrão de teste (W), G é a irradiância incidente no módulo em dado período (W/m²), G_n é a irradiância em condições padrão de teste (W/m²), γ é o coeficiente de temperatura de potência máxima (ºC^{-1}) e T é a temperatura em que as células do módulo estão operando naquele instante (ºC).

Para encontrar a temperatura de operação (T) das células, o modelo de Ross-Smokler é um dos mais utilizados, e pode ser expresso por (5) (CARVALHO; GUARDIA; MARANGON LIMA, 2019):

$$T = T_{amb} + \frac{G}{G_{NOCT}}\left(T_{c,NOCT} - T_{NOCT}\right) \quad (5)$$

onde T_{amb} é a temperatura ambiente (ºC), $T_{c,NOCT}$ é a temperatura nominal de operação da célula (ºC) informada pelo fabricante, G_{NOCT} é assumida igual a 800 W/m² e $T_{c,NOCT}$ é igual a 20 ºC.

Neste trabalho, são consideradas duas possibilidades de montagem dos módulos fotovoltaicos: em estrutura fixa e em estrutura com seguidor. No caso da estrutura fixa, os módulos têm ângulos de orientação e inclinação pré-definidos, respectivamente, 0º (norte) e 23º. Para o caso com seguidor, os módulos acompanham o movimento do sol, de leste a oeste, ao longo do dia, com uma amplitude que varia de -60º a +60º. Para ambas as alternativas é necessário encontrar a irradiância que incide no plano dos módulos (POA).

O valor da POA é obtido pela transposição da GHI para o plano dos módulos, sendo que existem diversos modelos desenvolvidos pela comunidade científica. Neste trabalho será utilizado o modelo de Perez (PEREZ *et al.*, 1987; PEREZ *et al.*, 1990), devido à sua ampla aplicação.

Para o modelo de Perez, são necessárias, além da GHI, dos ângulos de inclinação e orientação dos módulos, informações das outras componentes de irradiância: a normal direta (DNI) e a difusa horizontal (DHI). No entanto, apenas os dados de GHI estão disponíveis.

Os valores de DNI e DHI, para cada intervalo de tempo, são obtidos a partir de um modelo de decomposição. Neste trabalho optou-se pelo modelo EKD (ERBS; KLEIN; DUFFIE, 1982), pois depende apenas da GHI e da posição solar, que é facilmente encontrada pela utilização de uma equação astronômica usando como dados de entrada a localização geográfica (latitude e longitude) e a hora do dia em que se quer conhecer a posição solar.

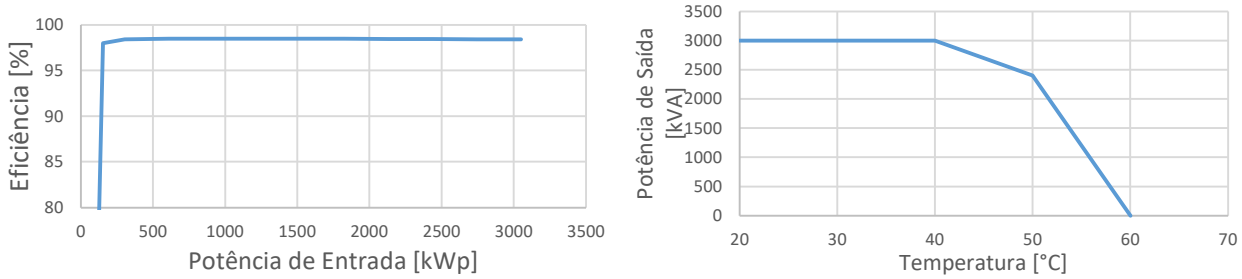
Como mencionado, os módulos fotovoltaicos são conectados entre si, em série e paralelo, formando arranjos fotovoltaicos. A quantidade de módulos que compõem um arranjo depende da potência do inversor fotovoltaico a que serão ligados e do carregamento a que se pretende submeter esse inversor. O carregamento do inversor indica qual a máxima potência será conectada na sua entrada em relação à sua potência nominal de saída, ou seja, ele relaciona a potência em corrente contínua (Wp) com a potência em corrente alternada (W) da Usina Fotovoltaica. Neste estudo, são utilizados inversores fotovoltaicos de 3000 kW, com

carregamento de 130%: são 6496 módulos em cada arranjo, totalizando aproximadamente 3900 kWp por inversor.

A potência gerada em cada arranjo, em cada período de tempo, é igual a potência gerada em um módulo fotovoltaico multiplicada pelo número de módulos que compõem o arranjo. Por critério de simplificação, foram desconsiderados efeitos de sombreamento que os módulos possam causar entre si.

A potência entregue na saída do inversor fotovoltaico é uma função tanto da potência em corrente contínua disponível na entrada do equipamento, quanto da temperatura ambiente. O equipamento utilizado neste trabalho tem características de conversão conforme curvas de eficiência e de potência da Figura 3(a) e Figura 3(b), respectivamente.

Figura 3 – Curvas de eficiência (a) e de potência de saída (b) do inversor fotovoltaico



(a) **(b)**

Fonte: Adaptado de PVSyst (2018).

Finalmente, a potência total gerada pela Usina Fotovoltaica em cada período é a potência do inversor fotovoltaico naquele instante multiplicada pela quantidade total de inversores que compõem a usina.

6 CENTRAIS GERADORAS ASSOCIADAS (CGAS)

As diferentes combinações de fontes e tecnologias, arranjos e configurações, têm sido apresentadas pela literatura genericamente como “usinas híbridas” (EPE, 2018). No entanto, dependendo do grau de integração entre as fontes, diferentes classificações podem ser encontradas para melhor descrever as tipologias disponíveis (EPE, 2018; ANEEL, 2021; DOE, 2021).

Neste trabalho, é adotado o conceito da Resolução Normativa ANEEL n° 954/2021, para a qual as CGAs são “duas ou mais instalações, com a finalidade de produção de energia elétrica com diferentes tecnologias de geração, com outorgas e medições distintas, que compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e uso do sistema de transmissão” (ANEEL, 2021).

Assim, o Parque Eólico e a Usina Fotovoltaica têm operações distintas, mas fazem uso de uma mesma subestação para a conexão dos empreendimentos ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, os dois projetos compartilham de um único Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), que deve estar dentro dos limites estabelecidos pela faixa

de potência (faixa de valores de potência compreendida entre a soma das potências elétricas ativas nominais da tecnologia de geração de maior participação nas centrais geradoras associadas, e a soma das potências elétricas ativas nominais de todas as tecnologias de geração) definida para as CGAs (ANEEL, 2021). A inequação (6) reflete esses limites.

$$max\{P_{UFV}, P_{PEOL}\} \leq MUST_{CGA} \leq P_{UFV} + P_{PEOL} \quad (6)$$

onde o $MUST_{CGA}$ é o MUST contratado para as CGAs (kW) e P_{UFV} e P_{PEOL} são, respectivamente, as potências máximas da Usina Fotovoltaica e do Parque Eólico (kW).

Quando em operação, caso a soma das potências das tecnologias seja superior ao MUST contratado, assume-se que a Usina Fotovoltaica tem capacidade para um controle instantâneo que limite a sua geração para que não haja ultrapassagem do $MUST_{CGA}$. Esse valor que precisa ser suprimido da geração denomina-se *curtailment*.

Para o caso das CGAs em que pelo menos uma das tecnologias tenha algum benefício na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), será aplicável o percentual de desconto às TUST proporcional à energia gerada por cada fonte mensalmente (ANEEL, 2021).

Uma vez que neste trabalho considera-se que o Parque Eólico possui Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) com 50% de desconto na TUST, a grande vantagem da associação da Usina Fotovoltaica a ele se baseia na economia dos custos de uso do sistema devido à complementaridade de geração temporal entre as fontes.

7 CUSTO NIVELADO DE ENERGIA (LCOE)

O LCOE é definido como o preço ao qual a eletricidade gerada deveria ser vendida ao sistema para equilibrar os custos do empreendimento ao final da sua vida útil (PAPAPETROU; KOSMADAKIS, 2022) e serve de parâmetro para comparação da atratividade das alternativas de construção do empreendimento fotovoltaico neste trabalho. Ele pode ser calculado através de (7) (LAI *et al.*, 2017):

$$LCOE = \frac{C_{CAPEX} + \sum_{i=0}^{n} \frac{C_{OPEX_i}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^{n} \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (7)$$

onde C_{CAPEX} representa os custos de instalação (CAPEX, em R$), C_{OPEX} é o custo total de operação (OPEX, em R$) e E é o total de eletricidade gerada (kWh), informados para cada ano i da vida útil n do empreendimento. A taxa de desconto r é necessária para refletir a depreciação dos custos e da energia ao longo do tempo (neste trabalho, foi adotado como taxa de desconto o valor médio de 8% calculado por EPE (2021a)).

Cabe lembrar que o LCOE é uma métrica amplamente utilizada que permite a comparação das tecnologias de geração de energia a partir da combinação de CAPEX, custos

de O&M e desempenho, e que não contempla em sua formulação componentes que representam a degradação da planta nem os custos de descomissionamento (EPE, 2021a).

O valor do CAPEX é determinado por (8) em função da potência instalada da Usina Fotovoltaica, com base na curva dos custos de instalação (9), obtida a partir de valores levantados de GREENER (2021) e GREENER (2022). O valor indicado em GREENER (2021) representa um sistema fotovoltaico com seguidor, enquanto os valores trazidos por GREENER (2022) se referem a sistemas fixos. Para trazer as duas referências para uma mesma base, foi adotado que os custos de sistemas fixos correspondem a 84% dos custos do sistema com seguidor, de acordo com Garcia, Duke e Flores (2020).

$$C_{CAPEX} = C_{FV} \times P_{UFV_{CC}} \times 10^6 \quad (8)$$

$$C_{FV} = 5{,}4664 \; {P_{UFV_{CC}}}^{-0{,}09} \quad (9)$$

onde C_{FV} é o custo de instalação do sistema fotovoltaico (R$/Wp) e $P_{UFV_{CC}}$ é a potência total, em corrente contínua, da Usina Fotovoltaica (MWp).

Importante ressalvar que (8) representa os custos de instalação da Usina Fotovoltaica operando diretamente conectada ao SIN. No caso do projeto associado ao Parque Eólico, faz-se necessária a redução do custo devido ao compartilhamento da subestação.

Em GREENER (2021) é informado o quanto os custos de conexão representam do CAPEX da usina. No entanto, não se pode descontar integralmente esses custos para Usina Fotovoltaica operando associada com o Parque Eólico, haja vista que alguns equipamentos ainda se fazem necessários para a integração dos projetos. Assim, convencionou-se que apenas 80% dos custos de conexão serão reduzidos do projeto fotovoltaico associado.

O valor do OPEX a cada ano (10) compreende os custos de operação e manutenção ($C_{O\&M}$) da Usina Fotovoltaica, e, também, os custos relativos aos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão ($EUST$).

$$C_{OPEX} = C_{O\&M} + EUST \quad (10)$$

Para o custo de O&M anual da Usina Fotovoltaica com seguidor será adotado o valor de 0,85% do CAPEX (GREENER, 2021); para sistema fixo, assume-se 93% do valor encontrado para sistema com seguidor (GARCIA; DUKE; FLORES, 2020).

O valor do EUST é calculado mensalmente, multiplicando a TUST pelo MUST do projeto. No caso da Usina Fotovoltaica conectada diretamente ao SIN ($EUST_{FV_{SIN}}$), o valor vai ser o mesmo em todos os meses, pois depende unicamente dos valores de TUST e MUST do projeto, que são fixos (11).

$$EUST_{FV_{SIN}} = 12 \times TUST \times MUST_{FV} \quad (11)$$

onde a $TUST$ é o valor mensal da tarifa (R$/kW) e o $MUST_{FV}$ é o MUST que deveria ser contratado caso a Usina Fotovoltaica estivesse operando sozinha (kW), equivalente à sua potência total instalada.

Quando em operação associada, haja vista que o Parque Eólico apresenta desconto de 50% na TUST, o EUST anual das CGAs ($EUST_{CGA}$) tem desconto proporcional às gerações individuas de cada tecnologia (ANEEL, 2021), como calculado em (12). Nesse caso, o EUST anual relativo unicamente à Usina Fotovoltaica ($EUST_{FV_{CGA}}$) pode ser definido como o acréscimo no encargo auferido quando da associação das tecnologias, em relação àquele que era devido apenas quando existia o Parque Eólico, calculado conforme (13).

$$EUST_{CGA} = \sum_{i} \left[TUST \times MUST_{CGA} \left(desc_{TUST} . \frac{E_{EOL_i}}{E_{EOL_i} + E_{FV\,i}} \right) \right] \quad (12)$$

$$EUST_{FV_{CGA}} = EUST_{CGA} - (12 \times TUST \times MUST_{EOL} \times desc_{TUST}) \quad (13)$$

onde $desc_{TUST}$ é o desconto da TUST concedido para o Parque Eólico igual a 50%, E_{EOL} e E_{FV} são, respectivamente, as gerações totais do Parque Eólico e da Usina Fotovoltaica em cada mês i (kWh) e $MUST_{EOL}$ é o MUST que deveria ser contratado caso o Parque Eólico estivesse operando sozinho (kW), equivalente à sua potência total instalada.

O valor da TUST depende do ponto de conexão ao SIN que está sendo considerado, sendo adotado neste trabalho o valor de 7,948 R$/(kW.mês), calculado a partir das médias das tarifas para cada ciclo tarifário até o fim do horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDE) em vigência (no caso, PDE 2030), como determinado pela Resolução Normativa ANEEL nº 559, de 27 de Junho de 2013 (ANEEL, 2013).

8 RESULTADOS

Todos as premissas e equações das Seções 2 a 7 foram implementadas em um programa desenvolvido em linguagem Python, onde é feita a leitura e o tratamento dos dados solarimétricos e anemométricos e, posteriormente, são calculadas as gerações de eletricidade dos projetos eólicos, fotovoltaicos e das CGAs e o LCOE das alternativas da Usina Fotovoltaica.

Inicialmente, são mostrados os resultados da análise de complementaridade entre os recursos energéticos. Em seguida, é simulada a geração de eletricidade pelos projetos, considerando como alternativas a Usina Fotovoltaica com estrutura fixa e com seguidor, operando nas modalidades diretamente conectada ao SIN ou associada com o Parque Eólico. Para finalizar, é avaliada a viabilidade econômica das diversas opções para a Usina Fotovoltaica, através da análise do LCOE do projeto.

8.1 Análise da Complementaridade dos Recursos Energéticos

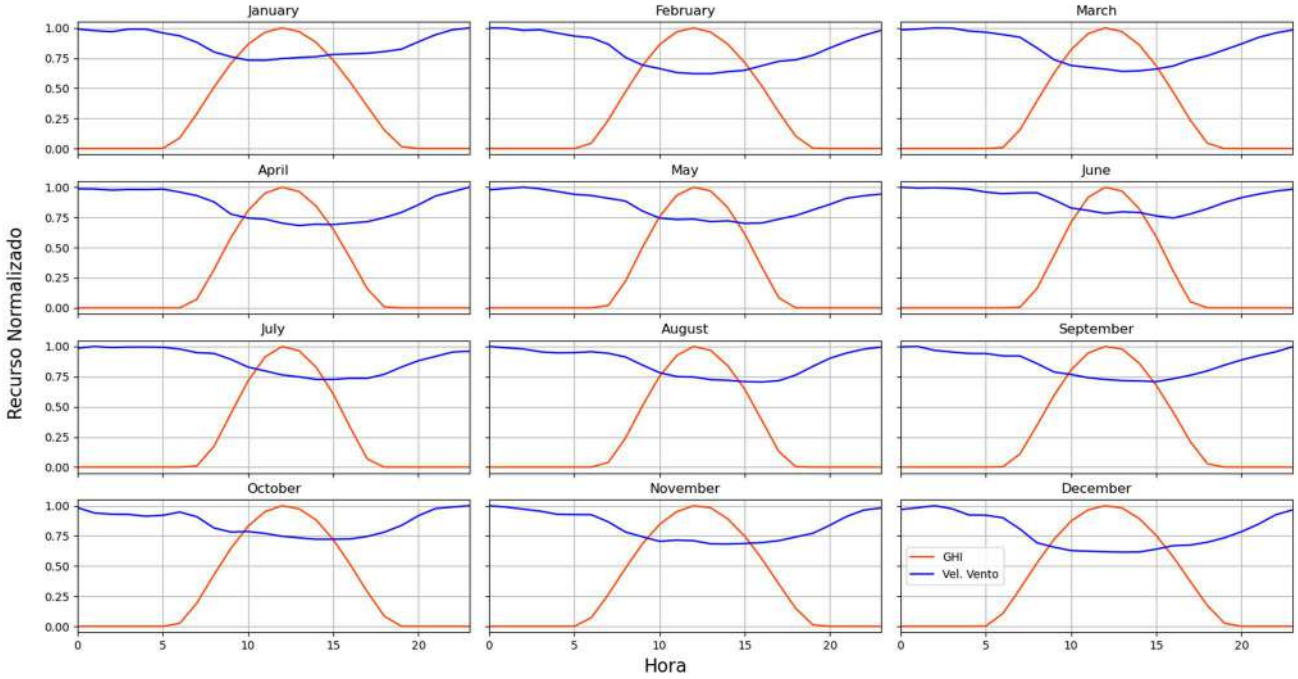
Na Figura 4 são apresentadas as curvas médias horárias da velocidade do vento e da GHI normalizadas para cada mês para a região de interesse. A análise do comportamento dessas curvas indica como os recursos energéticos se relacionam diariamente. Os valores do CCP para cada período são elencados na Tabela 3.

Tabela 3 - CCP de cada mês, representando a complementaridade diária dos recursos energéticos

Mês	jan	fev	mar	abr	maio	jun
CCP	-0,884	-0,890	-0,883	-0,782	-0,756	-0,711
Mês	jul	ago	set	out	nov	dez
CCP	-0,684	-0,754	-0,847	-0,827	-0,842	-0,871

Fonte: Elaborado pelos autores (2022).

Figura 4 - Médias horárias mensais normalizadas para velocidade do vento e GHI

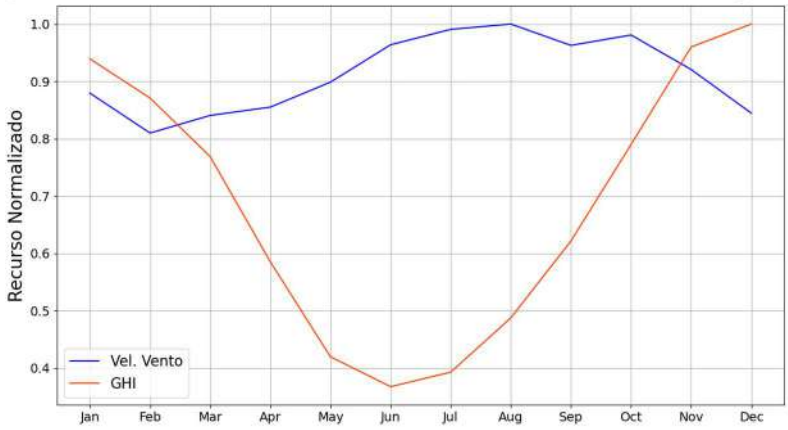


Fonte: Elaborado pelos autores (2022).

Como se pode observar na Tabela 3, a complementaridade diária entre velocidade do vento e GHI é forte para quase todos os meses, exceto julho, onde é classificada como moderada. Calculando o CCP para as médias horárias anual, o valor encontrado é de -0,836, o que denota uma forte complementariedade.

Além da interação diária entre os recursos, pode-se analisar como eles se relacionam ao longo do ano. Na Figura 5 são mostradas as médias mensais normalizadas de cada variável, cujo CCP entre elas resulta em -0,560, que indica uma complementaridade moderada ao longo do ano.

Figura 5 – Médias mensais normalizadas dos recursos energéticos



Fonte: Elaborado pelos autores (2022).

De acordo com os valores de CCP encontrados, pode-se afirmar que na região de estudo há uma excelente complementaridade entre os recursos eólico e solar, e que leva a crer que a associação de empreendimentos com essas fontes tenha grande potencial de viabilidade.

8.2 Simulação da Geração de Eletricidade do Parque Eólico, da Usina Fotovoltaica e das Centrais Geradoras Associadas

A estimação das gerações do Parque Eólico e da Usina Fotovoltaica é feita conforme premissas apontadas nas seções anteriores, utilizando os anos médios dos recursos primários e as características dos equipamentos mencionados.

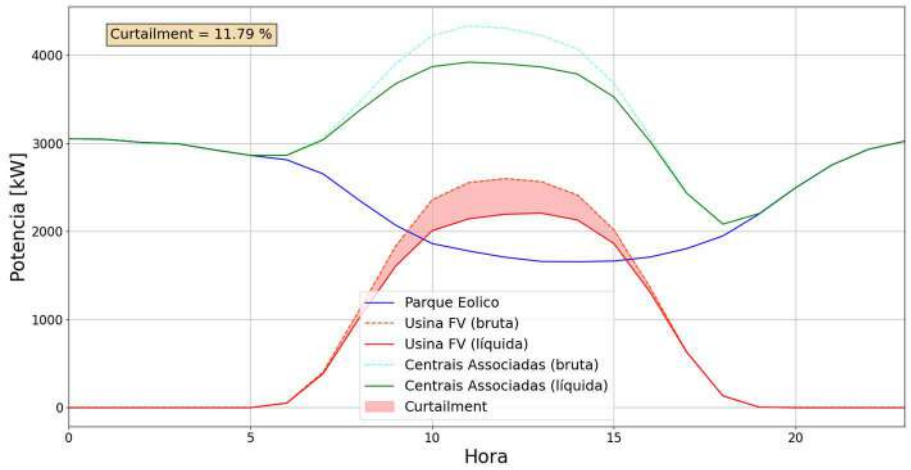
Foram consideradas quatro configurações de operação para a Usina Fotovoltaica: i) com estrutura fixa, conectada diretamente ao SIN; ii) com estrutura com seguidor, conectada diretamente ao SIN; iii) com estrutura fixa, associada ao Parque Eólico; e iv) com estrutura com seguidor, associada ao Parque Eólico.

A principal vantagem do modo de operação diretamente conectada é que toda eletricidade possível de ser gerada pela Usina Fotovoltaica pode ser entregue ao SIN, sem restrições. Na operação associada, a energia injetada no sistema depende do MUST contratado para as CGAs: quando a soma das potências do Parque Eólico e Usina Fotovoltaica excedem o $MUST_{CGA}$, a potência do empreendimento fotovoltaico é limitada até que a restrição seja atendida.

Para ilustrar a geração do Parque Eólico, da Usina Fotovoltaica e das CGAs, a Figura 6 e a Figura 7 apresentam as curvas médias anuais de geração dos projetos, adotando, respectivamente, as alternativas de estrutura fixa e de estrutura com seguidor. Nessas figuras, cada empreendimento é caracterizado por apenas um equipamento, ou seja, o Parque Eólico tem um só aerogerador e a Usina Fotovoltaica, um só inversor.

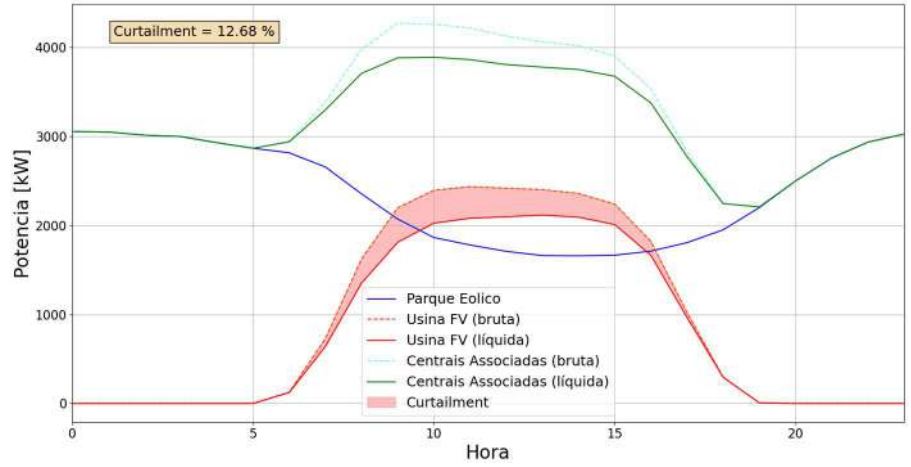
Para a análise, considera-se o MUST contratado igual à capacidade máxima de cada projeto: 4,2 MW para o Parque Eólico e 3,0 MW para a Usina Fotovoltaica. Quando se trata das CGAs, o MUST contratado é igual à capacidade máxima do Parque Eólico, 4,2 MW.

Figura 6 - Geração média horária anual dos empreendimentos, para alternativa de Usina Fotovoltaica com estrutura fixa



Fonte: Elaborado pelos autores (2022).

Figura 7 - Geração média horária anual dos empreendimentos, para alternativa de Usina Fotovoltaica com estrutura com seguidor



Fonte: Elaborado pelos autores (2022).

Nas Figura 6 e Figura 7, as curvas vermelhas tracejadas representam a geração da Usina Fotovoltaica operando conectada diretamente ao SIN, sem restrição de injeção de potência. A geração anual para as opções com estrutura fixa e com seguidor são 7.320 MWh e 8.051 MWh, respectivamente. Ou seja, a alternativa com seguidor tem um ganho de quase 10% em relação à fixa.

Quando a Usina Fotovoltaica é associada ao Parque Eólico, existem momentos em que a soma das potências geradas pelas duas tecnologias excede o MUST contratado pelas CGAs. Logo, é necessário que a Usina Fotovoltaica limite sua geração.

As curvas vermelhas contínuas representam a geração fotovoltaica, limitada pelo $MUST_{CGA}$, quando há associação com o empreendimento eólico. Nessa condição, a geração anual para as opções com estrutura fixa e com seguidor são 6.457 MWh e 7.030 MWh, respectivamente. Ou seja, o ganho da alternativa com seguidor reduz-se para 9% em relação à fixa.

A área hachurada em vermelho representa o *curtailment*, isto é, à energia fotovoltaica que é 'desperdiçada', pois não pode ser entregue ao SIN sem que haja ultrapassagem do $MUST_{CGA}$.

Observa-se que o *curtailment* para a alternativa com estrutura fixa (11,79%) é inferior ao da alternativa com seguidor (12,68%). Esses valores são válidos para as premissas adotadas nas condições específicas em que foram realizadas as simulações das Figura 6 e Figura 7. É natural que a relação de *curtailment* entre as alternativas se altere caso se mudem as potências máximas do Parque Eólico e da Usina Fotovoltaica, da mesma forma caso seja alterado o valor do $MUST_{CGA}$.

Outro fator que pode alterar o *curtailment* é a granularidade dos dados analisados (EPE, 2017). Neste trabalho, os dados dos recursos energéticos estão sendo adotados em base horária, assim como são calculadas as gerações para cada tecnologia. Se fossem utilizados dados em base temporal mais reduzida, a cada 10 minutos, por exemplo, é de se esperar um aumento no *curtailment*, uma vez que poderá capturar as oscilações que a análise de produção média horária ou diária não capturam (EPE, 2017).

8.3 Análise de Viabilidade para as Alternativas de Usinas Fotovoltaicas

Para comparar as viabilidades das Usinas Fotovoltaicas, conectada diretamente ao SIN ou associada com o Parque Eólico, considerando as opções de estrutura fixa e com seguidor, foi realizado o cálculo do LCOE de cada alternativa, adotando uma vida útil do empreendimento de 25 anos.

Nestas análises, o Parque Eólico foi considerado tendo sua capacidade nominal: 72 aerogeradores totalizando 302,4 MW. Os valores de LCOE foram calculados variando-se o número de inversores para cada alternativa da Usina Fotovoltaica, mantendo ainda o MUST contratado igual a potência do Parque Eólico. Os valores de LCOE encontrados são mostrados na Figura 8. Os resultados mostram que o projeto da Usina Fotovoltaica com estrutura fixa operando associada ao Parque Eólico apresenta a melhor viabilidade dentre as alternativas, pois retornou os menores preços de energia para equilibrar os custos envolvidos.

Na modalidade em que a Usina Fotovoltaica está conectada diretamente ao SIN, observa-se que o LCOE do projeto decresce, tanto para a alternativa com estrutura fixa como com seguidor, conforme aumenta a capacidade da usina. Já na modalidade de CGAs, inicialmente o LCOE decresce com o aumento da capacidade da Usina Fotovoltaica, mas a partir de um determinado momento ele volta a subir. Ou seja, existe um ponto ótimo em que se atinge o mínimo LCOE do empreendimento fotovoltaico operando como CGAs, situado na região em que a sua capacidade se encontra entre 40% e 60% do projeto eólico.

A modalidade de CGAs apresentou melhores LCOE praticamente para toda a faixa de potência analisada. Apenas a alternativa de estrutura com seguidor teve LCOE mais elevado que na modalidade diretamente conectada ao SIN com potências acima de 85% do projeto eólico.

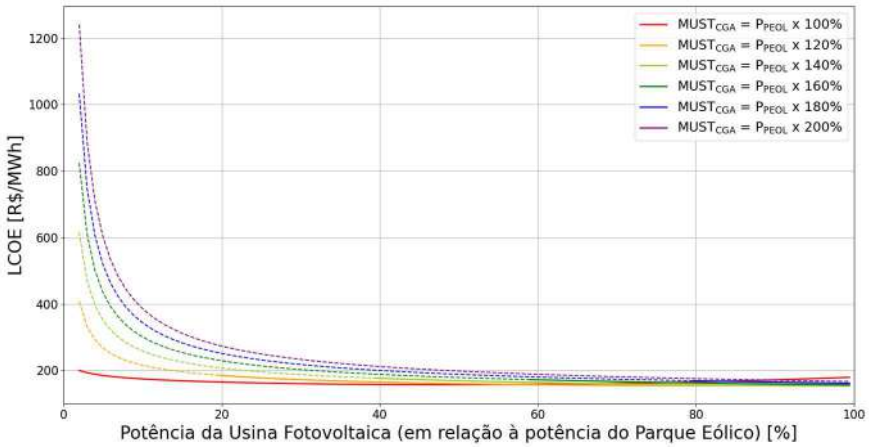
Figura 8 - LCOE do empreendimento fotovoltaico encontrado para as diversas alternativas de configuração

Fonte: Elaborado pelos autores (2022).

A título de comparação, no Leilão de Energia Nova A-4 2022 o preço médio de contratação da energia fotovoltaica foi de 178,24 R$/MWh (EPE, 2022b). Logo, a Usina Fotovoltaica com estrutura fixa, operando na modalidade de CGAs, tem uma faixa de potência bastante ampla, de 24 MW a 297 MW, em que seria viável a sua comercialização no leilão.

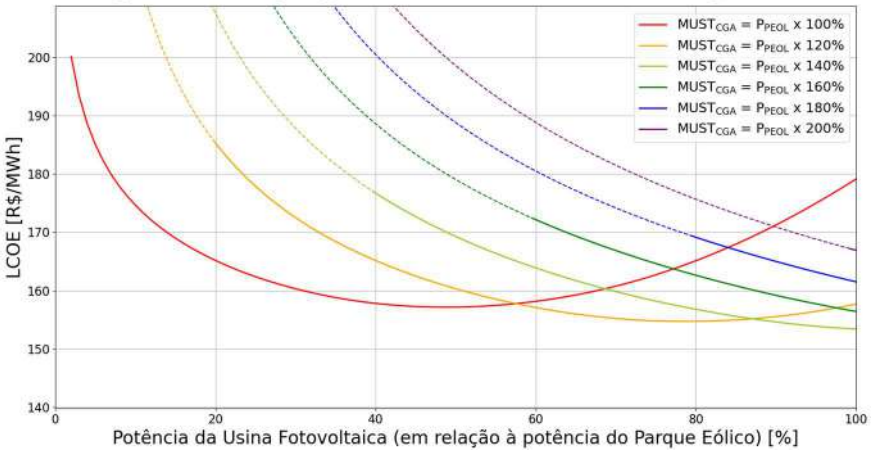
Adotando a alternativa de estrutura fixa associada ao Parque Eólico, pois é a que apresenta os menores preços de energia, busca-se identificar como o valor do MUST contratado pode influenciar no LCOE da Usina Fotovoltaica. Para tanto, foram simulados alguns cenários em que MUST contratado é superior a potência do Parque Eólico. Os resultados são apresentados na Figura 9 e, com ampliação da faixa de interesse, na Figura 10.

Figura 9 - Comportamento do LCOE da Usina Fotovoltaica com estrutura fixa, na modalidade de CGAs, com a variação do MUST contratado



Fonte: Elaborado pelos autores (2022).

Figura 10 - Ampliação da faixa de interesse da Figura 9



Fonte: Elaborado pelos autores (2022).

O cenário ($MUST_{CGA} = P_{PEOL} \times 100\%$) é o mesmo simulado anteriormente na Figura 8, em que o MUST contratado para as CGAs é igual à potência do Parque Eólico. Os demais cenários representam incrementos no $MUST_{CGA}$, proporcionais à potência do Parque Eólico.

Exceto pelo cenário inicial, em todos os demais, as curvas de LCOE apresentam uma porção em que estão tracejadas. Nessa região da curva, o MUST contratado não atende às exigências da Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021 (ANEEL, 2021), pois seu valor excede a soma das potências dos empreendimentos eólico e fotovoltaico, conforme restrição definida em (6).

O que se pode observar dos resultados encontrados é que existe uma redução do LCOE com o aumento do MUST contratado, desde que se aumente também a capacidade da Usina Fotovoltaica.

Para os cenários simulados, o menor valor de LCOE, 153,42 R$/MWh, foi obtido com $MUST_{CGA}$ igual a 140% da potência do Parque Eólico (423,36 MW) e capacidade instalada da Usina Fotovoltaica igual à do Parque Eólico (302,4 MW). Em comparação, o cenário em que o $MUST_{CGA}$ é igual à potência do Parque Eólico (302,4 MW), o LCOE da Usina Fotovoltaica é de 157,16 R$/MWh, para uma potência instalada de 147,0 MW (aproximadamente 48% da potência do Parque Eólico). Ou seja, para uma redução de 2,38% no LCOE seria necessário um acréscimo no investimento inicial (CAPEX) de quase 93%.

9 CONCLUSÕES

O estudo demonstra que para a região de interesse, localizada no Sul do Brasil, há uma forte complementaridade diária entre os recursos energéticos velocidade do vento e irradiância global horizontal. Anualmente, a complementaridade entre os recursos se mostra moderada.

Para análise da viabilidade, foram consideradas quatro configurações de operação para a Usina Fotovoltaica: i) com estrutura fixa, conectada diretamente ao SIN; ii) com estrutura com seguidor, conectada diretamente ao SIN; iii) com estrutura fixa, associada ao Parque Eólico; e iv) com estrutura com seguidor, associada ao Parque Eólico.

Para demonstrar o perfil de geração das alternativas, os empreendimentos foram simulados contendo um único aerogerador, no caso do Parque Eólico, e um único inversor, no caso da Usina Fotovoltaica. Verifica-se que as alternativas com estrutura com seguidor (ii e iv) tiveram geração anual aproximadamente 10% superior às com estrutura fixa, motivada pelo ganho de irradiação incidente nos módulos fotovoltaicos. Analisando o *curtailment* das alternativas de operação associada (iii e iv), a opção de estrutura com seguidor resultou num corte um pouco mais elevado (12,68%) em comparação com a opção de estrutura fixa (11,79%).

Entre todas as alternativas, a opção iv foi a que apresentou mais baixos valores de LCOE, considerando para as CGAs um MUST contratado igual à potência do Parque Eólico. Comparando com o preço médio de 178,24 R$/MWh, a que foram vendidos os empreendimentos fotovoltaicos no Leilão de Energia Nova A-4 de 2022, a Usina Fotovoltaica associada ao Parque Eólico apresenta viabilidade econômica para uma ampla faixa de potência, de 24 MW a 297 MW.

Caso as CGAs optem pela contratação de MUST superior à potência do Parque Eólico, é possível atingir um valor de LCOE tão baixo quanto 153,42 R$/MWh. Isso é obtido quando o $MUST_{CGA}$ é igual a 140% da capacidade do Parque Eólico e a potência instalada na Usina Fotovoltaica chega a 302,4 MW. Essa alternativa, no entanto, representa um aumento de 93% no CAPEX da Usina Fotovoltaica, para uma redução de 2,38% no LCOE do empreendimento, comparada com a configuração de menor LCOE (quando o $MUST_{CGA}$ é igual à capacidade do Parque Eólico).

Como próximos passos do estudo estão previstos: utilizar anos meteorológicos típicos (TMY) em vez de anos médios para os recursos primários; refinar a análise econômica da viabilidade do projeto, como, por exemplo, incluir a possibilidade de financiamento do CAPEX; incluir nas análises a avaliação das penalidades de ultrapassagem do MUST contratado; e implementar no código de simulação a otimização da potência da Usina Fotovoltaica, levando em consideração as restrições locais e minimização do LCOE.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à CGT Eletrosul pelo apoio técnico na pesquisa e disponibilização dos dados.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL n° 559, de 27 de junho de 2013**. Estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST; bem como revoga, o art. 16 e o Anexo da Resolução ANEEL 281 de 01.10.1999; o art. 9º da Resolução Normativa ANEEL 399 de 13.04.2010; o parág. 2º do art. 18 e o parág. 3º do art. 22-A da Resolução Normativa ANEEL 349 de 13.01.2009; a Resolução Normativa ANEEL 117 de 03.12.2004; a Resolução Normativa ANEEL 267 de 05.06.2007 e a Resolução Normativa ANEEL 523 de 17.12.2012. Brasil, 2013. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013559.pdf. Acesso em: 20 jun. 2022.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL n° 954, de 30 de novembro de 2021**. Altera as Resoluções Normativas nº 77, de 18 de agosto de 2004, nº 247, de 21 de dezembro de 2006, nº 559, de 27 de junho de 2013, nº 583, de 22 de outubro de 2013, nº 666, de 23 de junho de 2015 e nº 876, de 10 de março de 2020, para estabelecer tratamento regulatório para a implantação de Central Geradora Híbrida (UGH) e centrais geradoras associadas. Brasil, 2021. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-954-de-30-de-novembro-de-2021-364715864. Acesso em: 31 maio 2022.

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA**. Capacidade de Geração do Brasil. Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9. Acesso em: 31 maio 2022.

BAGATINI, M.; BENEVIT, M. G.; BELUCO, A.; RISSO, A. Complementarity in Time between Hydro, Wind and Solar Energy Resources in the State of Rio Grande do Sul, in Southern Brazil. **Energy and Power Engineering**, vol. 9, p. 515-526, 2017.

CANADIAN SOLAR. **Module Datasheet**. HiKu7 Mono PERC 580~610W. Disponível em: https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/10/21134754/CS-Datasheet-HiKu7_CS7L-MS_v2.1_EN.pdf. Acesso em: 05 jun. 2022.

CARVALHO, D. B.; GUARDIA, E. C.; MARANGON LIMA, J. W. Technical-economic analysis of the insertion of PV power into a wind-solar hybrid system. **Solar Energy**, vol. 191, p. 530-539, 2019.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia Eólica**. 2ª Ed. Rio de Janeiro: Synergia: Acta, 2013.

DOE [US Department of Energy]. **Hybrid Energy Systems**: Opportunities for Coordinated Research. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2021.

EPE. **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração**. Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas. Proposta metodológica e estudos de caso. Nº EPE-DEE-NT-025/2017-r0. Rio de Janeiro, 2017.

EPE. **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração**. Usinas Híbridas. Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. Nº EPE-DEE-NT-011/2018-r0. Rio de Janeiro, 2018.

EPE. **Expansão da Geração**. Usinas associadas eólico-fotovoltaicas. Considerações para cálculo de garantia física de energia. Nº EPE-DEE-NT-084/2020-r0. Rio de Janeiro, 2020.

EPE. **Caderno de Preços da Geração 2021**. Nº EPE-DEE-RE-089/2021-r0. Rio de Janeiro, 2021a.

EPE. **Expansão da Geração**. Empreendimentos Eólicos. Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica. N° EPE-DEE-017/2009-r17. Rio de Janeiro, 2021b.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2022**. Relatório Síntese. Ano base 2021. Rio de Janeiro, 2022a.

EPE. **Leilão de Energia Nova A-4 de 2022**. Informações sobre a Habilitação Técnica e sobre os Projetos Vencedores. Maio, 2022b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-644/Informe%20Habilitados%20e%20Vencedores%20LEN%20A4-2022.pdf. Acesso em: 18 jun. 2022.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**, vol. 28, n. 4, p. 293-302, 1982.

GALLARDO, R. P.; RÍOS, A. M.; RAMÍREZ, J. S. Analysis of the solar and wind energetic complementarity in Mexico. **Journal of Cleaner Production**, vol. 268, 2020.

GARCIA, H. A.; DUKE, A. R.; FLORES, H. V. Techno-economic comparison between photovoltaic systems with solar trackers and fixed structure in “El Valle de Sula”, Honduras. **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science**, vol. 776, 2020.

GMAO [Global Modeling and Assimilation Office]. **MERRA-2 tavg1_2d_rad_Nx**: 2d, 1-Hourly, Time-Averaged, Single-Level, Assimilation, Radiation Diagnostics V5.12.4. Greenbelt, MD, USA. Goddard Earth Sciences Data and Information Services Center. 2015. Disponível em: https://disc.gsfc.nasa.gov/datasets/M2T1NXRAD_5.12.4/summary. Acesso em: 24 abr. 2022.

GOOGLE. **Google Earth**. Disponível em: https://earth.google.com/web/@-31.08963575,-55.23118456,524.31597526a,1020899.24665019d,34.9994592y,360h,0t,0r. Acesso em: 04 jun. 2022.

GREENER. **Estudo Estratégico Grandes Usinas Solares 2021**. Mercado Livre e Regulado. 2021.

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída**. Mercado Fotovoltaico. 2º Semestre – 2021 Brasil. Fevereiro, 2022.

HINRICHS, R. A.; KLEINBACH, M.; DOS REIS, L. B. **Energia e meio ambiente**. 5ª Ed. São Paulo: Cengage Learning, 2014.

IEA [International Energy Agency]. **Statistics Report**. Key World Energy Statistics 2021. 2021.

LAI, C. S.; JIA, Y.; XU, Z.; LAI, L. L.; LI, X.; CAO, J.; MCCULLOCH, M. D. Levelized cost of electricity for photovoltaic/biogas power plant hybrid system with electrical energy storage degradation costs. **Energy Conversion and Management**, vol. 153, p. 34-47, 2017.

LYRA, G. B.; PEREIRA, A. R. Parâmetros de rugosidade aerodinâmica sobre vegetação esparsa em região semi-árida. **Revista Brasileira de Meteorologia**, vol. 22, n. 2, p. 262-272, 2007.

PAPAPETROU, M.; KOSMADAKIS, G. **Salinity Gradient Heat Engines**, Chapter 9 - Resource, environmental, and economic aspects of SGHE. Woodhead Publishing, p. 319-353, 2022.

PEREZ, R.; SEALS, R.; INEICHEN, P.; STEWART, R.; MENICUCCI, D. A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, vol. 39, n. 3, p. 221-231, 1987.

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R.; MICHALSKY, J.; STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, vol. 44, n. 5, p. 271-289, 1990.

PERON, A. M. **Análise da complementaridade das gerações intermitentes no planejamento da operação eletroenergética da região nordeste brasileira**. 2017. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.

PILARIO, K. E. S.; IBAÑEZ, J. A.; PENISA, X. N.; OBRA, J. B.; ODULIO, C. M. F.; OCON, J. D. Spatio-Temporal Solar–Wind Complementarity Assessment in the Province of Kalinga-Apayao, Philippines Using Canonical Correlation Analysis. **Sustainability**, vol. 14, n. 6. 2022.

PVSyst. **Grid Inverter Definition**. Model SIW750_3.0_1500V. 22 oct. 2018.

ROSA, C. O. C. S. **Estudo de complementaridade entre as energias hidrelétrica, eólica e fotovoltaica nas regiões Sudeste e Centro-Oeste**. 2019. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Fluminense, Volta Redonda, 2019.

SUN, W.; HARRISON, G. Wind-Solar Complementarity and Effective Use of Distribution Network Capacity. **Applied Energy**, vol. 247, p. 89-101, 2019.

WEG. **Aerogeradores**. AGW 147/4.2, Cod. 0077448, Rev. 01. Maio, 2021. Disponível em: https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h0c/h4d/WEG-aerogeradores-agw-147-4.2-50077448-catalogo-portugues.pdf. Acesso em: 04 jun. 2022.

Modeling, Analysis and Simulation of a Hybrid Multifunctional System Applied to Wind Generation

Joham Lucas Dos Santos Albuquerque * **Isaac Rocha Machado** **

* *Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, CE, (e-mail: joham.lucas.eng@gmail.com).*
** *PPGEEC/UFC, Universidade Federal do Ceará, CE (e-mail: isaacmachado@ufc.br)*

Abstract: This work proposes a hybrid wind power generation system connected to the power grid through a back-to-back converter. The Grid Side Converter (GSC), connected to the eletric grid via an L filter, mitigates harmonic currents and corrects the power factor of a non-linear load connected to the Point of Common Coupling (PCC). The Machine Side Converter (MSC) implements the Rotor Field Oriented Control (RFOC) in dq Synchronous Reference Frames (SRF). This technique enables independent and decoupled control of the torque and magnetization of the Squirel Cage Induction Generator (SCIG). The torque reference is obtained through the Maximum Power Point Tracking - Optimal Torque (MPPT-OT), this method tracks the maximum power point based on the calculation of the optimal electromagnetic torque obtained from the measurement of the mechanical speed of the generator.

Keywords: Wind power generation, integrated active filter, harmonic filtering, power quality, maximum power point traking, squirrel-cage induction generator.

1. INTRODUCTION

Currently, it is increasingly common to use multifunctional power generation systems in the literature. The need to use electronic power converters in Distributed Generation (DG) systems and the need to add features related to the power quality motivated the development of the work. In addition, other benefits such as cost optimization, reduction of the installation volume and the gain of added value (economic and technological) to existing technologies are the main advantages of the proposed topology and a control system.

The studies presented in Martins (2018) and Ferreira (2005) detail a rotor flux oriented control of a Squirrel Cage Induction Generator (SCIG) coupled to a wind turbine. The SCIG is connected to the Point of Common Coupling (PCC) via a Back-to-Back converter. In Ferreira (2005) the system is developed based on the instantaneous powers theory. In Martins (2018), on the other hand, there is a focus on the power quality comparing the operation of the wind generation system coupled to the power grid through an L filter and an LCL filter.

In Mishra and Saha (2018) a SCIG supplies a non-linear load forming an islanded system. With no active filtering and no connection to the power grid, the control of the load side converter is based on maintaining the AC voltage, while the DC bus voltage control is carried out by the generator side converter.

In Chen and Wang (2016) it is presented an application of a Unified Power Quality Conditioner (UPQC) in the transient compensation of a wind generation system. Current harmonics caused by power grid imbalances and voltage distortions are mitigated, with the SCIG connected directly to the power grid. The UPQC is connected to the PCC and consists of a back-to-back converter with one side converter operating as a parallel active filter and the other side converter as a dynamic voltage restorer.

In Moreira et al. (2019), control strategies for a wind power system with a Double Feed Induction Generator (DFIG) were proposed. The machine's rotor is connected to the power grid via a back-to-back converter that has an additional active filter function implemented from the grid side converter.

In the works cited, except in Ferreira (2005), the use of turbine-generator mechanical models and the Maximum Power Point Tracking (MPPT) implementation were not observed, either in simulations or experiments, focusing only on control strategies.

In Kumar and Chatterjee (2016) and Huang et al. (2015) bibliographic reviews are made and the state of the art of classic and iterative methods for MPPT algorithms applied to wind generation is presented. The works present similar techniques but with small differences in the application method, however the works do not include systems with mechanical coupling from a gearbox.

In Moreira et al. (2019), parallel active filters applied to three-phase three wires electrical systems are implemented. While Campanhol (2012), Limongi (2006) and Neto (2009) present control strategies and topologies of parallel active filters applied to three-phase with four wires electrical systems.

Finally, in Riaz and Khan (2019) the estimation of Weibull distribution parameters applied to the statistical analysis of the winds is presented. The analysis of these parameters in order to optimize the design of wind turbines is also presented.

2. PROPOSED SYSTEM

This work proposes the identifier system in Fig. 1, which is a hybrid system that adds as a feature of active parallel filtering and wind generation from the control of a SCIG.

The distributed generation system consists of a Squirrel-Cage Induction Generator that is connected via a back-to-back converter coupled to the network using an L filter. The maximum power tracking method used is the Maximum Power Point Tracking Optimal Torque (MPPT-OT) which it consists of calculating the optimal torque for maximum power extraction by measuring the mechanical speed of the generator rotor and based on known parameters of the wind turbine.

The vector control of the currents of the converter on the generator side is based on the rotor flux, and is also known as the FOC method. Method widely used in modern literature because, in reference dq, a natural decoupling between magnetization fluxes and electromagnetic torque Oliveira (2016). Being an indirect approach, because the rotor flux is not measured, but estimated.

Regarding the Grid Side Converter (GSC), the control of active and reactive power is done through the vectorial control of currents, which has two control loops used to regulate currents in direct axis and in quadrature, respectively. For this, the angle of the synchronism circuit must be aligned with the spatial voltage vector of the PCC, which is equivalent to having the angular argument equal to that of the phase A voltage of the PCC. The synchronism circuit used is the Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop (PLL-SRF), a Phase-Locked Loop (PLL) configuration based on the Park transform that obtains the reference angle of the dq plane from the cancellation of the voltage in the quadrature axis.

Harmonic mitigation of adjacent loads is done by incorporating harmonic components to the current references of the GSC controller by obtaining the current in the load in synchronous reference. And the correction of the load power factor is done through the current control in the quadrature axis of the GSC.

3. WIND TURBINE

The mechanical power developed in the wind turbine shaft is given by (1) Boyle (1996); Martins (2018); Kumar and Chatterjee (2016).

$$P_{tur} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta).\rho_a.A_a.v_v^3 \tag{1}$$

Where: ρ_a: Volumetric air density (kg/m^3), A_a: Wind turbine area (m^2), v_v: Wind speed (m/s).

The wind turbine power coefficient (C_p) is a function of the tip velocity ratio (λ) and the pitch angle (β) and is given by Kumar and Chatterjee (2016):

$$C_p(\lambda, \beta) = k_1 \left(\frac{k_2}{\lambda_i} - k_3\beta - k_4\beta^{k_5} - k_6 \right) e^{\left(-\frac{k_7}{\lambda_i}\right)} \tag{2}$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{1 + \beta^3} \tag{3}$$

Where: k_1, k_2, k_3, k_4 e k_5: Constructive parameters of the wind turbine. The ks coefficients used in this work are Kumar and Chatterjee (2016): $k_1 = 0,73$, $k_2 = 151$, $k_3 = 0,58$, $k_4 = 0,002$, $k_5 = 2,14$, $k_6 = 13,2$ e $k_7 = 18,4$.

The tip speed ratio is given by (4) Boyle (1996); Martins (2018); Kumar and Chatterjee (2016).

$$\lambda = \frac{\omega'_m.R_{tur}}{v_w} \tag{4}$$

Where: ω'_m: Mechanical angular speed of the turbine (rad/s), R_{tur}: Wind turbine radius (m).

The analysis of the wind potential in the analyzed scenario is based on the Weibull distribution, which is a probability density function given by Riaz and Khan (2019):

$$f_{wb}(v_v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v_v}{c} \right)^{k-1} e^{\left(-\frac{v_v}{c}\right)^k} \tag{5}$$

Where: f_{wb}: Weibull probability density function. c: Scale factor, k: Weibull shape factor.

In Ayodele et al. (2012) it is defined for which optimal wind speed a wind turbine should be designed given the Weibull distribution ($v_{v,opt}$), given by:

$$v_{v,opt} = c \left(1 + \frac{2}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \tag{6}$$

Knowing that the turbine area is given by πR_{tur}^2, substituting in (7) and considering that the maximum power extracted by the turbine in $v_v = v_{v,opt}$ equals the nominal power of the generator (P_0), a wind turbine sizing equation is reached:

$$R_{tur} = \sqrt{\frac{2P_0}{\pi C_{p,max} \rho_a v_{v,opt}^3}} \tag{7}$$

Where: $C_{p,max}$: maximum wind turbine power coefficient.

The statistical distribution of winds in the analyzed scenario has a scale factor (c) of 6.6 m/s and a shape factor (k) of 3.2. For these values $v_{v,opt} = 7.68\ m/s$.

Based on the model of the wind turbine used in this work, and defining that the wind turbine will have a fixed pitch angle at 0°, the following values are obtained: $C_{p,max} = 0.4412$. The value of λ that results in the value of $C_{p,max}$ (λ_{opt}) is 5.66.

Knowing further that the average air density for that scenario is 1.09 kg/m^3 and that the nominal power of the generator used is $15kW$, the projected radius of the turbine will be approximately $6.62m$.

4. GEARBOX

Considering the mechanical model of the generator given by (8) and (9) and the mechanical transformation equations given by (10) and (11) it is possible to arrive at the

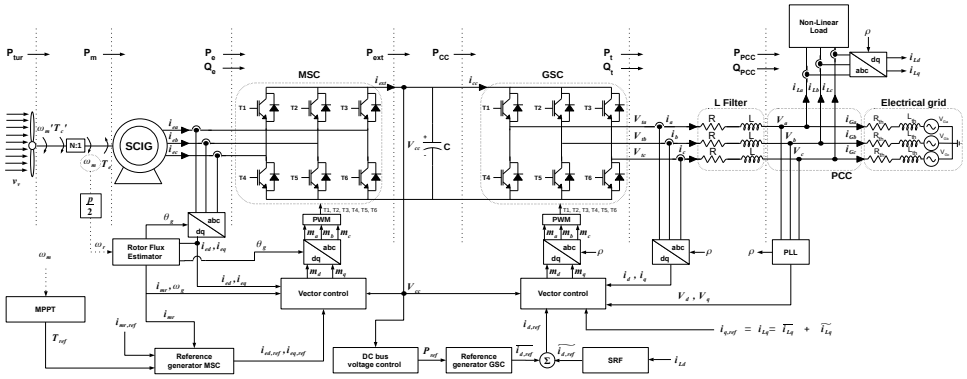


Figure 1. Schematic diagram of the proposed system.

mechanical model of the wind generation system given by Fig. 2 Leonhard (2001).

$$J\frac{d\omega_m}{dt} + B\omega_m = T_e - T_c \tag{8}$$

$$T_c' = \frac{P_{tur}}{\omega_m'} \tag{9}$$

$$\omega_m = N.\omega_m' \tag{10}$$

$$T_c = \frac{1}{N}T_c' \tag{11}$$

Where: J: Total moment of inertia referenced to the generator side, B: Viscous friction coefficient referenced to the generator side. ω_m: Mechanical angular speed of the turbine on generator shaft. T_e: Electromagnetic torque on generator, T_c: Mechanical torque on generator shaft, T_c': Mechanical torque on turbine shaft, N: Gearbox mechanical transformation ratio.

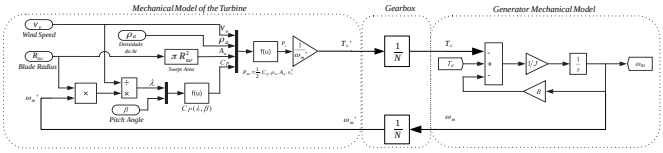


Figure 2. Dynamic model of the turbine with gearbox.

The wind turbine nominal angular speed value ($\omega_{m,nom}'$) is obtained by substituting the optimum operating values of the wind turbine in (4), as (12).

$$\omega_{m,nom}' = \frac{\lambda_{opt} v_{v,opt}}{R_{tur}} \tag{12}$$

The nominal angular speed of the generator is given by Chapman (2013):

$$\omega_{m,nom} = \frac{2\pi f_0}{p/2} \tag{13}$$

Where: f_0: Nominal stator frequency (Hz), p: Number of generator poles. Which are 60 Hz and 4 poles, respectively.

In order to make the nominal values of turbine and generator rotation compatible, (12) and (13) are replaced in (10):

$$N = \frac{\omega_{m,nom}}{\omega_{m,nom}'} = \frac{2\pi f_0 R_{tur}}{(p/2)\lambda_{opt} v_{v,opt}} \tag{14}$$

Results in: $N \approx 28.7$.

5. MACHINE SIDE CONVERTER

The SCIG equations in space vector notation are given by Leonhard (2001); Yazdani and Iravani (2010):

$$\overrightarrow{v_r} = R_r\overrightarrow{i_r} + L_r\frac{d\overrightarrow{i_r}}{dt} + L_m\frac{d(\overrightarrow{i_e}e^{-j\theta_r})}{dt} \tag{15}$$

$$\overrightarrow{v_e} = R_s\overrightarrow{i_e} + L_s\frac{d\overrightarrow{i_e}}{dt} + L_m\frac{d(\overrightarrow{i_r}e^{j\theta_r})}{dt} \tag{16}$$

$$\sigma_r = \frac{L_r}{L_m} - 1, \qquad L_r = (1+\sigma_r)L_m \tag{17}$$

$$\sigma_s = \frac{L_s}{L_m} - 1, \qquad L_s = (1+\sigma_s)L_m \tag{18}$$

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} = 1 - \frac{1}{(1+\sigma_s)(1+\sigma_r)} \tag{19}$$

$$\tau_r = \frac{L_r}{R_r} = \frac{L_m(1+\sigma_r)}{R_r} \tag{20}$$

$$\tau_s = \frac{L_s}{R_s} = \frac{L_m(1+\sigma_s)}{R_s} \tag{21}$$

Where: v_r: Rotor voltage, v_e: Stator voltage, i_r: Rotor current, i_e: Stator current, R_r: Rotor electrical resistance, R_s: Rotor electrical resistance, R_s: stator, L_r: Self-inductance of the rotor, L_s: Self-inductance of the stator, L_m: Mutual inductance between stator and rotor, σ_r: Scattering factor of the rotor, σ_s: Scattering factor of stator, σ: Total dispersion factor, τ_r: Rotor time constant, τ_s: Stator time constant, θ_r: Electrical angular position of the rotor.

5.1 Rotor flux estimator

The equations (22) and (23) define the rotor flux (Ψ_r) and the rotor magnetizing current (i_{mr}) Leonhard (2001); Yazdani and Iravani (2010).

$$\overrightarrow{\Psi}_r = \Psi_r e^{j\theta_r} = L_m\overrightarrow{i_{mr}} = L_m[(1+\sigma_r)\overrightarrow{i_r}e^{j\theta_r} + \overrightarrow{i_e}] \tag{22}$$

$$\overrightarrow{i_{mr}} = i_{mr}e^{j\theta_g} \tag{23}$$

Where: θ_g: Angular position of the rotor flux.

Developing (15) based on (17), (20), (22) and (23) and considering that due to the squirrel cage rotor configuration, $\overrightarrow{v_r} = 0$, results in (24), (25) and (26) Yazdani and Iravani (2010). Which are the rotor flux estimator model, represented in Fig. 3.

$$i_{mr} = \frac{i_{ed}}{\tau_r s + 1} \tag{24}$$

$$\omega_g = \omega_r + \frac{i_{eq}}{\tau_r i_{mr}} \tag{25}$$

$$\theta_g = \int_0^t \omega_g dt \tag{26}$$

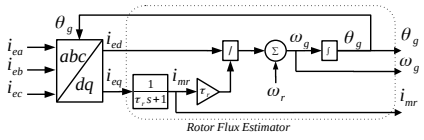


Figure 3. Rotor flux estimator.

5.2 SCIG vector control in rotor field coordinates

Developing (16) based on (18), (19) and (21) results in (27), (28), (29) and (30) Yazdani and Iravani (2010).

$$u_{1d} = i_{ed} + \sigma\tau_s \frac{di_{ed}}{dt}; \tag{27}$$

$$u_{1q} = i_{eq} + \sigma\tau_s \frac{di_{eq}}{dt}; \tag{28}$$

$$\frac{v_{ed}}{R_s} = u_{1d} + \tau_s(1-\sigma)\frac{di_{mr}}{dt} - \omega_g\tau_s\sigma i_{eq} \tag{29}$$

$$\frac{v_{eq}}{R_s} = u_{1q} + \omega_g\tau_s(1-\sigma)i_{mr} + \omega_g\tau_s\sigma i_{ed} \tag{30}$$

Where: u_{1d} and u_{1q}: Linearized control inputs for the MSC direct axis and quadrature axis current controllers, respectively.

The transfer function of the current loop oriented to the rotor flux is given by:

$$G_m(s) = \frac{i_{ed}(s)}{u_{1d}(s)} = \frac{i_{eq}(s)}{u_{1q}(s)} = \frac{1}{\sigma\tau_s s + 1} \tag{31}$$

Based on (27), (28), (29), (30) and (30) and (31), the block diagram of the SCIG current controller is shown in Fig. 4.

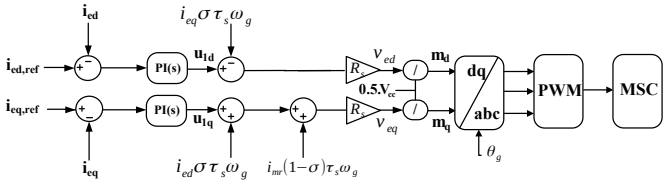


Figure 4. Vector control of currents of the MSC.

6. REFERENCES TO MSC DRIVERS

6.1 Direct axis current reference

The direct axis stator current reference ($i_{ed,ref}$) is obtained from the magnetizing current reference ($i_{mr,ref}$), and is given by (32) Yazdani and Iravani (2010).

$$i_{ed,ref} = i_{mr,ref} = \sqrt{\frac{2}{3}}\frac{V_{e-ll0}}{(1+\sigma_s)L_m 2\pi f_0} \tag{32}$$

Where: V_{e-ll0}: SCIG nominal line voltage.

Calculating (32), gives $i_{ed,ref} = i_{mr,ref} = 12.72\ A$.

6.2 Quadrature axis current reference

The SCIG electromagnetic torque (T_e) is given in terms of the magnetizing current and the quadrature axis current according to (33) Ferreira (2005).

$$T_e = \frac{3}{2}\frac{p}{2}\left(\frac{L_m}{1+\sigma_r}\right) i_{mr} i_{eq} = \frac{3}{2}\frac{p}{2}(1+\sigma_r)\, L_s i_{mr} i_{eq} \tag{33}$$

Based on (33), the quadrature axis stator current reference ($i_{eq,ref}$) can be expressed from the reference torque (T_{ref}) according to (34).

$$i_{eq,ref} = T_{ref}\frac{4}{3p}\left(\frac{1+\sigma_r}{L_m}\right)\frac{1}{i_{mr}} \tag{34}$$

According to (32) and (34), the block diagram of the MSC reference generator is shown in Fig. 5.

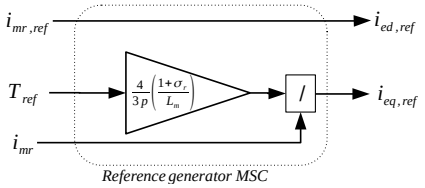


Figure 5. MSC Reference Generator.

Obtaining the reference torque through the MPPT-OT
The MPPT-OT is the calculation of the optimal reference torque given the operating point with the best efficiency of the turbine, that is, Cp, max.

The turbine simulated in this work operates with a fixed pitch angle at 0°, which implies that, theoretically, the optimum operating point always occurs for the same tip speed ratio value (λ_{opt}) .

Replacing (4) in (1), and replacing the turbine area by πR_{tur}^2, the power generated by the wind turbine with the aforementioned mechanical quantities next to the turbine is:

$$P_{tur} = \frac{1}{2}\rho_a \pi R_{tur}^5 \frac{C_p(\lambda,\beta)}{\lambda^3}\omega_m'^3. \tag{35}$$

By replacing (35) in (9), the mechanical torque referred to the wind turbine will be:

$$T_c' = \frac{1}{2}\rho_a \pi R_{tur}^5 \frac{C_p(\lambda,\beta)}{\lambda^3}\omega_m'^2. \tag{36}$$

Substituting the optimal operating values, the reference torque for operating at the maximum power extraction point referred to the mechanical axis of the wind turbine is Kumar and Chatterjee (2016):

$$T_{ref}' = \frac{1}{2}\rho_a \pi R_{tur}^5 \frac{C_{p,max}}{\lambda_{opt}^3}\omega_m'^2. \tag{37}$$

Applying the transformations proposed in (10) and (11), the reference torque referred to the mechanical axis of the generator is given by (38).

$$T_{ref} = \frac{1}{2N^3}\rho_a \pi R_{tur}^5 \frac{C_{p,max}}{\lambda_{opt}^3}\omega_m^2. \tag{38}$$

Thus, the MPPT diagram obtained through the equation developed above is shown in Fig. 6.

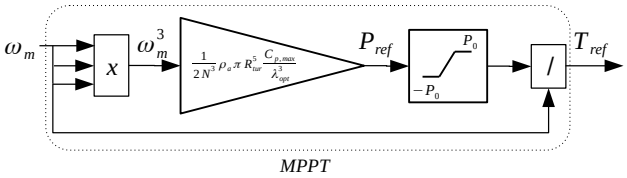


Figure 6. MPPT-OT block diagram.

7. GRID SIDE CONVERTER

Equation (39) is the GSC voltage equation in space vector notation Moreira et al. (2019); Yazdani and Iravani (2010); Martins (2018).

$$\overrightarrow{V_t} = R\overrightarrow{i} + L\frac{d\overrightarrow{i}}{dt} + \overrightarrow{V} \tag{39}$$

Where: V_t: Voltage at the terminals of the GSC, V: Voltage at the PCC, i: Line current of the GSC, R: L Filter resistance, L: L Filter inductance.

7.1 GSC vector control in synchronous reference

By developing (39) it is possible to arrive at the following equations Moreira et al. (2019); Yazdani and Iravani (2010); Martins (2018):

$$u_{2d} = Ri_d + L\frac{di_d}{dt} \tag{40}$$

$$u_{2q} = Ri_q + L\frac{di_q}{dt} \tag{41}$$

$$V_{td} = u_{2d} - L\omega_s i_q + V_d \tag{42}$$

$$V_{tq} = u_{2q} + L\omega_s i_d + V_q \tag{43}$$

Where: ω_s: Angular frequency of the electrical grid, u_{2d} and u_{2q}: Linearized control inputs for the GSC direct axis and quadrature axis current controllers, respectively.

7.2 PLL

The block diagram of the PLL used in this work is shown in Fig. 7, and its transfer function is given in (44) Moreira et al. (2019).

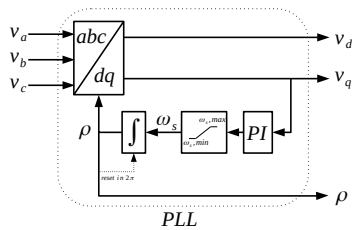


Figure 7. Synchronism circuit with the electrical grid - PLL.

$$G_{PLL}(s) = \frac{v_q(s)}{\omega(s)} = \frac{V}{s} \tag{44}$$

As a consequence of the configuration used: $V_q = 0$.

7.3 DC bus

The transfer function representing the dynamic of the DC bus voltage (G_v) is given in (45) and (45) Yazdani and Iravani (2010); Moreira et al. (2019).

$$G_v(s) = \frac{V_{cc}^2(s)}{P_{PCC}(s)} = -\left(\frac{2}{C}\right)\frac{\tau s + 1}{s} \tag{45}$$

$$\tau = \frac{2LP_{PCC0}}{3V_d^2} \tag{46}$$

Where: V_{cc}: DC bus voltage, P_{PCC}: Active power sent to the electrical grid, C: DC bus capacitance, P_{PCC0}: Value of P_{PCC} where the transfer function has been linearized around it.

7.4 SRF Algorithm

Because of the PLL configuration, in steady state $V_q = 0$, with this the equations of active power (P_{PCC}) and reactive power (Q_{PCC}) in the common coupling point can be written according to (47) and (48) Moreira et al. (2019); Yazdani and Iravani (2010).

$$P_{PCC} = \frac{3}{2}\left[V_d i_d\right] \tag{47}$$

$$Q_{PCC} = \frac{3}{2}\left[-V_d i_q\right] \tag{48}$$

Decomposing the GSC line currents into their continuous ("—") and oscillating ("~") components:

$$i_d = \overline{i_d} + \widetilde{i_d} \tag{49}$$

$$i_q = \overline{i_q} + \widetilde{i_q} \tag{50}$$

The current control references of the GSC are obtained according to the diagram in Fig. 8 where $\widetilde{i_{d,ref}}$ and $\widetilde{i_{q,ref}}$ are responsible for harmonic mitigation and $\overline{i_{q,ref}}$ for power factor correction at fundamental frequency, and are obtained from the load current (i_L) Moreira et al. (2019).

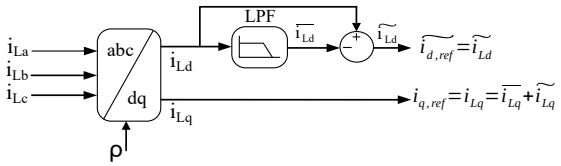


Figure 8. Current references generated by the load.

The Low Pass Filter (LPF) used in the SRF algorithm is a second order filter with a cutoff frequency of $12Hz$. The $\overline{i_{d,ref}}$ reference is taken from the DC bus voltage controller. Thus, the complete control system is:

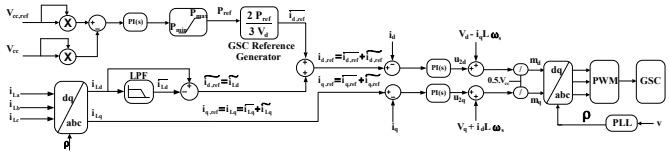


Figure 9. GSC control diagram.

8. CONTROLLERS PROJECT

The controllers used in this work are PI controllers whose transfer function is given by (51) KATHUSHIKO (2011):

$$PI(s) = k_p\left(1 + \frac{1}{T_i s}\right) \tag{51}$$

The parameters k_p and T_i of the controllers are taken from (52) and (53) KATHUSHIKO (2011); Moreira et al. (2019).

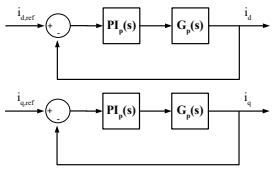
$$T_i = \frac{1}{\omega_c \,.\, tg\left(\pi + \angle OPTF(j\omega_c) - PM_d\right)} \tag{52}$$

$$k_p = \frac{1}{|OPTF(j\omega_c)| \,.\, \left|\left(1 - \frac{j}{T_i\omega_c}\right)\right|} \tag{53}$$

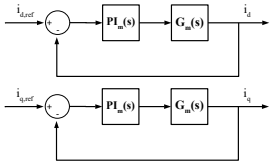
Where: $OPTF$: System open-loop transfer function, ω_c: Gain crossover frequency, T_i: Integrative time, PM_d: Desired phase margin.

The block diagrams of the system controllers are shown in Fig. 10. The block $J_p(s)$ in Fig. 10b is a closed-loop transfer function of the GSC controller, expressed by (54).

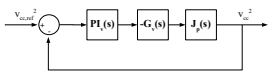
$$J_p(s) = \frac{G_p(s).PI_p(s)}{1 + G_p(s).PI_p(s)} \tag{54}$$



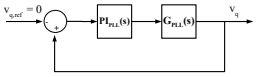
(a) Block diagram of GSC current controllers.



(c) Block diagram of MSC current controllers.



(b) Block diagram of the DC bus voltage controller.



(d) Block diagram of the PLL controller.

Figure 10. System control loops.

In the design of the DC link voltage controller, for positive values of P_{PAC0} and τ the converter is operating as an inverter, and it operates as a rectifier when these values are negative. Therefore, for the project of this controller, $\tau = 0$ can be considered as a particular case of the project Moreira et al. (2019). For $\tau = 0$, the transfer function $G_v(s)$ is expressed as (55).

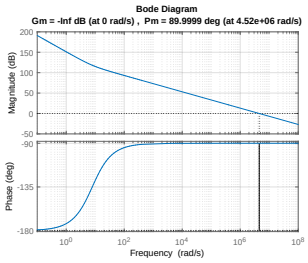
$$G_v(s) = -\left(\frac{2}{C}\right)\frac{1}{s} \tag{55}$$

System controller gains are obtained based on (52) and (53). Where PM_d and ω_c are the basic project parameters. Thus, the values of PM_d and ω_c chosen for each system controller and their respective gains obtained are shown in Table 1.

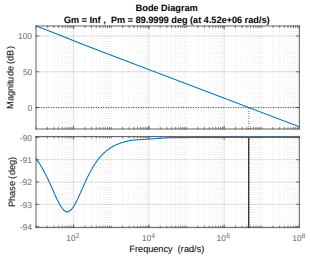
The open-loop frequency response of the controlled systems is shown in Fig. 11.

Table 1: Margens.

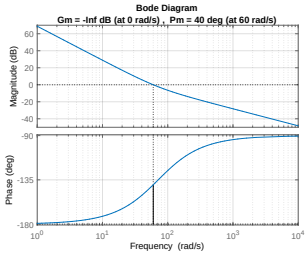
GSC current controllers			
Project values		***Parameters obtained***	
ω_c	$4.52 \times 10^6\ rad/s$	k_p	7,690.62
PM_d	89.9999°	T_i	0.1266
DC bus voltage controller			
Project values		***Parameters obtained***	
ω_c	$60\ rad/s$	k_p	0.0405
PM_d	40°	T_i	0.01396
MSC current controllers			
Project values		***Parameters obtained***	
ω_c	$4.52 \times 10^6\ rad/s$	k_p	70,794.84
PM_d	89.9999°	T_i	0.0139
PLL controller			
Project values		***Parameters obtained***	
ω_c	$5,654.86\ rad/s$	k_p	18.1
PM_d	85°	T_i	0.00202



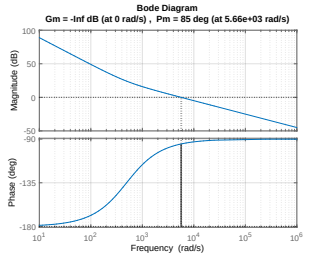
(a) Open loop frequency response of the GSC current controllers.



(c) Open loop frequency response of MSC current controllers.



(b) Open-loop frequency response of the DC bus voltage controller.



(d) Open-loop frequency response of the PLL controller.

Figure 11. Open-loop frequency response of controlled systems.

9. SIMULATION RESULTS

In the first simulation, a three-phase diode rectifier show in Fig. 12 was used as a non-linear load with the following parameters: Active power: $13.23kW$, Fundamental Reactive power: $0.64kVA$, Current THD 29,34%, Power Factor: 0.958. Simulated in the following intervals: Interval 1 (from 1 to 2.1 s) - Only active filtering function; Interval 2 (from 2.1 to 3 s) - Active filtering and wind energy management functions (with $v_v = 7,68m/s$); Interval 3 (from 3 to 4 s) - only wind energy management function (with $v_v = 7,68m/s$).

Fig. 13 shows the voltage reference ($V_{cc,ref}$) and the DC bus voltage (V_{cc}). In this image, the operating steps of the system are presented.

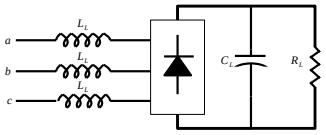


Figure 12. Non-linear load.

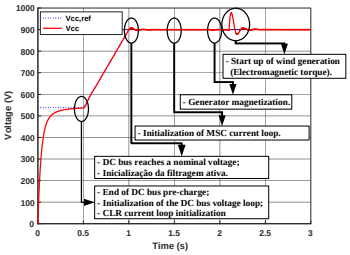
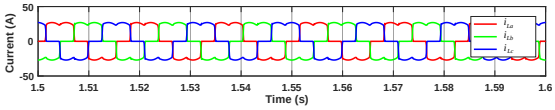
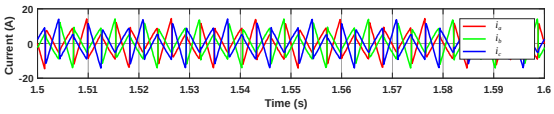


Figure 13. DC bus voltage.

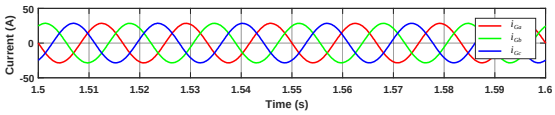
Fig. 14 shows (within interval 1, with the system working only as an active filter) the three-phase line currents in the non-linear load, in the GSC and in the power grid.



(a) Load currents during interval 1.



(b) GSC currents during interval 1.



(c) Grid currents during interval 1.

Figure 14. Load, GSC and grid currents during interval 1.

The grid current on at intervals 1, 2 and 3 is shown in Fig. 15. The current THD obtained were 0,59%, 7,46% and 30,2% for intervals 1, 2 and 3 respectively.

The power factors at fundamental frequency were 1, 1 and 0.857 for intervals 1, 2 and 3, respectively. While the total power factor (considering the THD) were 0.99997, 0.997 and 0.269 for intervals 1, 2 and 3, respectively.

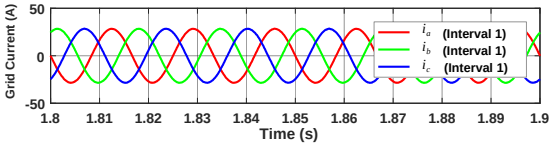
On the SCIG side, the magnetization of the machine depends directly on the rotor flux estimator and the current vector control. Fig.16a shows the direct axis reference current and the magnetizing current obtained in SCIG.

Fig. 16b shows the current references and currents synthesized in the SCIG stator in *dq* reference frame.

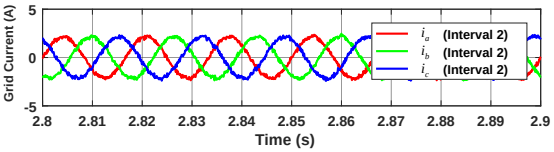
In the second part of the simulation, the MPPT for variable wind speed show in Fig. 17a was analyzed.

The Fig. 17b presents the power curves in the MPPT analysis. Where P_{max} is the theoretical maximum extractable power.

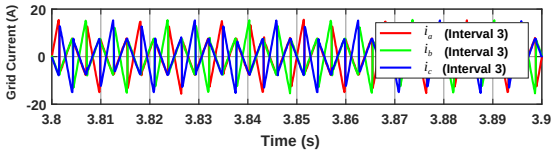
Faced with a variable wind speed profile, variations in the reference torque cause the quadrature-axis stator current



(a) Grid currents for intervals 1.

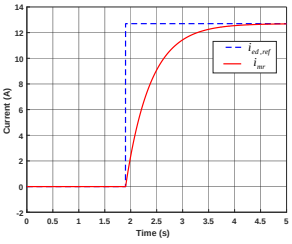


(b) Grid currents for intervals 2.

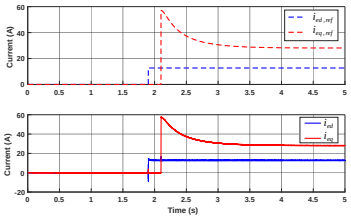


(c) Grid currents for intervals 3.

Figure 15. Grid currents for intervals 1, 2 and 3.



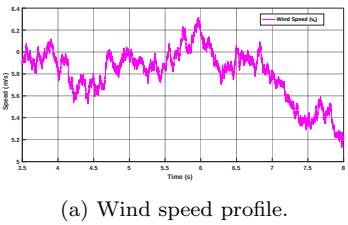
(a) Induction machine magnetizing current.



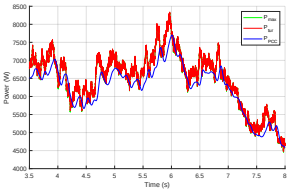
(b) Currents in dq reference frame in the induction machine.

Figure 16. Currents in SCIG.

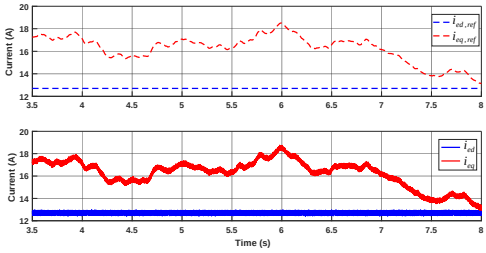
reference to oscillate similarly to the reference torque, as shown in Fig. 17c.



(a) Wind speed profile.



(b) Tracking the maximum power point.



(c) Currents in dq reference frame in the induction machine for a variable wind profile.

Figure 17. MPPT results.

10. CONCLUSION

In the analysis of the system regarding active filtering, during interval 1, a THD 0.59% in the current can be observed, respecting the design parameters being, even, within the limit values in the IEEE 519:2014 standard, which is 5% at its lowest rate. And during the comparison between intervals 2 and 3, a significant improvement in the quality of electric power can be observed when the system operates with active filtering and wind generation instead of when the system operates only with wind generation. In interval 2, a current THD of 7.46% was obtained. In interval 3, the observed current THD was 302%. Thus, the presence of the active filtering functionality decreased the current harmonic distortion by 97.53% when comparing intervals 2 and 3.

The power factor at fundamental frequency was unity for intervals 1 and 2. The total power factor was 0.99997 and 0.997 for intervals 1 and 2, respectively. While for interval 3, where there is no power factor correction, the fundamental frequency power factor and the total power factor were 0.857 and 0.269, respectively.

Analysis of the THD and power factor data shows that active filtering significantly improved the electrical power quality of the system.

In the MPPT analysis, the oscillating wind profile was obtained from the integration of a white noise generator around the average wind speed of the analyzed scenario. The graphs of maximum extractable power (P_{max}) from the wind and of power on the axis of the wind turbine are practically superimposed, which shows the effectiveness of the maximum power tracking method implemented and the guarantee of fast dynamics to the current controllers of the Machine Side Converter (MSC). However, the active power sent to the PCC (P_{PCC}) on almost the entire chart is less than the power on the wind turbine axis (P_{tur}), this is mainly due to losses in the induction machine and cannot be attributed to switching losses, as the semiconductor devices used in the simulation are practically ideal. At specific moments P_{PCC} was greater than P_{tur}, which shows the inertia of the system due to the slow dynamics of the DC bus and the dynamics of other peripherals in the system.

The simulation results obtained good dynamic performances, validating the hybrid control technique proposed.

REFERENCES

Ayodele, T.R., Jimoh, A.A., Munda, J.L., and Agee, J.T. (2012). Statistical analysis of wind speed and wind power potential of port elizabeth using weibull parameters. *Journal of Energy in Southern Africa*, 23(2), 30–38.

Boyle, G. (1996). *Renewable energy: power for a sustainable future*. Oxford University Press.

Campanhol, L.B.G. (2012). *Filtro ativo de potência paralelo utilizando inversores monofásicos full-bridge aplicado em sistemas trifásicos a quatro-fios*. Master's thesis, Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Chapman, S.J. (2013). *Fundamentos de máquinas elétricas*. AMGH Editora.

Chen, W.L. and Wang, M.J. (2016). Design of dynamic voltage restorer and active power filter for wind power systems subject to unbalanced and harmonic distorted grid. In *2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 3471–3475. IEEE.

Ferreira, J.C.d.C. (2005). *Aplicação do controle vetorial e teoria PQ no controle de aerogeradores conectados à rede elétrica*. Master's thesis, Programa de Engenharia Elétrica, COPPE UFRJ.

Giri, F. (2013). *AC electric motors control: advanced design techniques and applications*. John Wiley & Sons.

Huang, C., Li, F., and Jin, Z. (2015). Maximum power point tracking strategy for large-scale wind generation systems considering wind turbine dynamics. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(4), 2530–2539.

KATHUSHIKO, O. (2011). Engenharia de controle moderno. 5º edição. *Editora LTC*.

Kumar, D. and Chatterjee, K. (2016). A review of conventional and advanced mppt algorithms for wind energy systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, 55, 957–970.

Leonhard, W. (2001). *Control of electrical drives*. Springer Science & Business Media.

Limongi, L.R. (2006). Filtros ativos de potência para compensação de harmônicos de corrente e potência reativa.

Martins, G.S. (2018). *Técnicas de controle de potências ativa e reativa utilizando gerador de indução gaiola de esquilo aplicado a um sistema de geração eólica*. Master's thesis, Universidade Estadual de Campinas.

Mishra, R. and Saha, T.K. (2018). Control of scig based distributed power generation scheme supplying nonlinear and unbalanced load. In *2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, 1–6. IEEE.

Moreira, A.B., Barros, T.A.D.S., Teixeira, V.S.D.C., Souza, R.R.D., Paula, M.V.D., and Filho, E.R. (2019). Control of powers for wind power generation and grid current harmonics filtering from doubly fed induction generator: Comparison of two strategies. *IEEE Access*, 7, 32703–32713. doi:10.1109/ACCESS.2019.2899456.

Neto, A. (2009). Filtros ativos paralelos aplicados a sistemas elétricos trifásicos a quatro fios. *Universidade Estadual de Londrina*.

Oliveira, C.M.R.d. (2016). *Controle vetorial da máquina de indução por modos deslizantes integral utilizando método de anti-windup*. Ph.D. thesis, Universidade de São Paulo.

Riaz, M.M. and Khan, B.H. (2019). Estimation of weibull parameters and selection of optimal wind turbine for the development of large offshore wind farm. In *2019 International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering (UPCON)*, 1–6. IEEE.

Yazdani, A. and Iravani, R. (2010). *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications*. John Wiley & Sons.

Appendix A. SIMULATION DATA

Wind turbine: β = Fixed on 0°, $J = 50x10^{-3}\ Kg.m^2/rad$, $B = 587,9x10^{-9}\ Kg.m^2/rad.s$.

SCIG: $P_0 = 15\ kW$, $V_{e-ll0} = 460$ V, $f_0 = 60\ Hz$, p = 4 poles, $R_s = 276{,}1\ m\Omega$, $R_r = 164{,}5\ m\Omega$, $L_m = 76{,}14\ mH$, $L_s = 78{,}331\ mH$, $L_r = 78{,}331\ mH$.

Electrical grid: $V_{LL} = 381{,}05$ V, $f_s = 60\ Hz$, $R_{th} = 0\ \Omega$, $L_{th} = 0\ H$.

L Filter: $R = 0\ \Omega$, $L = 1{,}7\ mH$.

DC bus: $C = 2{,}1\ mF$, Control voltage = 900 V.

Non-linear load: $R_L = 20\ \Omega$, $L_L = 100\ \mu H$, $C_L = 2\ \mu F$.

MSC and GSC: Switching frequency = 30 kHz

Appendix B. SPACE VECTOR NOTATION AND PARK'S TRANSFORMATION

A space vector can be defined as Giri (2013):

$$\overrightarrow{f} = \frac{2}{3}(f_a e^{j0} + f_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + f_c e^{j\frac{4\pi}{3}}) \tag{B.1}$$

Where f can be flux, current or voltage. The values f_a, f_b and f_c are real values and quantities measured in phases a, b and c, respectively, and the vector $\overrightarrow{f}$ is a complex value:

$$\overrightarrow{f} = f_\alpha + jf_\beta = fe^{j\theta_f} \tag{B.2}$$

Where: θ_f : Angular position of the space vector.

The Park transform can be represented just by shifting the space vector to the desired system angle dq Giri (2013):

$$\overrightarrow{f}_{dq} = \overrightarrow{f}e^{-j\theta} = fe^{j\theta_f}e^{-j\theta} = fe^{j(\theta_f-\theta)} = f_d + jf_q \tag{B.3}$$

Where: θ : Park's transformation reference angle.

HIBRIDIZAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS A PARTIR DA INSERÇÃO DE PLANTA FOTOVOLTAICA E SISTEMA DE ARMAZENAMENTO: ESTUDO DE CASO NO MUNICIPIO DE CASA NOVA, BAHIA

Lucas do Espírito Santo Fernandes – lucas.fernandes@fieb.org.br

Ricardo Cerqueira Medrado – ricardo.medrado@fieb.org.br

Rodrigo Lemos Miranda – rodrigo.miranda@fbter.org.br

Centro Universitário Senai CIMATEC, Departamento de Geração, Transmissão e Distribuição

Jose Bione de Melo Filho – jbionef@chesf.gov.br

Marcio de Carvalho Filho – marciocf@chesf.gov.br

Willian Ramires Pires Bezerra – willianr@chesf.gov.br

Dalton Franca Guedes Filho – daltonf@chesf.gov.br

Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), Departamento de Pesquisa, desenvolvimento e Inovação

Resumo. *A geração de energia elétrica por meio da utilização de fontes renováveis tem crescido consideravelmente ao longo dos últimos anos. Especialmente no Brasil, devido às condições climáticas e regulatórias favoráveis, as fontes solar e eólica têm se destacado. A combinação das usinas eólicas e solares em um mesmo ambiente (usinas híbridas) são uma alternativa para otimização do CAPEX e OPEX devido ao aproveitamento mútuo da infraestrutura elétrica implantada e de serviços associados à operação e manutenção. Entretanto, apesar do alto potencial de complementariedade solar-eólica, essas fontes ainda possuem uma característica intermitente em sua produção de energia, demandando alternativas para estabilização das curvas de geração. Plantas híbridas de diferentes fontes de geração e o uso de bancos de baterias surgem como modelos promissores para otimização da geração e implantação de estratégias comerciais. Este trabalho, fruto de um projeto de P&D+I, visa apresentar os benefícios da hibridização de parte de uma planta eólica (um aerogerador de 1,5 MW), a partir do uso combinado com uma planta fotovoltaica complementar de 1MWp e de um sistema de armazenamento de energia utilizando baterias de lítio de 1MW/1,4 MWh. A inserção dos novos ativos na planta existente possibilitou ampliar o fator de capacidade do aerogerador de 42% para 58%, além de permitir a estabilização da curva de injeção, reduzindo as horas de ultrapassagens superiores ao setpoint de estabilidade definido de 55 para 1 hora anual, ao passo que reduziu as ultrapassagens inferiores de 100 para 66 horas médias anuais.*

Palavras-chave: *Usinas Eólicas, Usinas Híbridas, Hibridização, Usinas Fotovoltaicas, Armazenamento, Energia Renovável*

Abstract. T*he generation of electricity through renewable sources has grown considerably over the last few years. Especially in Brazil, with good weather and regulatory conditions, abundant land, solar and wind sources have stood out. Wind turbines and solar plants in the same environment (hybrid plants) are an alternative for optimizing CAPEX and OPEX due to the mutual use of the implemented electrical infrastructure and services associated with operation and maintenance. However, despite the high potential of solar-wind complementarity, these sources still have an intermittent characteristic in their energy production, demanding alternatives to stabilize the generation curves. Hybrid plants from different generation sources with battery banks emerge as promising models for optimizing generation and implementing commercial strategies. This work, the result of an R&D+I project, aims to present the benefits of hybridizing a 1.5 MW wind plant (a wind turbine) from the combined use with a complementary 1MWp photovoltaic plant and a storage system energy using 1MW/1.4MWh lithium batteries. The insertion of the new assets in the existing plant was able to increase the capacity factor of the wind turbine from 42% to 58%, in addition to allowing the stabilization of the injection curve, reducing the hours of exceeding the defined stability setpoint from 55 to 1 hour per year, while reducing underruns from 100 to 66 average hours per year.*

Keywords: *Wind Power Plants, Hybrid Plants, Hybridization, Solar Plants, Storage, Renewable Sources*

1. INTRODUÇÃO

Os avanços tecnológicos na geração de energia elétrica, principalmente em usinas eólicas e fotovoltaicas, são alavancados pela crescente demanda por fontes de energia renováveis, motivada por preocupações ambientais. Entretanto, devido às características de sazonalidade e intermitência de produção, os benefícios econômicos da exploração individual destas tecnologias acabam sendo impactados pelos baixos rendimentos mensais de geração. Nesse sentido, a utilização de sistemas híbridos surge com a proposta de complementariedade de fontes renováveis de forma a minimizar os custos de implantação e otimizar a geração de energia elétrica. Quando as fontes são consideradas de forma independente, o dimensionamento da rede elétrica exige que se leve em consideração os picos de geração. Dessa forma, a consideração de fontes de energia complementares e de sistemas de armazenamento possibilitam otimizar o uso da infraestrutura elétrica responsável pelo escoamento da energia produzida, além de permitir ganhos no OPEX quando considerada a operação conjunta.

Os Sistemas de Geração Híbrida (SGH) são apresentados como um modelo vantajoso para o mercado de geração de energia elétrica e serviços ancilares, tendo em vista os benefícios mencionados acima. Uma tendência geral no cenário mundial é a exploração das potencialidades da hibridização combinando múltiplos recursos de energia, destacando a combinação entre as fontes eólica e solar. Devido a intermitência e grande sazonalidade dessas fontes, sistemas de armazenamento de energia podem ser utilizados para o gerenciamento energético da planta, permitindo o controle da curva de geração da usina.

Deste modo, há diversas vantagens na implantação de uma usina hibrida eólica-solar-armazenamento. A integração de um sistema de armazenamento de energia elétrica em uma usina eólica-solar permite complementar o

suprimento de potência para a rede, em períodos em que a produção de energia é inferior a demanda. Por outro lado, também é possível absorver energia excedente, em períodos em que a produção é superior à demanda da rede.

Diversas tecnologias podem ser aplicadas ao sistema de armazenamento, utilizando princípios térmicos, mecânicos, químicos e eletroquímicos. Dentre essas tecnologias, as baterias eletroquímicas destacam-se por serem uma modalidade com grande potencial de aplicações em matrizes elétricas, devido à alta densidade de energia armazenada, versatilidade e baixo tempo de resposta (EPE, 2019). Em especial, pode-se destacar a classe de baterias eletroquímicas de íons de lítio (MARIA L. et al, 2009). O modelo de armazenamento a íons de lítio possui maior densidade de energia, alta expectativa de vida, baixo tempo de recarga e alta eficiência quando comparado a outras soluções de mercado. Apesar dos benefícios técnicos de desempenho, a tecnologia de armazenamento de íons de lítio ainda possui um custo mais elevado que outras técnicas mais tradicionais de armazenamento.

No trabalho de BNEF, (2019) é demostrado que existe uma alta perspectiva de crescimento no mercado de sistemas de armazenamento para os próximos anos, onde uma gama de aplicações envolvendo juntamente as fontes eólicas e solares surgem com grande potencial. Todavia, existem grandes desafios a serem vencidos. Um dos grandes desafios no Brasil está na questão regulatória, onde o regramento setorial na temática precisa ser atualizado para acompanhar as tendências e incentivos globais (EPE, 2018). Como iniciativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), foi aberta consulta pública para regulamentar usinas híbridas em território nacional no ano de 2020. A Consulta Pública nº 061/2020 recebeu sugestões em duas fases, sendo aprovado em novembro de 2021 a regulamentação para o funcionamento de Centrais Geradoras Híbridas (UGH) e centrais associadas. O normativo traz as definições e as regras para o processo de outorga desses empreendimentos e para a contratação do uso dos sistemas de transmissão (CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão), além de definir a forma de tarifação dessas usinas e da aplicação dos descontos legais nas tarifas de uso do sistema de transmissão.

Neste contexto de grandes desafios e estudos da potencialidade de sistemas híbridos de geração de energia, buscando antecipar ações de pesquisa aplicada e proposições de soluções comerciais, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) lançou em 2017 a Chamada Pública P&D+I nº 02/2017 no qual foi selecionado o projeto de P&D+I[1] intitulado "Sistema inteligente com aerogerador integrado às fontes de energia eólica, solar e *storage* como plataforma de desenvolvimento visando melhorias contínuas no processo de geração de energia elétrica" que visa o desenvolvimento de um sistema inteligente de geração híbrida baseado em previsões temporais de curto e médio prazo.

Para desenvolvimento e aplicação das tecnologias, será especificada uma planta híbrida piloto com a convergência das fontes solar, eólica e acumulação de energia. O presente trabalho apresenta parte dos estudos considerados para o dimensionamento dos ativos de uma planta eólica-solar-armazenamento a ser instalada no município de Casa Nova, BA, no Parque Eólico de Casa Nova, empreendimento da Chesf. Com intuito de aumentar o fator de capacidade do aerogerador, uma planta fotovoltaica foi especificada. Para o controle da curva de geração de energia, um sistema de

[1] Projeto P&D+I ANEEL de número PD-00048-0217/2020 selecionado na Chamada Pública CHESF de P&D+I nº 02/2017, em execução pelo Senai CIMATEC com conclusão prevista para março/2025. Projeto financiado pela CHESF através do investimento obrigatório em Pesquisa e Desenvolvimento instituído pela Lei nº 9.991/2000.

baterias foi dimensionado para armazenar a energia em momentos de excedentes de geração e injetar a energia em momentos de pouca geração, controlando o escoamento da potência e buscando elevar a eficiência do sistema.

2. METODOLOGIA

O estudo foi realizado com base em dados históricos de produção de um dos 18 aerogeradores do parque eólico Casa Nova A, na Bahia (ECNA18). Para dimensionamento da usina fotovoltaica, foi utilizado o software PVSYST com os dados meteorológicos do *meteonorm 8.0*, para as coordenadas da futura planta, com utilização de seguidores solares. A partir do cruzamento das curvas de geração estimadas para a planta fotovoltaica, com a geração histórica do aerogerador, foi dimensionada uma planta fotovoltaica que ampliasse o fator de capacidade da unidade geradora eólica, sem sobrecarregar as redes elétricas locais nos momentos de coincidência de picos de geração.

Foram simuladas e comparadas três plantas fotovoltaicas com capacidade instalada de 0,8 MWp, 1,0MWp e 1,2 MWp, observando-se a curva de injeção das fontes eólicas e solar combinadas, tendo como premissa de projeto uma limitação física da rede elétrica de escoamento de 1,5 MW: Potência nominal do aerogerador.

O fator de capacidade de uma planta de geração de energia elétrica é um indicador que estabelece a proporção de quanto é medido na saída de geração de uma usina em relação à sua capacidade máxima instalada. A Equação 1 apresenta o resultado dessa proporção.

$$FC = \frac{E_T}{P * T} \tag{1}$$

Sendo: FC fator de capacidade **(**adimensional), E_T energia gerada num determinado intervalo de tempo **(**kWh), P capacidade instalada **(k**W), T o intervalo de tempo **(**horas).

Além disso, almejando a suavização de potência gerada na saída de uma usina hibrida, foi proposto um sistema de armazenamento BESS (*Battery Energy Store System*) utilizando a tecnologia de lítio. O estudo analisou os impactos positivos da inserção do storage como elemento de controle do *curtailment*. Para isto se estabeleceu um *setpoint* de operação mensal e se calculou a duração das ultrapassagens da curva de injeção ao longo de um dia típico mensal, com e sem o sistema de armazenamento.

Para a atuação do sistema de armazenamento foram simuladas as curvas de geração do SGH e estabelecida regras de controle para carga ou descarga das baterias. O controle de carga e descarga do sistema de armazenamento na simulação, consiste em ter como base um ponto de estabilidade (operação), onde o sistema deveria manter constante a injeção de energia na rede. O diagrama desse controle está presente na Figura 1.

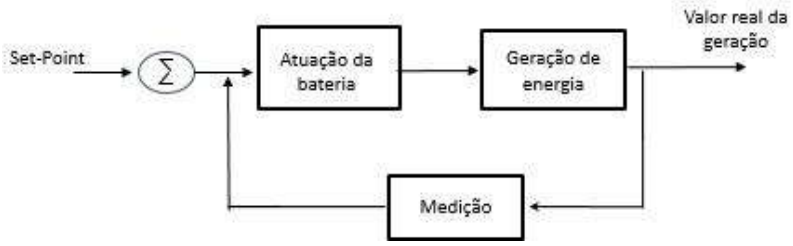


Figura 1. Diagrama de blocos do sistema de controle.

Utilizando um ponto de referência, o sistema de armazenamento é solicitado a manter o nível de geração no valor especificado, dentro de uma variação de ±15% do valor por onde a curva de geração pode excursionar, como apresentado na Figura 2.

Figura 2. Representação do sistema de controle.

Devido às características sazonais da geração eólica e solar, apresentando valores diferentes de potência ao longo do ano, a escolha do ponto de referência para o controle da injeção da potência teve como relação a potência nominal do

aerogerador (1,5 MW) e a potência ativa de geração de cada mês, considerando doze meses de medições. Nesse sentido, cada mês possui um valor de *setpoint* de operação, como retratado na Figura 3.

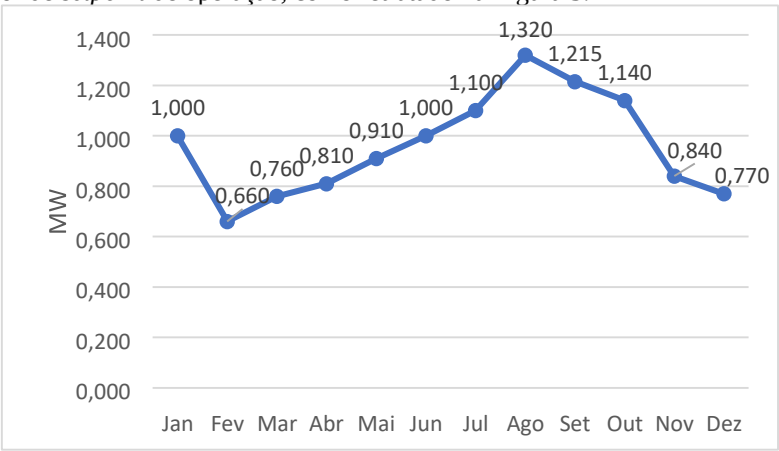


Figura 3. Setpoint de operação mensal.

A capacidade de controle do *curtailment* do sistema com e sem bateria foi avaliada com base na duração de eventos de ultrapassagens superiores apresentadas por cada sistema ao longo de um ano (segmentado em patamares horários). Uma ultrapassagem superior é registrada quando a injeção do SGH ultrapassa 15% do *setpoint* de estabilidade. Por sua vez, a ultrapassagem inferior é registrada quando a injeção do SGH fica abaixo de 15% desse mesmo ponto.

Para reduzir o volume de dados das simulações, as curvas de geração solar e eólica foram modeladas em "dias típicos mensais". Cada mês foi representado por 24h típicas, calculadas com base na média de geração diária naquele mês. Desta forma, foi possível simplificar a análise sem perder a característica da sazonalidade anual das gerações eólica e solar. Elaborou-se um algoritmo em linguagem PYTHON para tratar os dados de irradiação solar e velocidade de vento e apresentar as curvas de geração. Esses dados foram novamente tratados, apresentando a curva de dia típico de cada mês do ano. Por fim, o algoritmo exerce o controle da curva injeção, através do controle de carga e descarga das baterias.

3. RESULTADOS

3.1 Complementariedade eólico-solar

Neste estudo, foi modelada e dimensionada três configurações de geradores solar com a ajuda do software PVsyst, software amplamente utilizado por engenheiros e pesquisadores do setor, que apresenta resultados com alta confiabilidade, conhecido nos setores acadêmico e industrial. A Figura 4 até Figura 9 apresentam os níveis de geração mensal e as especificações técnicas das três configurações de planta solar.

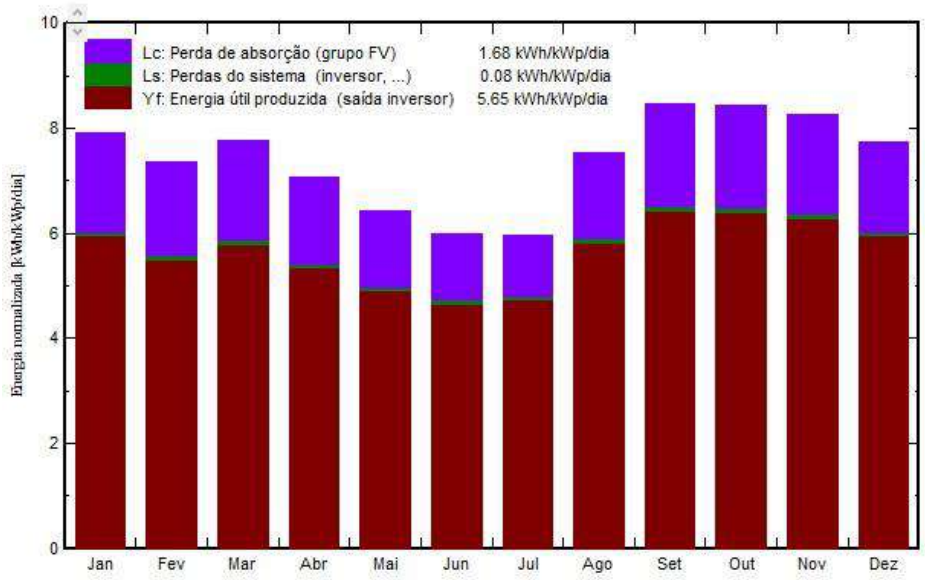


Figura 4. Geração média mensal da usina fotovoltaica de 0,8 MWp

Características do grupo FV

Módulo FV		**Inversor**	
Fabricante	Longi Solar	Fabricante	Sungrow
Modelo	LR5-72 HBD 545 M Bifacial	Modelo	SG110-CX
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	545 Wp	Potência unitária	100 kWca
Número de módulos FV	1470 unidades	Número de inversores	7 units
Nominal (STC)	801 kWp	Potência total	700 kWca
Módulos	98 Strings x 15 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>45°C)	110 kWca
Pmpp	732 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.14
Umpp	561 V		
I mpp	1305 A		
Potência FV total		**Potência total inversor**	
Nominal (STC)	801 kWp	Potência total	700 kWca
Total	1470 módulos	N.° de inversores	7 unidades
Superfície módulos	3757 m²	Rácio Pnom	1.14
Superfície célula	3408 m²		

Figura 5. Características técnicas da Usina fotovoltaica de referência de 0,8 MWp

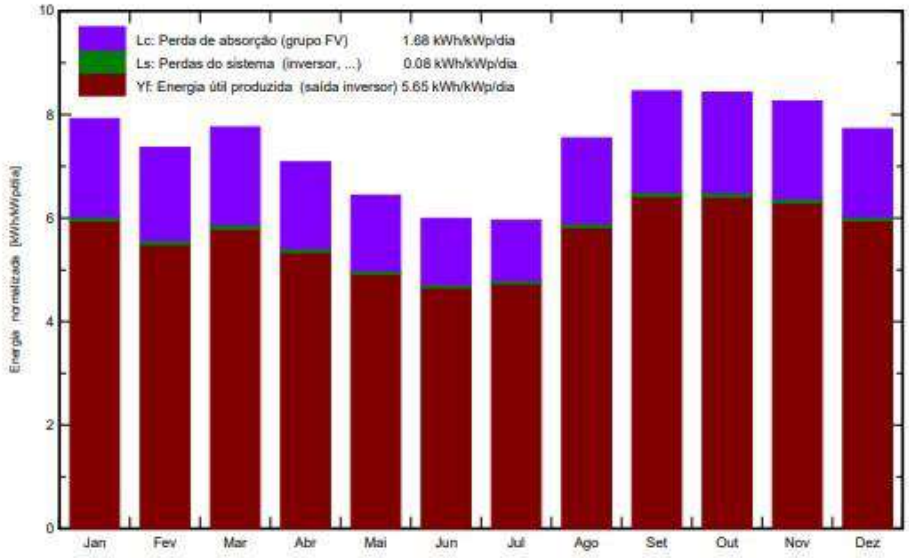


Figura 6. Geração média mensal da usina fotovoltaica de 1 MWp

Características do grupo FV

Módulo FV		**Inversor**	
Fabricante	Longi Solar	Fabricante	Sungrow
Modelo	LR5-72 HBD 545 M Bifacial	Modelo	SG110-CX
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	545 Wp	Potência unitária	100 kWca
Número de módulos FV	1836 unidades	Número de inversores	8 units
Nominal (STC)	1001 kWp	Potência total	800 kWca
Módulos	108 Strings x 17 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>45°C)	110 kWca
Pmpp	914 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.25
Umpp	636 V		
I mpp	1438 A		
Potência FV total		**Potência total inversor**	
Nominal (STC)	1001 kWp	Potência total	800 kWca
Total	1836 módulos	N.° de inversores	8 unidades
Superfície módulos	4693 m²	Rácio Pnom	1.25
Superfície célula	4257 m²		

Figura 7. Características técnicas da Usina fotovoltaica de referência de 1 MWp

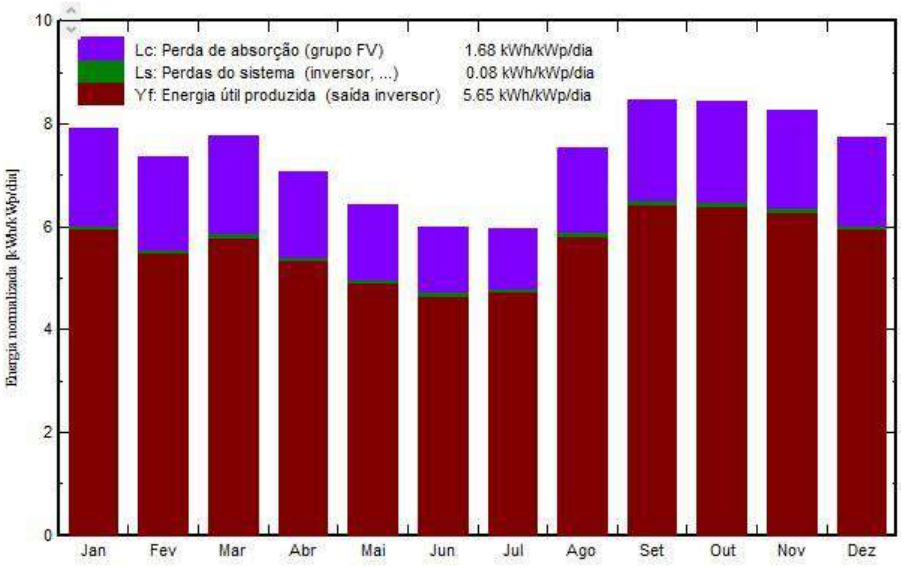


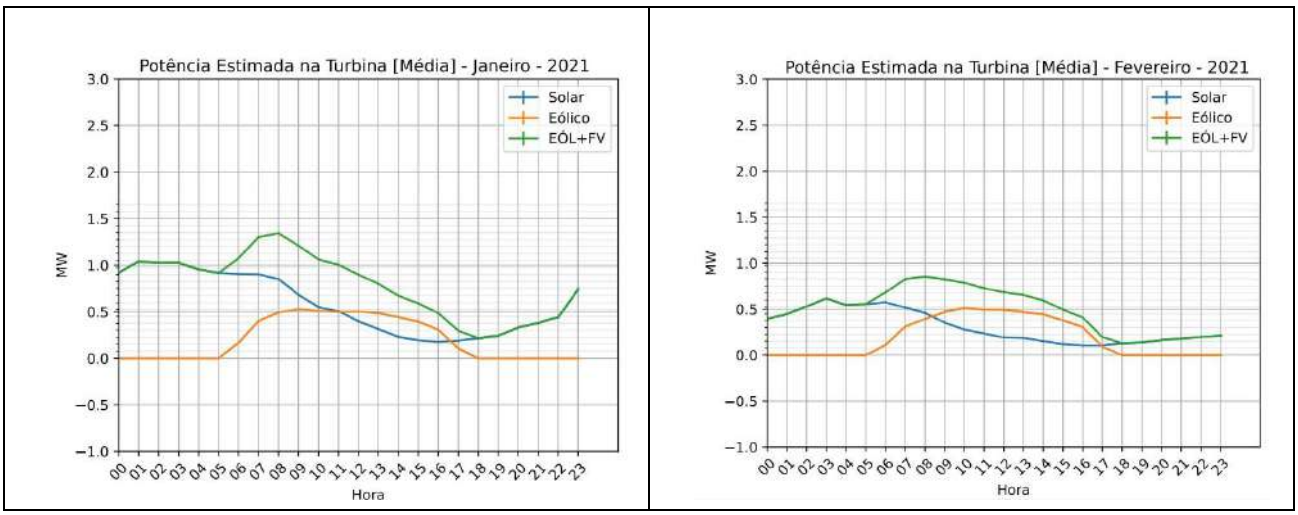
Figura 8. Geração média mensal da usina fotovoltaica de 1,2 MWp

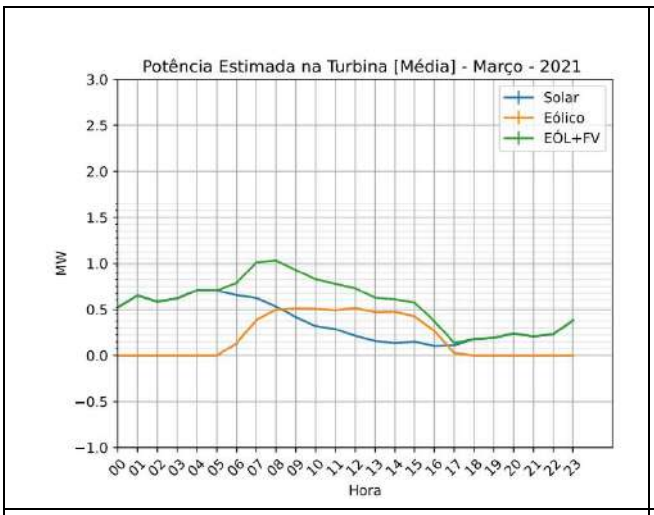
Características do grupo FV

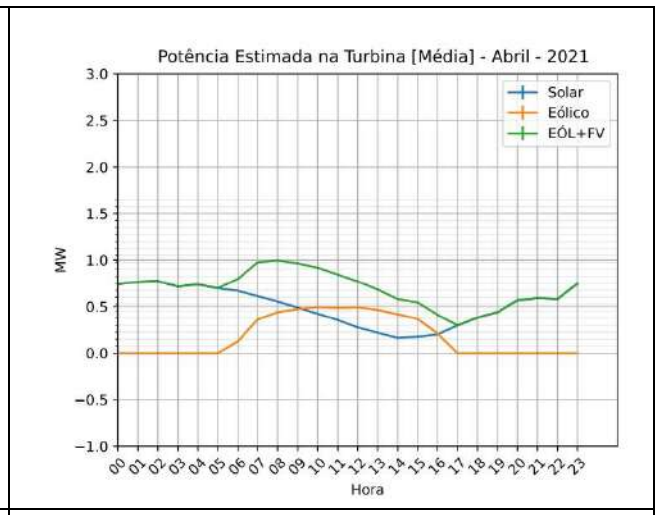
Módulo FV		**Inversor**	
Fabricante	Longi Solar	Fabricante	Sungrow
Modelo	LR5-72 HBD 545 M Bifacial	Modelo	SG110-CX
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	545 Wp	Potência unitária	100 kWca
Número de módulos FV	2204 unidades	Número de inversores	10 units
Nominal (STC)	1201 kWp	Potência total	1000 kWca
Módulos	116 Strings x 19 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>45°C)	110 kWca
Pmpp	1098 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.20
Umpp	711 V		
I mpp	1545 A		
Potência FV total		**Potência total inversor**	
Nominal (STC)	1201 kWp	Potência total	1000 kWca
Total	2204 módulos	N.° de inversores	10 unidades
Superfície módulos	5634 m²	Rácio Pnom	1.20
Superfície célula	5110 m²		

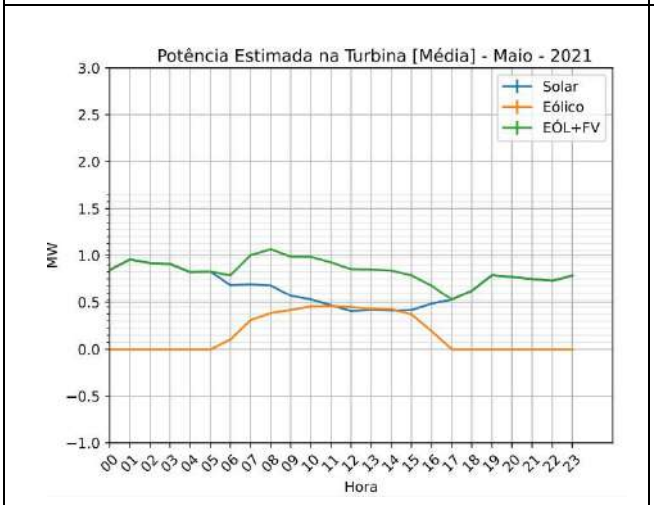
Figura 9. Características técnicas da Usina fotovoltaica de referência de 1,2 MWp

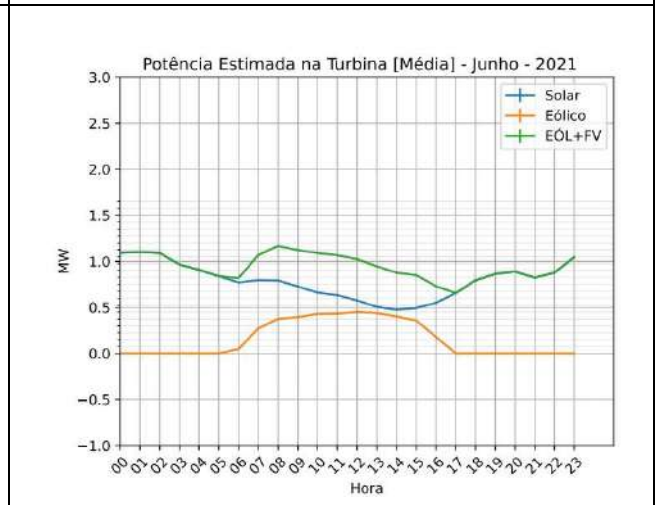
Na Figura 10, Figura 11 e Figura 12, são apresentadas as curvas de potência do aerogerador (linha azul), da geração das usinas fotovoltaicas estudadas (linha laranja) e do sistema híbrido (linha verde), durante o período de um ano (Janeiro de 2021 à Dezembro de 2021). A curva verde indica a média diária da planta híbrida, resultante da combinação de geração do aerogerador com a planta solar.

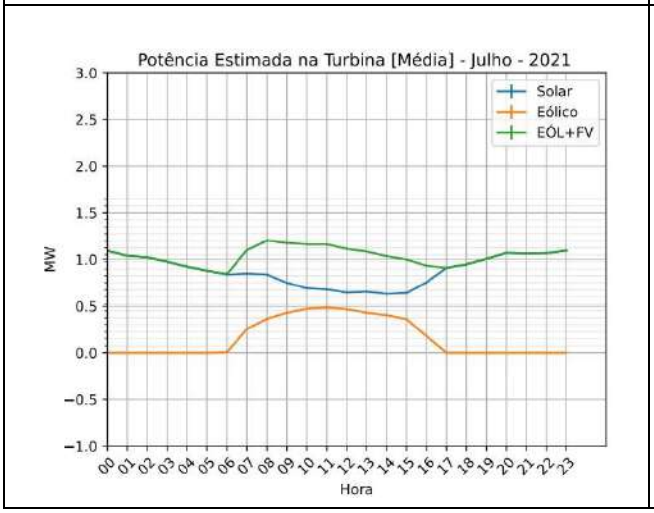


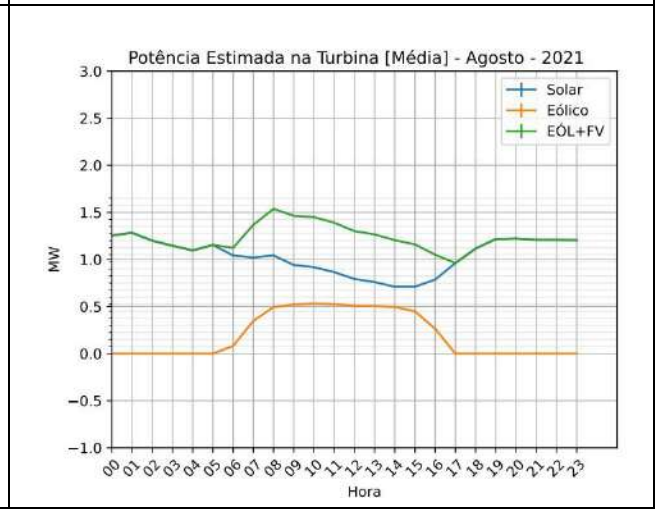

Potência Estimada na Turbina [Média] - Março - 2021
Solar
Eólico
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Abril - 2021
Solar
Eólico
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Maio - 2021
Solar
Eólico
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Junho - 2021
Solar
Eólico
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Julho - 2021
Solar
Eólico
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Agosto - 2021
Solar
Eólico
EÓL+FV
MW
Hora

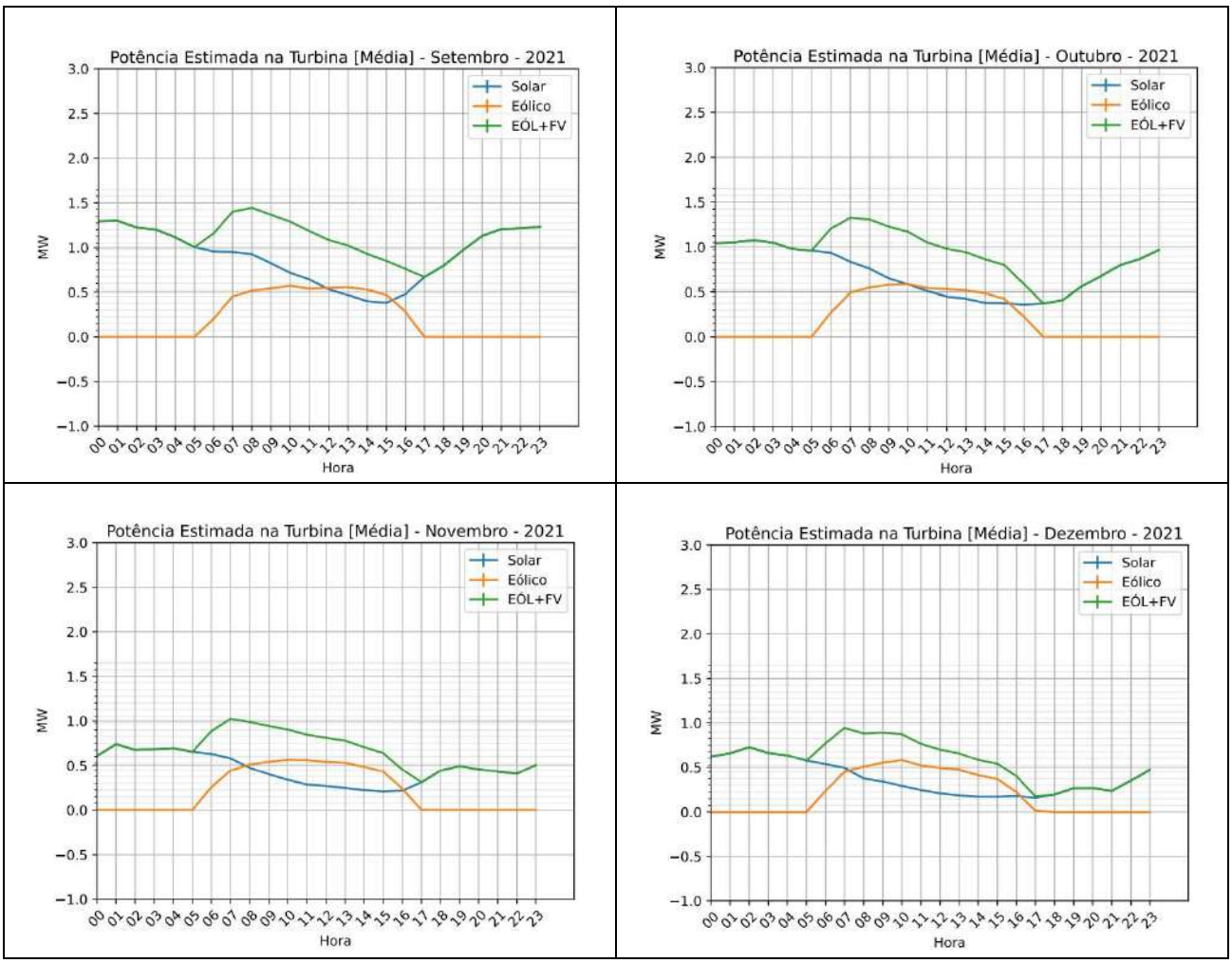
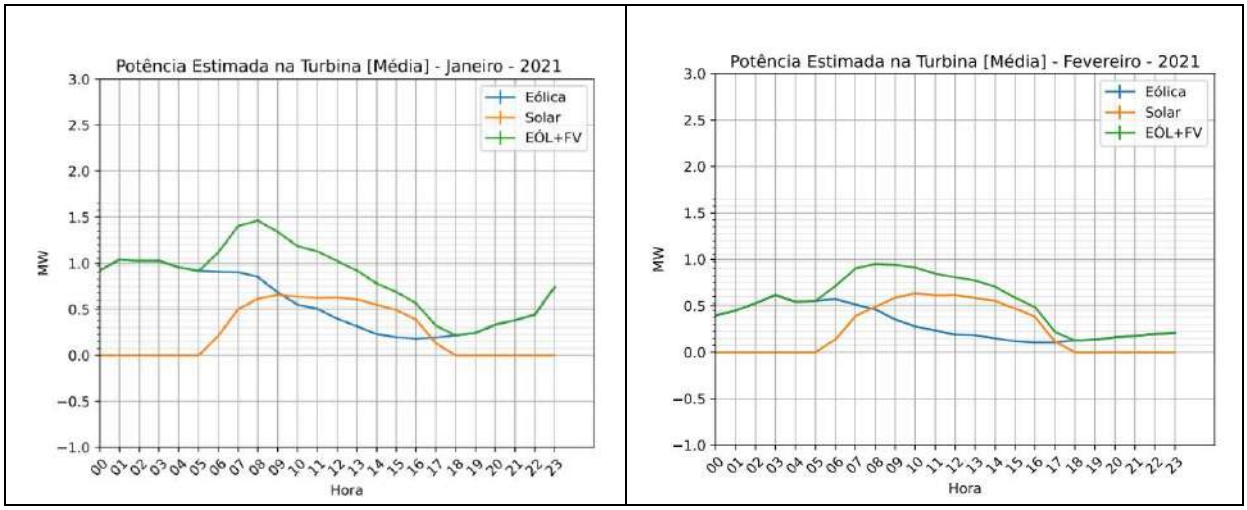
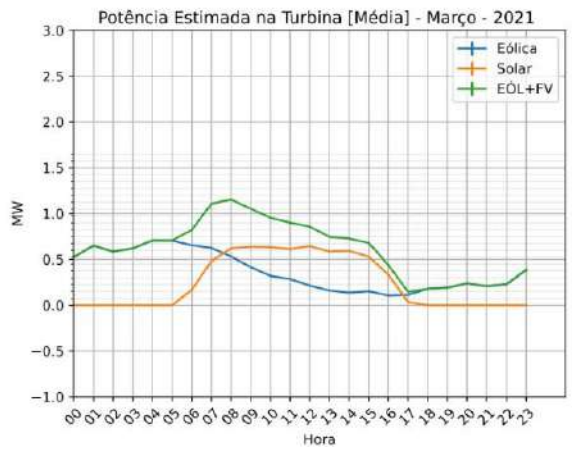
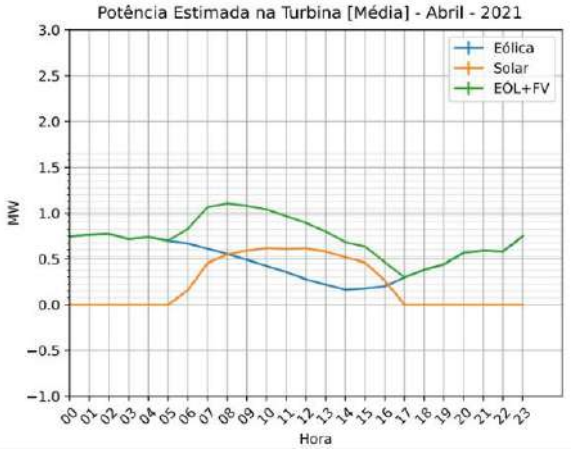
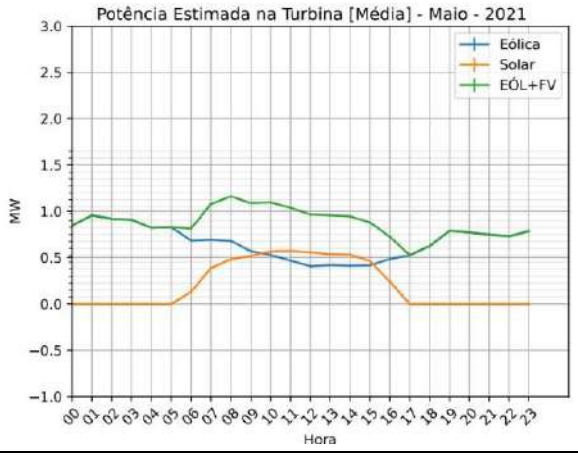


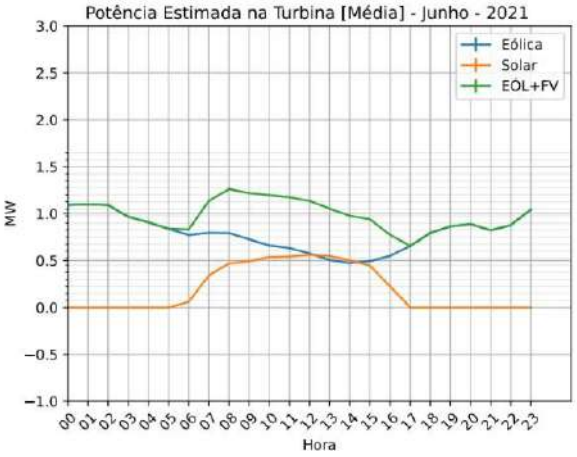
Figura 10. Curvas de geração Eólica, Solar de 0,8 MWp e Híbrida.

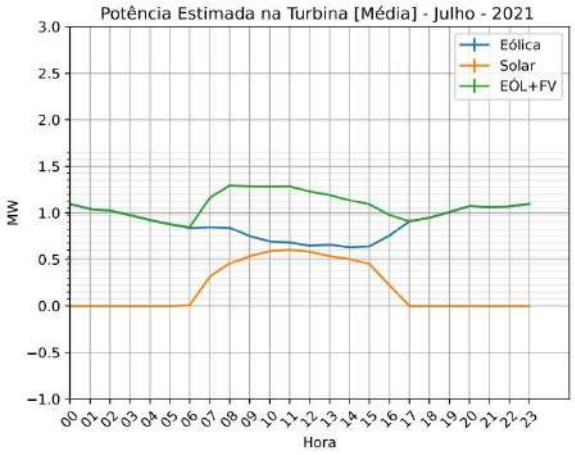


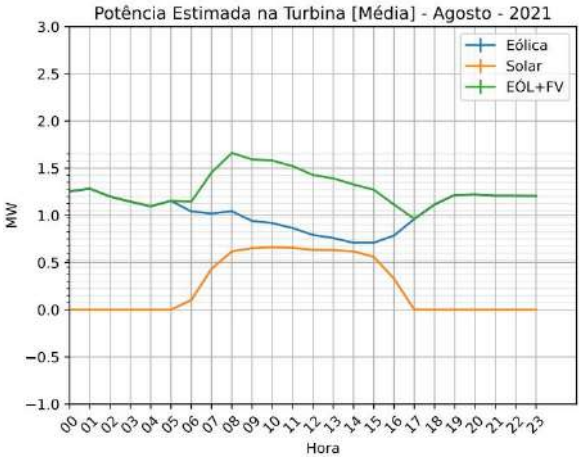

Potência Estimada na Turbina [Média] - Março - 2021
Eólica
Solar
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Abril - 2021
Eólica
Solar
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Maio - 2021
Eólica
Solar
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Junho - 2021
Eólica
Solar
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Julho - 2021
Eólica
Solar
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Agosto - 2021
Eólica
Solar
EÓL+FV
MW
Hora

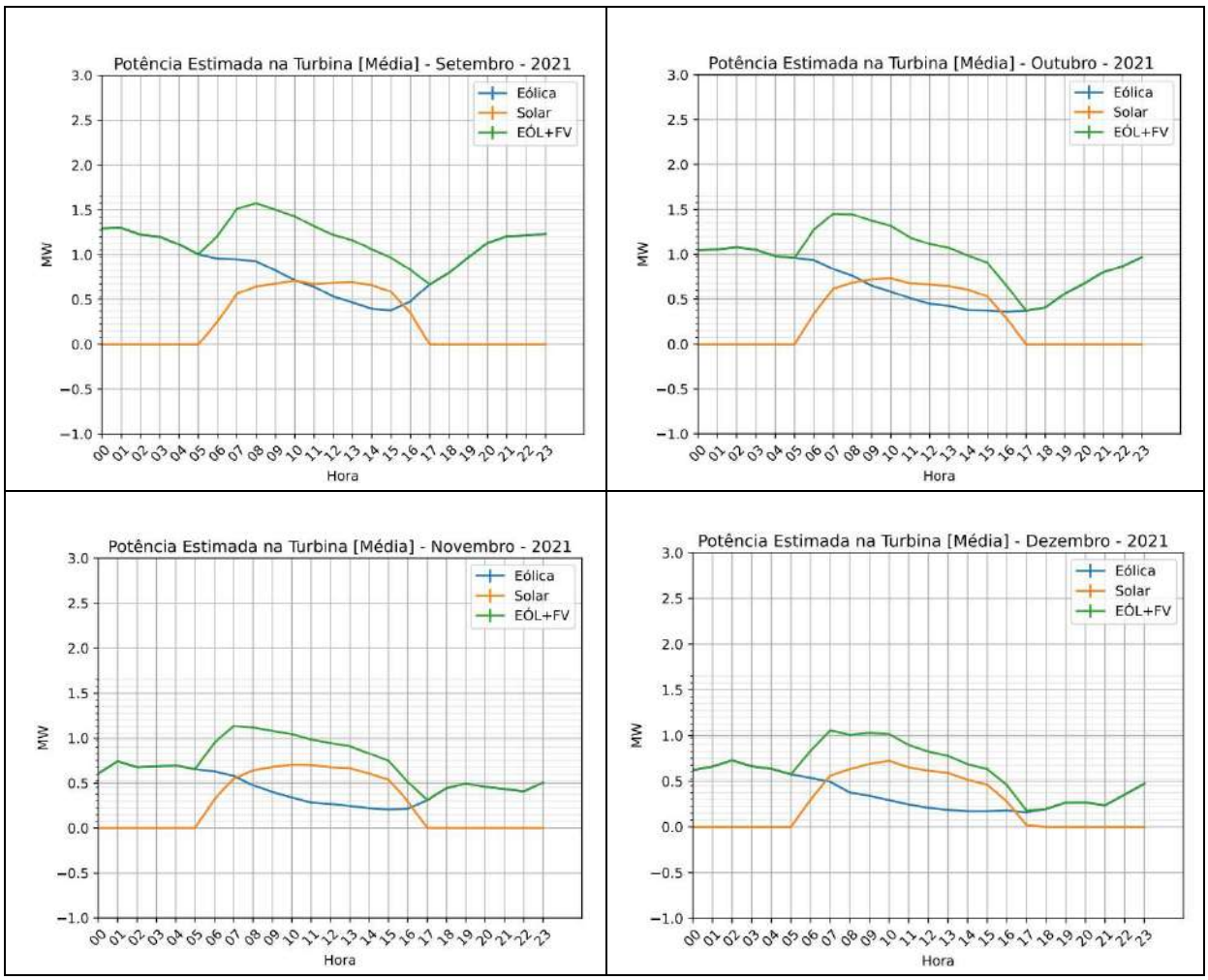
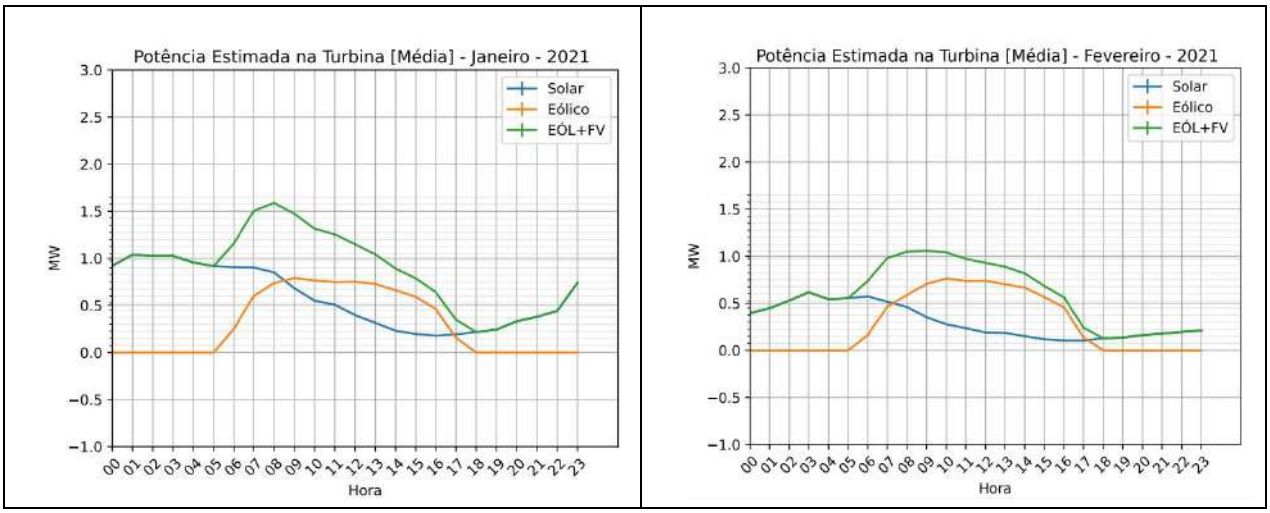
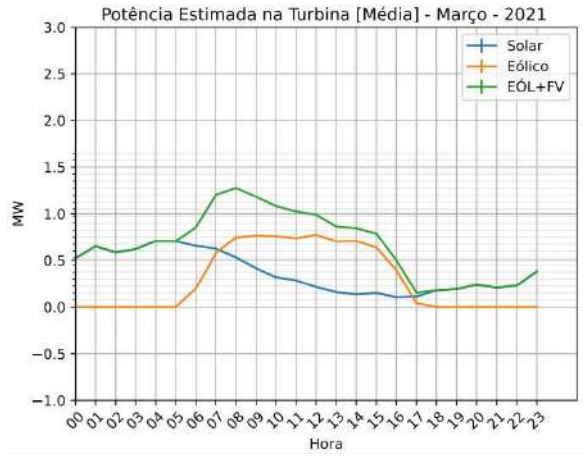
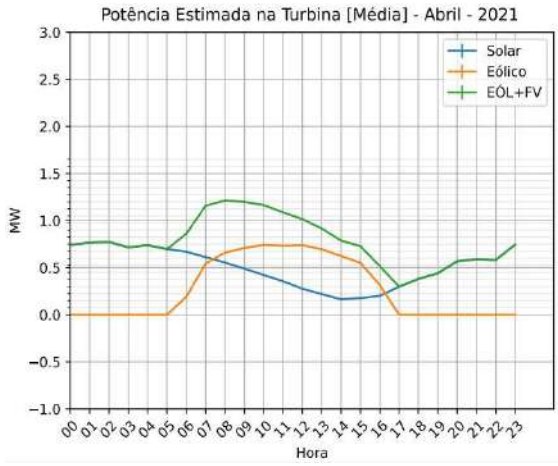
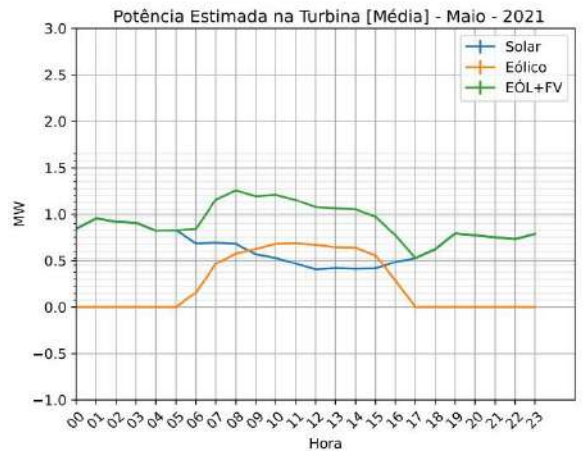


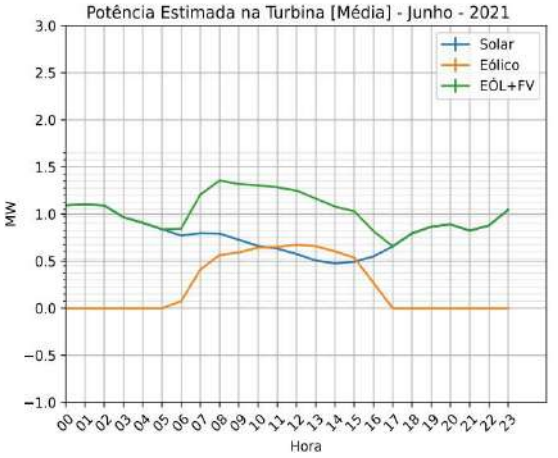
Figura 11. Curvas de geração Eólica, Solar de 1 MWp e Híbrida.

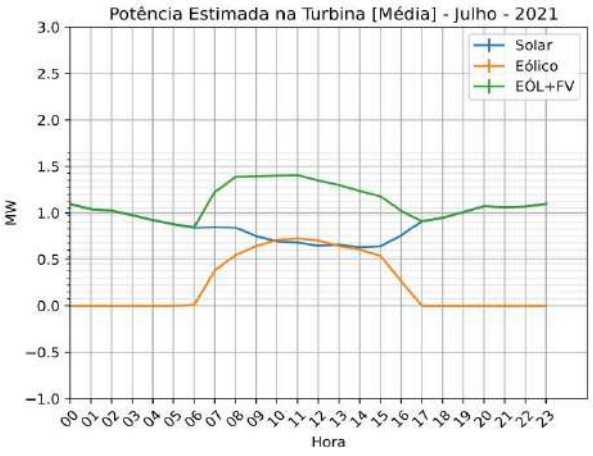


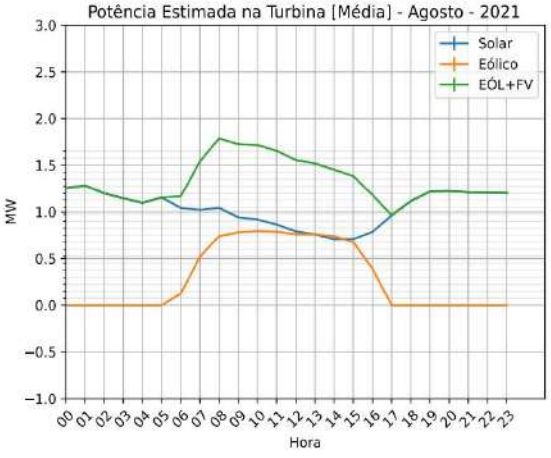

Potência Estimada na Turbina [Média] - Março - 2021
Solar
Eólico
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Abril - 2021
Solar
Eólico
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Maio - 2021
Solar
Eólico
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Junho - 2021
Solar
Eólico
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Julho - 2021
Solar
Eólico
EÓL+FV
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Agosto - 2021
Solar
Eólico
EÓL+FV
MW
Hora

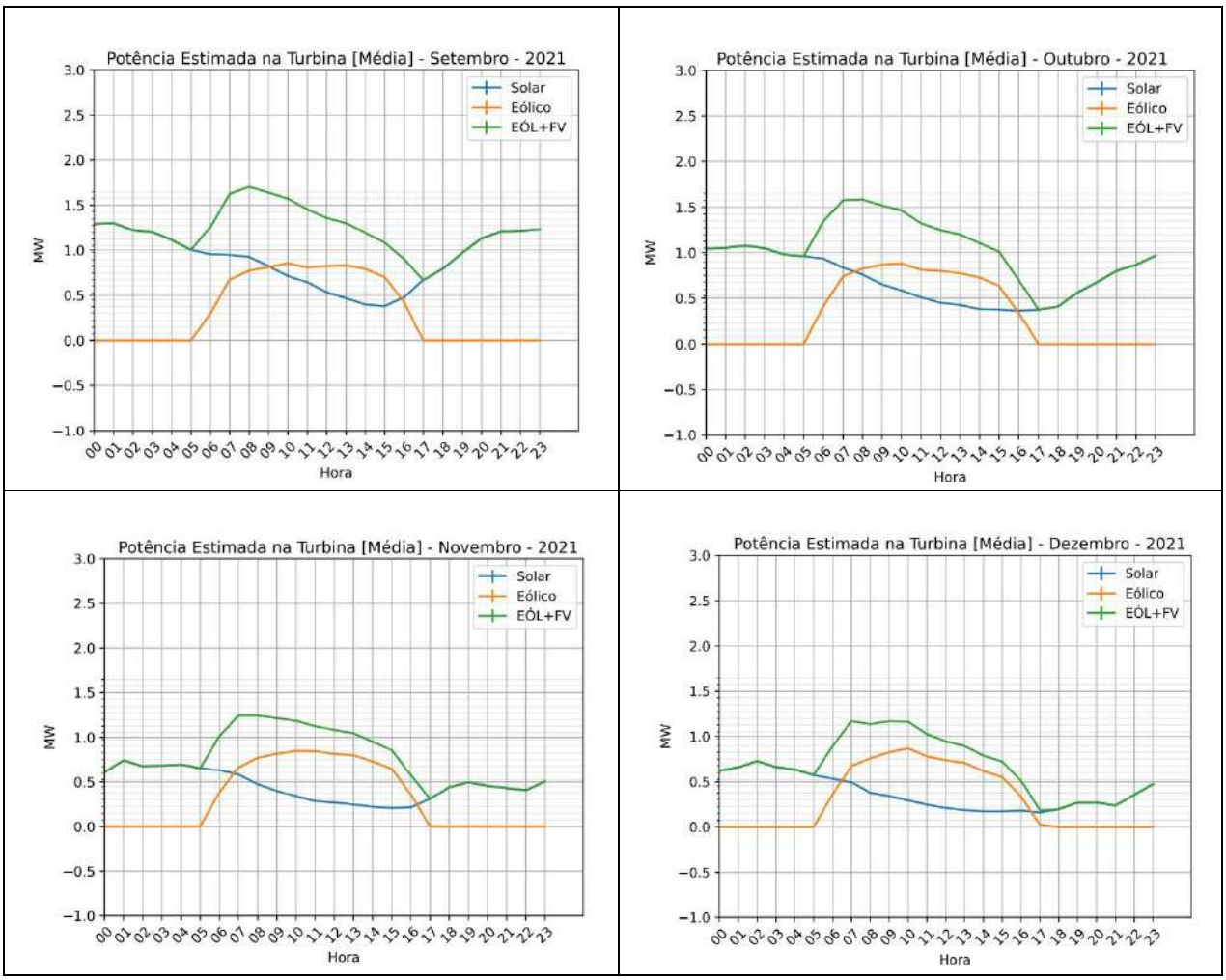


Figura 12. Curvas de geração Eólica, Solar de 1,2 MWp e Híbrida.

Pode-se observar, neste estudo de caso que em diversos períodos do ano os picos de geração solares coincidem com os vales de geração eólica e vice-versa, o que reforça seu potencial de complementariedade. Vale destacar os meses de julho e dezembro como meses que apresentam essa característica de complementariedade acentuada. Entretanto, principalmente no mês de agosto, esses picos apresentam valores acima de 1,5 MW, o que podem representar um risco à integridade do sistema. Na Tabela 1 é apresentada a quantidade de ultrapassagens anuais e a média anual de potência dos três sistemas de geração fotovoltaica.

Tabela 1. Ultrapassagens e média de potência anuais

Capacidade de Geração FV	0,8 MWp	1,0 MWp	1,2 MWp
Ultrapassagens de Geração Anual	1	7	16
Média Anual de Potência	823,866 KW	871,369 KW	919,265 KW

Dessa forma, é perceptível que o sistema com capacidade de 1,0 MWp apresenta os melhores resultados para a planta híbrida. Isto porque, a planta de 1MWp, dada sua média anual de potência estimada, contribui melhor para o aumento do fator de capacidade da fonte eólica, comprometendo pouco os limites de escoamento de energia da planta híbrida (7 ultrapassagens anuais). O sistema com capacidade de 1,2 MWp, apesar de maior potência média, a quantidade de violações foi mais expressiva, apresentando um risco à integridade do SGH. Assim, o sistema fotovoltaico escolhido para continuidade das análises foi o de 1,0 MWp de capacidade instalada.

Inserindo a planta fotovoltaica de 1,0 MWp, pode-se observar, na Figura 13 como a complementariedade sazonal das fontes contribui para o fator de capacidade do aerogerador. Isto fica bastante evidenciado nos meses de fevereiro, novembro e dezembro, quando a geração eólica é mais baixa, compensada por gerações fotovoltaicas mais expressivas.

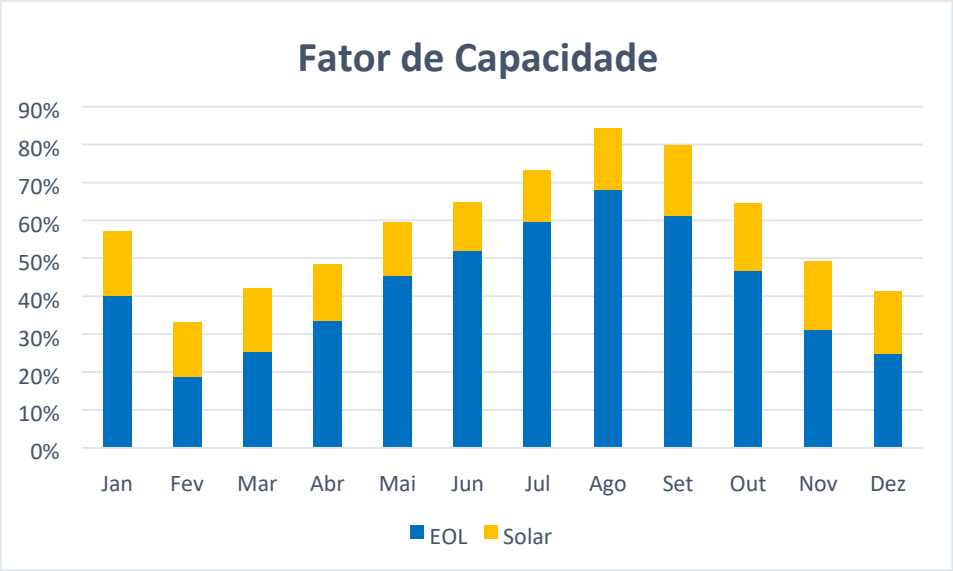


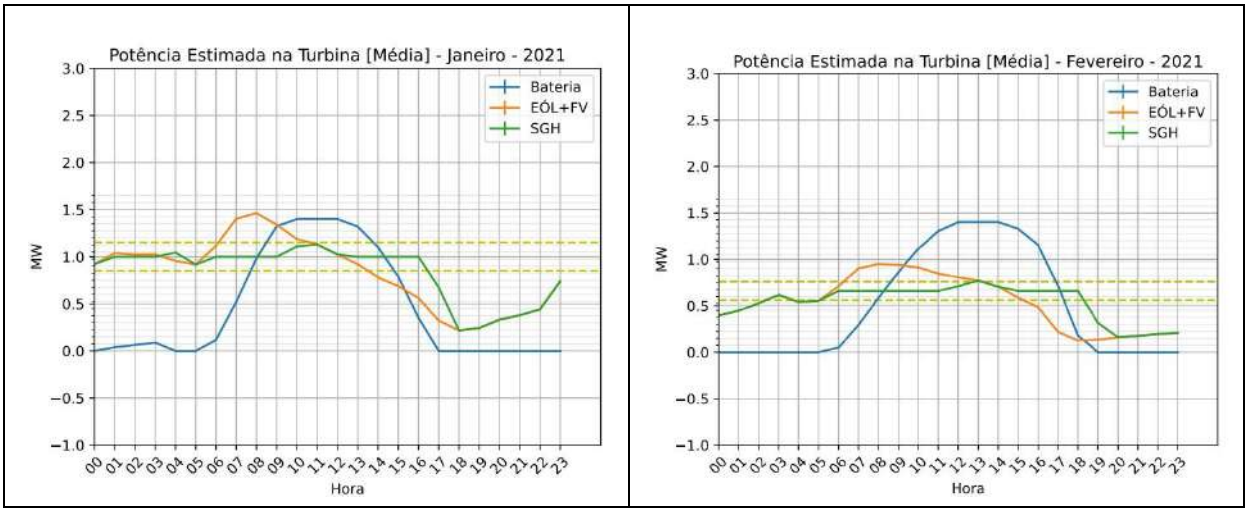
Figura 13. Aumento do Fator de Capacidade com a inserção do FV.

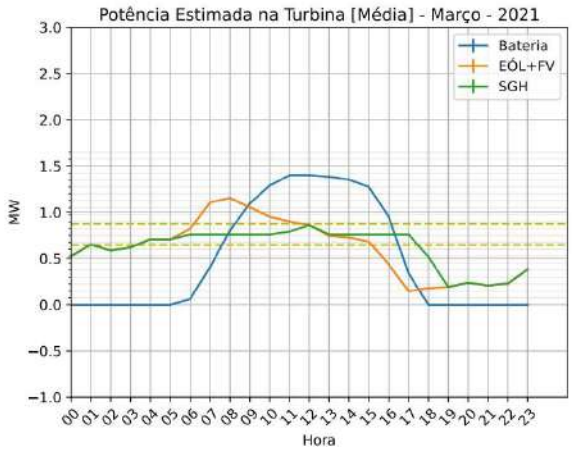
Observa-se em geral, o fator de capacidade da planta híbrida é elevado, tendo seus momentos mais relevantes no mês de agosto, quando o fator sai de 68% (sem hibridização) para 84% (após hibridização). Na média anual, o fator de capacidade elevou-se de 42% para 58%.

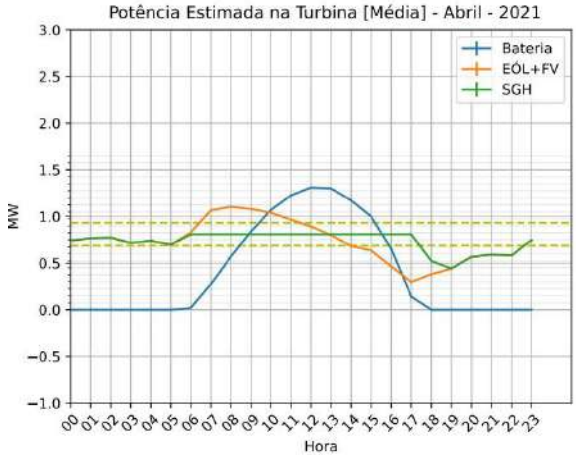
3.2 Controle pelo sistema de armazenamento

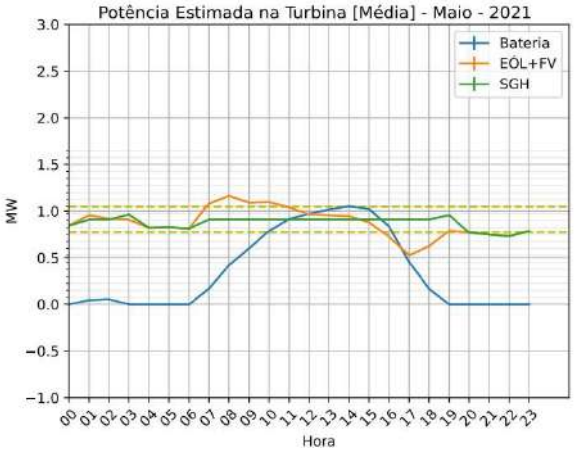
Como apresentado anteriormente, é possível perceber, observando a Figura 10, Figura 11 e Figura 12, que apesar de contribuir com o fator de capacidade da planta eólica, a inserção da planta fotovoltaica pode trazer um fator indesejado: nos momentos de coincidência de picos de geração eólica-fotovoltaica pode ocorrer uma injeção excessiva de energia na rede, o que pode gerar uma ultrapassagem no limite de escoamento do parque, seja pelo limite contratual ou físico. Para equilibrar este problema, a inserção de um sistema de armazenamento pode ser a solução ideal. Os gráficos abaixo apresentam os resultados das curvas de geração após a inserção de um sistema de armazenamento de 1,4 MW. Nessas simulações (apresentadas na Figura 14) é possível observar o funcionamento do algoritmo que busca manter a injeção em um ponto de estabilidade.

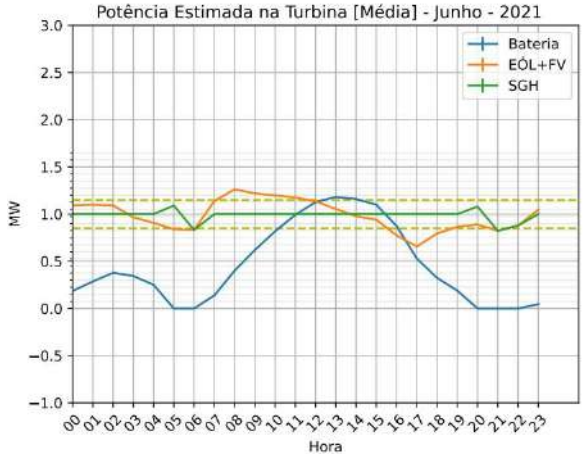
É possível observar, ainda, a injeção de potência instantânea e o controle de *curtailment*, a partir da duração das ultrapassagens inferiores e superiores, parâmetros que foram utilizados na comparação dos cenários. A linha contínua em azul representa a curva de funcionamento da injeção/absorção do armazenamento, a laranja informa o resultante de geração do aerogerador com a planta solar e a verde apresenta a curva de geração na saída da SGH com o controle do armazenamento. Por fim, as linhas tracejadas em amarelo, caracterizam os limites de ±15%.

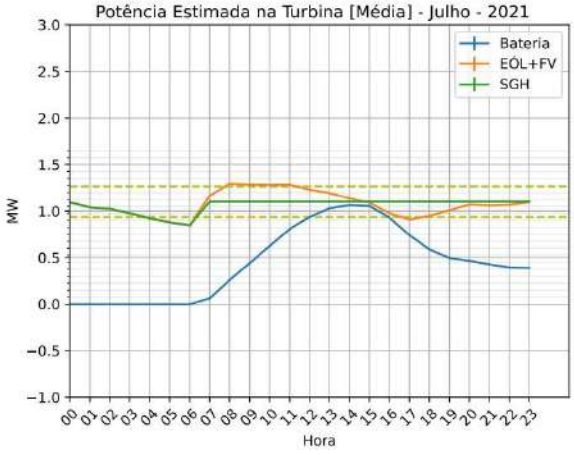


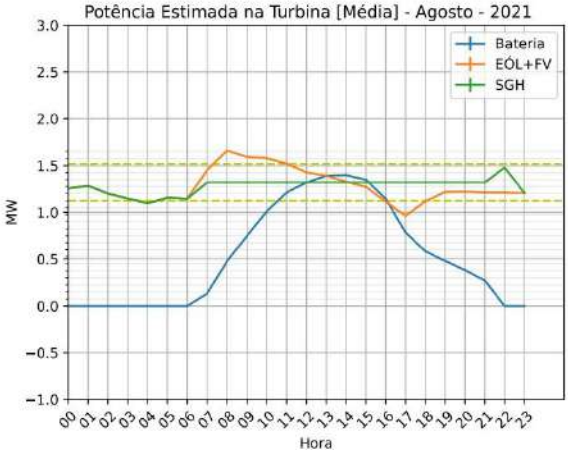

Potência Estimada na Turbina [Média] - Março - 2021
Bateria
EÓL+FV
SGH
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Abril - 2021
Bateria
EÓL+FV
SGH
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Maio - 2021
Bateria
EÓL+FV
SGH
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Junho - 2021
Bateria
EÓL+FV
SGH
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Julho - 2021
Bateria
EÓL+FV
SGH
MW
Hora


Potência Estimada na Turbina [Média] - Agosto - 2021
Bateria
EÓL+FV
SGH
MW
Hora

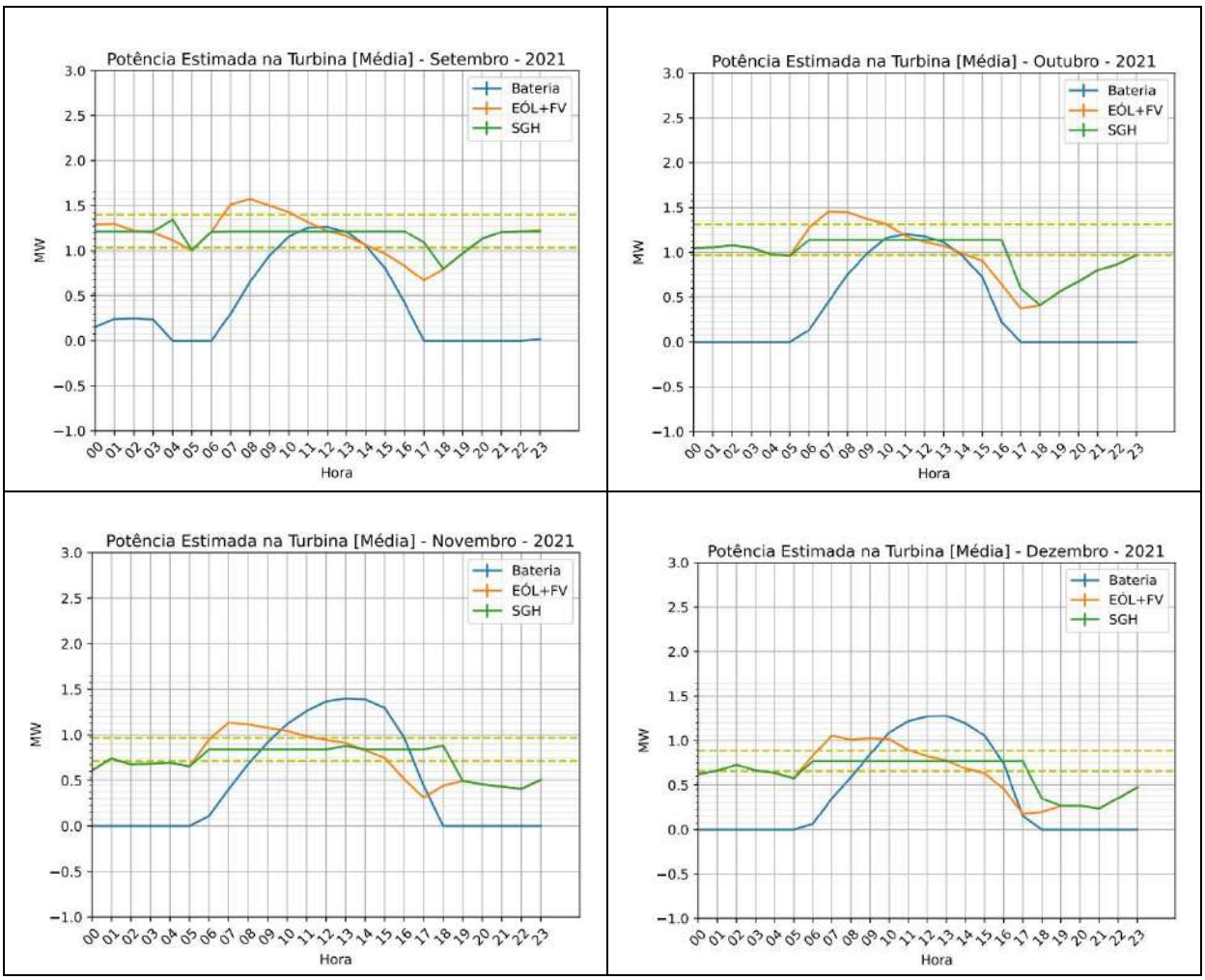


Figura 14. Curvas de geração Híbrida e com o controle do Armazenamento

A partir da metodologia proposta, pôde-se realizar um comparativo entre a duração em horas das ocorrências de ultrapassagens dos limites estabelecidos, considerando os cenários com e sem armazenamento. Estão representadas na Figura 15 e Figura 16 a quantidade de horas das ultrapassagens do limite superior e inferior, respectivamente, ao longo de doze meses para um dia típico de cada mês. Dessa forma, é caracterizado o comportamento de geração em um dia típico, que representa a média das quantidades de horas de ultrapassagens inferiores e superiores no respectivo mês.

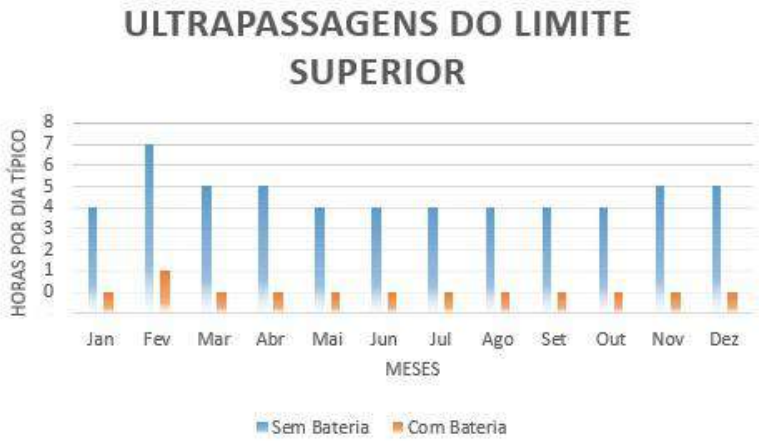


Figura 15. Quantidade de horas da ultrapassagem do limite superior para o dia típico de cada mês do ano.

A partir da análise dos resultados apresentados na Figura 15, observa-se a notória diminuição das ultrapassagens do limite superior para o sistema com o armazenamento se comparado ao sistema sem armazenamento. Pode-se observar que o sistema de armazenamento é eficaz para o controle do *curtailment*. Na Figura 16 é apresentado um comparativo semelhante, mas, porém, focado na verificação das extrapolações do limite inferior.

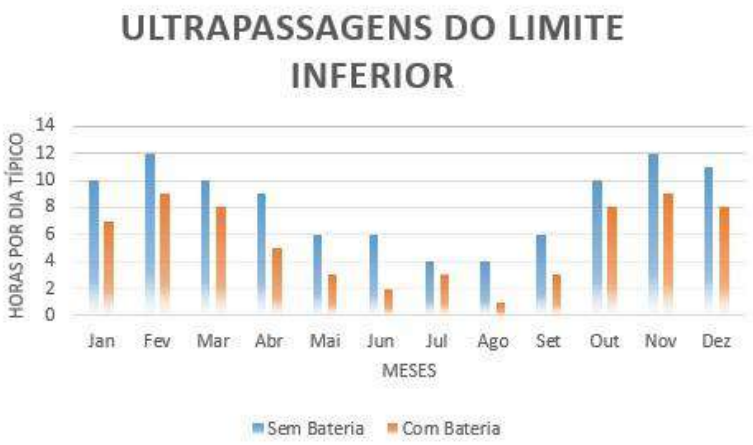


Figura 16. Quantidade de horas da ultrapassagem do limite inferior para o dia típico de cada mês do ano.

Pode-se notar, na Figura 16, que ocorreram alterações consideráveis nos eventos de ultrapassagens inferiores com a inserção do sistema de armazenamento. Isso se deve ao fato do sistema de armazenamento conseguir manter a curva de injeção durante as primeiras horas de queda da geração, mantendo próximo ao *setpoint* estabelecido. Nesse sentido, devido às características das fontes geradoras eólica e fotovoltaica, que possuem vales muito expressivos no final das tardes e início das noites, mesmo grandes sistemas de armazenamento demonstram dificuldades em manter o patamar de injeção próximo ao valor nominal nestes horários.

4. CONCLUSÃO

Verificou-se neste trabalho a possibilidade de otimização de projetos de energia renovável, solar e eólica, quando considerados em conjunto e sobretudo associados a sistemas de armazenamento de energia devidamente dimensionados para garantir a adequada operação do conjunto, dentro dos limites contratuais e operacionais da rede elétrica interna responsável pela conexão com o Sistema Interligado Nacional.

A complementariedade eólico-solar foi observada tanto no aspecto de produções horárias quanto no aspecto de produções sazonais. Foi visto que os horários de vales de geração eólicos coincidem com os picos de geração solar e vice-versa. De forma similar, nos meses de menor produção eólica observou-se maiores contribuições da fonte fotovoltaica. Quando tal comportamento complementar não era observado, o sistema de baterias foi capaz de estabilizar a curva de injeção, e o *curtailment*, ou limitação de despacho, foi adequadamente atendido durante o período simulado, a partir da estratégia de operação adotada para o BESS, que tornou a curva de potência despachada pela planta híbrida mais suave ao longo do dia.

Assim, os autores apresentaram uma proposta de hibridização e demonstraram alguns dos benefícios da integração eólica-fotovoltaica-BESS, focando nos aspectos de fator de capacidade e controle de *curtailment*. Além disso, outro possível benefício constatado foi a otimização do sistema de transmissão a partir da complementariedade das fontes. Isso ocorre por meio da redução da variabilidade de injeção de potência renovável e da otimização da linha de transmissão em escoar a potência inerente a essas fontes.

A atuação da bateria no sistema pode ainda suavizar a oscilação da geração renovável, orientando o sistema a não atingir pontos de operação mais críticos, necessitando assim menos recursos de controle de tensão e frequência, de modo a contribuir com a estabilidade do sistema. Diversos outros benefícios desta integração ainda poderão ser observados em trabalhos futuros e diversas outras estratégias de operação ainda podem ser aplicadas, avaliando o retorno financeiro, prestação de serviços ancilares etc.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) pelos dados compartilhados e suporte técnico e financeiro para a pesquisa. Ao SENAI CIMATEC pelo suporte técnico-científico e financeiro para o projeto. E a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pelo suporte técnico e incentivos a pesquisa das Usinas Híbridas.

REFERÊNCIAS

BNEF. Acesso em 26 de novembro de 2021, disponível em Bloomberg NEF: https://about.bnef.com/blog/energy-storageinvestments-boom-battery-costs-halve-next-decade/

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Estudos do Sistema de Transmissão: Cálculos da TUST – Análise de Sensibilidade de 2021. Nota Técnica, 2021.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. BEN - Balanço energético Nacional 2018: Ano base 2017. Rio de Janeiro. EPE,

2018, 292 p.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. 2019.

Lopez, R. A. (2012). *Energia Eólica.* São Paulo: Artliber.

MARIA, L.; OLIVEIRA, R. d.; FLORIANO, G. H. F. Análise da viabilidade técnica e econômica das baterias de lítio ar. Transactions on Power Systems, IEEE, v. 24, n. 3, p. 1469–1477, 2009.

MOUHADJER, Samir, NEÇAIBIA Ammar e BENMEDJAHED, Miloud. Hybrid photovoltaic-wind system for the electricity production in isolated sites. International Conference of Computer Science and Renewable Energies (IEEE/ICCSRE). Agadir, Mrcco: junho de 2019.

Análise da Operação Frente à Inserção de Usinas Eólicas e Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas no Submercado Sudeste/Centro-Oeste

Amanda Ferreira de Azevedo* João Henrique Paulino de Azevedo†
Matheus Felipe Ayello Leite‡ João Teles de Pontes Filho§
Felipe da Silva Fernandes Gonçalves¶

30 de junho de 2022

Resumo

A diversificação da matriz energética brasileira é de suma importância para superar os desafios do suprimento energético do país. A matriz elétrica brasileira é predominantemente hídrica, onde boa parte dos desafios consiste em lidar com a incerteza da variabilidade de recursos hídricos e alocação das demais fontes para o atendimento à demanda energética. Nesse sentido, fontes renováveis de energia como a solar e a eólica têm sido um componente fundamental para a continuidade da expansão e suprimento do fornecimento de energia do país. Apesar do seu destaque na participação no submercado Nordeste, a energia eólica estar presente timidamente no restente do país, apenas com baixa participação no submercado Sul. O perfil majoritariamente exportador do submercado Nordeste, decorre da sua produção de energia superar o seu consumo em diversos cenários ao longo do ano, o que demanda a ampliação dos investimentos nas interligações entre as regiões elétricas. Com isso, o presente artigo realiza a avaliação do comportamento da operação sob o cenário de inserção de usinas eólicas e híbridas eólicas-fotovoltáicas no submercado Sudeste/Centro-Oeste brasileiro a partir de cenários formulados nos modelos de operação NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Nos resultados, observamos que a inserção dessas fontes possui grandes benefícios no que diz respeito à redução do Custo Marginal de Operação (CMO) médio e do risco de submercado.

Palavras-chaves: Usinas eólicas; Usinas híbridas; Sistema Interligado Nacional; Avaliação.

*amanda.azevedo@fgv.br
†joaohpazevedo@gmail.com
‡mateus.leite@fgv.br
§joao.teles@fgv.br
¶felipe.goncalves@fgv.br

Introdução

A matriz elétrica brasileira é, em sua ampla maioria, constituída de usinas hidráulicas, com importante participação de usinas térmicas. Segundo o Plano Decenal de Energia (PDE) 2030, a capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2020 foi cerca de 172 GW, dos quais 63% são de usinas hidráulicas, Figura 1 a). No entanto, nos últimos anos a penetração de energia renováveis intermitentes, como eólica e fotovoltaica, foram significativas para o sistema chegando juntas ao patamar de 11% em 2020. Para a energia fotovoltaica, apesar de ainda ter uma pequena parcela dessa matriz, o setor também espera um crescimento percentual muito expressivo para o horizonte 2020-2025, como apresentado na Figura 1 b).

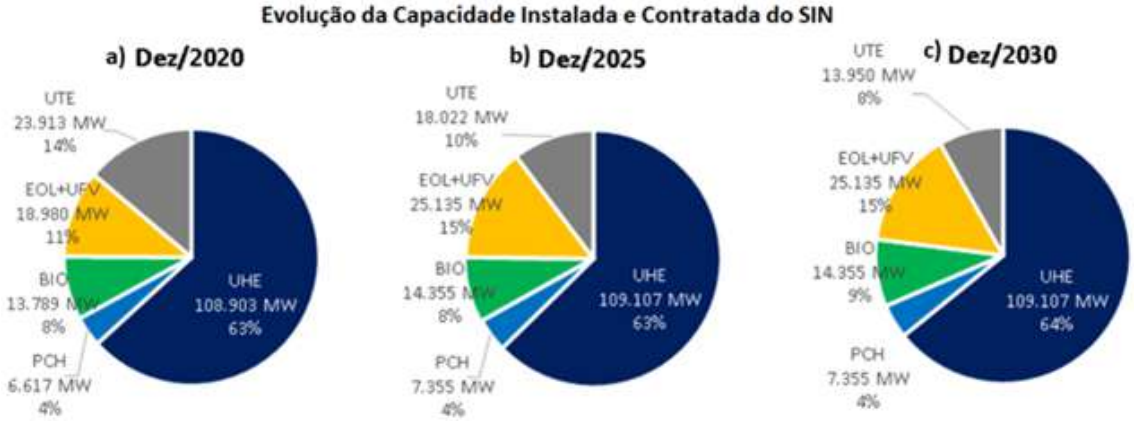


Figura 1 – Evolução da capacidade instalada existente e contratada no SIN. Adaptada de (citar PDE 2030).

Avaliações energéticas apresentadas no Plano de Operação Energética (PEN) 2019 indicam que, face a crise hídrica da região Nordeste, que se prolonga desde o verão 2011/2012, o SIN possivelmente terá um segundo período crítico com as dimensões próximas do período crítico histórico de junho/1949 a novembro/1956. Nesse contexto, a crescente participação da fonte eólica e solar na matriz elétrica do SIN tem sido, e será, fundamental para a manutenção dos estoques de energia armazenada nas usinas hidroelétricas, garantindo o atendimento energético do sistema, e para a possibilidade de redução de geração termoelétrica no SIN.

Esse novo paradigma na operação do SIN traz, porém, desafios ligados, principalmente, à intermitência/variabilidade dessas fontes. Ambas as usinas eólicas e solar são caracterizadas pela alta variação ao longo do dia com perfis de geração diários podendo variar ao longo do ano ou, no caso eólico, até mesmo com perfis variáveis entre anos. A expressiva expansão da geração eólica e solar para os próximos cinco anos exigirão ações operativas mitigadoras dos potenciais impactos sistêmicos e locais decorrentes da forte variabilidade/intermitência, intrínsecas dessas fontes, bem como da sua baixa previsibilidade de geração em horizontes superiores a dias à frente.

O intercâmbio de energia entre os submercados é um fator muito importante para o SIN, pois se uma região tem a geração de energia maior do que sua necessidade de carga, ela pode exportar para uma região que esteja com a carga maior que a geração. No entanto, este intercâmbio tem limites relacionados a infraestrutura de transmissão das interligações entre as regiões elétricas do SIN, gerando uma série de restrições que são

aplicadas e monitoradas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Portanto, o presente artigo apresenta uma avaliação dos impactos técnicos relacionados a inserção eólica e híbrida eólico-fotovoltaica modelada sobre a operação do SIN a partir da construção dos cenários nos modelos de operação NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

Existem diversos trabalhos que propõem a inserção de usinas eólicos e híbridas no sudeste brasileiro diretamente ou analisam impactos associados e potenciais de expansão. Em (ROBLES, 2011), é realizado uma estimativa de recursos associados a um parque eólico e sua solução ótima de integração ao sudeste brasileiro, utilizando a ferramenta computacional *Wind Atlas Analysis and Aplication Program (WASP)*. Além disso, o trabalho propôs um plano de modernizações da rede elétrica da região analizada para receber o parque éolico.

Enquanto em (GOMES, 2018) é apresentado uma proposta de metodologia para a utilização de eólicas *offshore* no litoral sudeste do Brasil. A proposta desenvolvida utiliza duas fontes de coleta de dados para a avaliação do potencial, boias oceânicas e estações meteorológicas automatizadas. Em (GOMES, 2021), os autores estudam as possibilidades de complementariedade entre as fontes eólicas e solares no nordeste brasileiro. Em outro artigo como em (SILVA, 2013), é caracterizado o potencial eólico em regiões específicas no sudeste a partir da análise dos ventos do local escolhido, enquanto em (ORTIZ G. P.; KAMPEL, 2011) uma análise similar é realizada com relação a parques *offshore* no litoral brasileiro. Análises relacionadas aos impactos socioambientais da inserção dos parques são de suma importância para avaliação do cenário. Nesse sentido, em (BARCELLA, 2012) é realizado a avaliação dos pontos positivos e negativos dessa inserção em um parque eólico no Rio Grande do Sul.

Portanto, ao nosso conhecimento, não foi encontrado outro trabalho na literatura que realiza a avaliação da operação decorrente dessa inserção eólica e híbrida no sudeste brasileiro, a partir da modelagem e simulação nos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

1 Planejamento da Operação

O planejamento da expansão e da operação do SIN (Sistema Interligado Nacional) inclui diversas atividades, desde a previsão de necessidades futuras do sistema, como irá ocorrer a expansão de cada fonte, até o planejamento da inserção das novas linhas de transmissão, novas subestações e novas usinas que já estavam em construção e, por fim, a programação operacional do sistema elétrico. Esta última atividade abrange a manutenção de todos os componentes do sistema a operação dos reservatórios, bem como a decisão de despacho de cada usina. Portanto, devido à complexidade e ao porte de tal planejamento, este processo é dividido em etapas. Em cada etapa são utilizados modelos com diferentes graus de detalhamento para representação do SIN, abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018). Hoje o planejamento da expansão e da operação do SIN se divide nos seguintes horizontes:

- Longo Prazo – nesta etapa são estudados quais as necessidades previstas para a expansão do SIN no futuro com horizonte de 10 anos. Esses estudos são desenvolvidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), e apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). O PDE é realizado

através do desenvolvimento de cenários econômicos que levam em consideração aspectos demográficos, socioeconômicos e as dinâmicas setoriais para delinear as possíveis evoluções da demanda ao longo da próxima década. Seu objetivo é indicar as perspectivas da expansão do setor de energia, dentro de uma visão integrada para os diversos agentes. Para a elaboração dos cenários do PDE são utilizados o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) e o NEWAVE.

- Médio Prazo – nesta etapa são realizados estudos do planejamento da operação energética para horizontes de até 5 anos à frente, com discretização mensal, elaborados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O ONS utiliza o modelo matemático NEWAVE de otimização e simulação da operação para determinar estratégias operativas e avaliar as condições de suprimento ao SIN. Nesses estudos são realizadas avaliações probabilísticas do atendimento ao mercado, em que se calculam, inclusive, os riscos de ocorrência de déficits. Os dados e informações utilizados nos estudos são apresentados no Plano de Operação Energética (PEN). Esses estudos subsidiam o MME e a EPE, quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia aos critérios de garantia de suprimento preconizados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

- Curto Prazo – nesta etapa são realizados estudos que baseiam a programação da operação com o horizonte de dois meses à frente, com intervalos semanais. Esses estudos são apresentados no Programa Mensal da Operação Energética (PMO) elaborado pelo ONS. Utiliza-se o modelo DECOMP que, com base nas informações obtidas na etapa de médio prazo provenientes do modelo NEWAVE, determina as metas individuais de geração das usinas do sistema, bem como os intercâmbios de energia entre subsistemas.O PMO fornece metas e diretrizes eletro energéticas de curto prazo, de modo a otimizar a utilização dos recursos de geração e transmissão do SIN.

Os principais modelos matemáticos que regem o planejamento da operação do SIN, caracteristicamente hidrotérmico, serão apresentados a seguir de forma a ilustrar as ferramentas que estão sendo utilizadas para a montagem dos cenários críticos utilizados neste trabalho.

Os modelos de operação têm como objetivo minimizar os custos da geração de energia, dentro de um determinado horizonte temporal. Para encontrar tal ponto ótimo, para cada período do planejamento de sistemas hidrotérmicos, como o brasileiro, deve-se considerar o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

Do ponto de vista imediato, a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período seria a solução mais econômica, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, ela pode resultar em menores níveis de reservatórios no futuro, o que leva a maiores custos com combustíveis e maiores riscos de déficits futuros. O processo de decisão típico de sistemas hidrotérmicos está ilustrado na Figura 2.

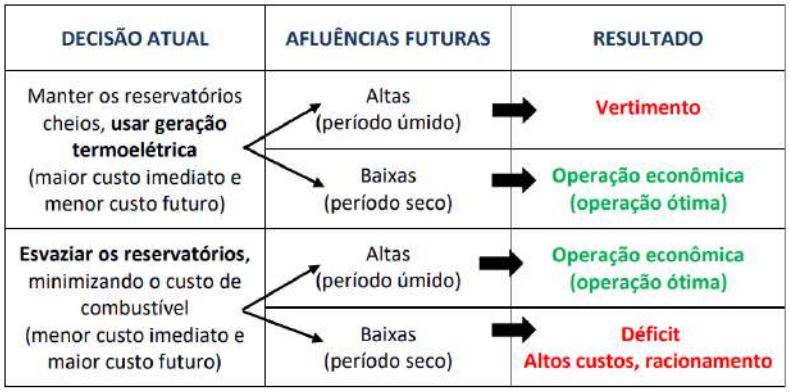


Figura 2 – Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos.

Fonte: Elaboração própria a partir de informações de CEPEL (2019a).

A árvore de decisões envolvidas na operação do SIN, mostra que decisões equivocadas podem levar a consequências negativas para o atendimento da carga. Os modelos matemáticos do setor buscam o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. A estratégia é atender a demanda energética em cada período do horizonte de planejamento a um custo mínimo e com confiabilidade, otimizando os recursos disponíveis no presente e no futuro para que o reservatório tenha como meta chegar, ao final do período, no volume que garante o menor custo total (CEPEL, 2019a).

Por outro lado, encontrar tal ponto ótimo pode não ser tão simples. O SIN conta com a presença de centenas de usinas, tanto hidroelétricas quanto termoelétricas, e, além disso, tipicamente o período de estudo é composto de centenas de estágios. Tais condições fazem o problema de otimização conter algumas dezenas de milhares de variáveis, sob a presença de variáveis aleatórias. Para resolver esse tipo de problema, faz-se o uso da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE).

O Custo Marginal de Operação (CMO) representa o custo adicional para atender a um incremento de carga no sistema. O seu cálculo leva em conta o custo da geração térmica, custo de déficit, intercâmbio entre submercados e a existência de vertimento turbinável,cujo valor é zero. Ou seja, o CMO reflete o custo de atender, em curto prazo, uma unidade adicional à demanda para a qual o sistema foi programado, de modo a supri-la ao menor custo. Se esse aumento de demanda for atendido com utilização de usinas térmicas, o custo usualmente corresponde ao custo de geração da última térmica despachada, se for com utilização de usinas hidráulicas, o custo corresponde ao Valor da Água da usina utilizada. No caso do Brasil, cuja matriz é predominantemente hidráulica, o CMO geralmente é o Valor da Água (CEPEL,2018b). O CMO é utilizado como a melhor aproximação que se pode ter do preço da energia no Mercado de Curto Prazo e, no caso do sistema brasileiro, guarda a correlação direta com a energia natural afluente e a energia armazenada nos reservatórios das hidrelétricas.

1.1 NEWAVE

O NEWAVE é um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, que percorre possíveis cenários hidrológicos para médio e longo prazo, com representação agregada das usinas hidrelétricas por meio de Reservatórios Equivalentes de Energia (REE). Dessa forma as usinas hidrelétricas de cada região são representadas por uma REE do parque hidrelétrico. Os REEs são agrupados em submercados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), como apresentado na Figura 3., a seguir (CEPEL, 2019b).

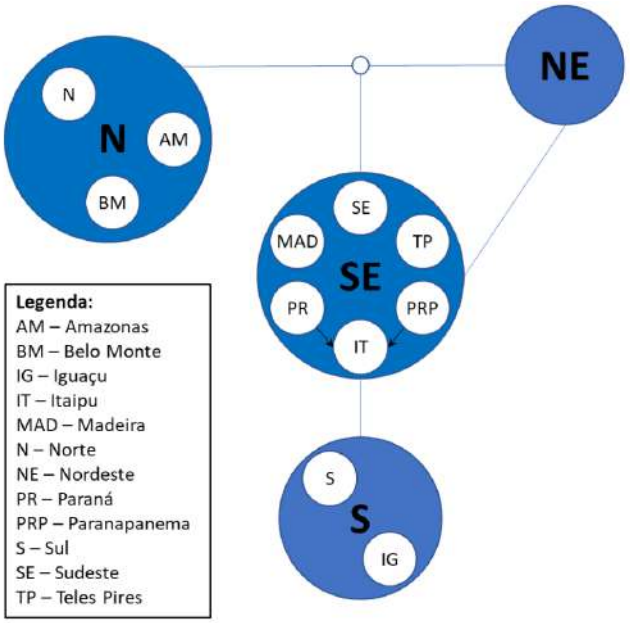


Figura 3 – REEs de cada submercado do SIN

Fonte: Elaboração própria a partir de informações de CEPEL (2019b).

O parque termelétrico é representado individualmente e as usinas são associadas a subsistemas/submercados. O déficit de fornecimento de energia é representado como uma unidade termoelétrica de capacidade igual à demanda, com custo de operação igual ao custo atribuído à interrupção de fornecimento de energia – fixado por resolução da ANEEL (CEPEL, 2018).

As linhas de transmissão que conectam os submercados são representadas por meio de limites de intercâmbio de acordo com a topologia, podendo ser diferenciadas por patamar de demanda. A demanda é representada por meio de patamares, não cronológicos, representando carga leve, média, pesada e de ponta (CEPEL, 2018).

O objetivo básico do NEWAVE é determinar metas de geração que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. É por meio dessas funções que o encadeamento com o modelo de curto prazo – DECOMP – é realizado, compatibilizando a política de operação de curto prazo com a política de operação de médio prazo, definida pelo NEWAVE (CEPEL, 2019b).

1.2 DECOMP

O modelo DECOMP estabelece metas e diretrizes energéticas de curto prazo, tendo como objetivo determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas, minimizando o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro proveniente do NEWAVE). Os estudos baseados no modelo DECOMP, para curto prazo, apresentam horizonte de 2 meses à frente e discretização semanal para o primeiro mês com base nas informações obtidas na etapa de médio prazo.

O DECOMP, no primeiro mês, é discretizado em etapas semanais, as afluências nestas primeiras semanas são consideradas conhecidas, um horizonte determinístico. Após o primeiro mês, são levadas em conta as afluências baseadas nas séries sintéticas, horizonte estocástico. O custo futuro dos estados ao fim do horizonte do DECOMP provém do NEWAVE. A previsão das vazões para o mês inicial e os cenários de afluências para os demais meses do período de planejamento são fornecidos pelo usuário. Os cenários de afluências podem ser gerados a partir de modelos estocásticos, como, por exemplo, o GEVAZP.

O DECOMP, diferentemente do NEWAVE, representa as usinas hidráulicas e térmicas individualmente, de forma a aumentar o detalhamento da operação. A produtibilidade das usinas, que representa o quanto sua capacidade de turbinamento varia em função da altura de queda de seus reservatórios, é variável no DECOMP, sendo modelada em função de: volume armazenado médio, vazão turbinada e vazão vertida mas tratada como uma função linear por partes para contornar a impossibilidade de sua representação num problema de Programação Linear (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

O DECOMP também considera o tempo de viagem entre as usinas hidrelétricas,volume de espera em reservatórios para amortecimento de cheias, o enchimento do volume morto, geração em pequenas bacias, irrigação, evaporação, transposição de vazões,indisponibilidade de unidades geradoras e cronograma de manutenção programada dos grupos turbina-gerador, entre outras restrições como limites máximos e mínimos de afluência, defluência e armazenamento em UHEs, e limites de geração em conjuntos de usinas hidrelétricas, térmicas e intercâmbios entre subsistemas (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

Para as usinas térmicas, que assim como no NEWAVE são representadas de forma individualizadas, o DECOMP permite considerar a geração mínima para cada usina em cada estágio do período de planejamento. As usinas térmicas a GNL podem ter seu despacho apresentado de forma antecipada.

Os limites de interligação entre subsistemas podem ser representados com linhas de transmissão interligando os diversos subsistemas. Para cada intercambio é possível estabelecer limites mínimos e máximos de fluxo de energia por estágio e patamar de carga.

O DECOMP, assim como o NEWAVE, utiliza PDDE para o otimizar o planejamento da operação. Os patamares de carga diferem do NEWAVE em relação a curva de demanda por patamares, modificando as equações de conservação de água e atendimento a demanda em cada estágio, bem como introduzindo limites de turbinamento para cada um dos patamares e carga.

A partir do CMO gerado para o período estudado pelo DECOMP, para cada

patamar de carga (leve, média e pesada) e para cada submercado, determina-se o Preço Líquido das Diferenças (PLD) para a primeira semana do horizonte de planejamento.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado pelos preços máximo e mínimo vigentes, para cada período de apuração e para cada Submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE (2020).

O cálculo do PLD baseia-se no despacho "ex-ante", ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o CMO de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal (CCEE, 2020).

Mensalmente o ONS encaminha à CCEE o *deck* (conjunto de arquivos de entrada para os modelos hidrotérmicos do Cepel) com os dados utilizados para o processamento do NEWAVE. Esses dados são utilizados pelo ONS para realizar os estudos de Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo (PEL) com o objetivo de realizar o diagnóstico do desempenho do SIN, do ponto de vista de atendimento aos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS. Os estudos do PEL, dentre outros objetivos, buscam identificar as restrições elétricas que possam impedir a adoção de políticas energéticas que assegurem o menor custo da operação.

1.3 Entrada do DESSEM e do PLD horário

Nos últimos anos, o SIN tem sofrido perda relativa da capacidade de regularização das usinas hidráulicas e o aumento significativo de fontes renováveis intermitentes, o que vem alterando as características típicas da operação do sistema e impactando nos preços da energia. Tais mudanças, juntamente com outras do atual processo de transformação do setor elétrico, estimulam uma maior atenção a novas formas e mecanismos de mercado. Neste contexto, surgiu a Consulta Pública Nº 33 de 2017 (CP33), do MME (2017), indicando a necessidade de revisões regulatórias e buscando a contribuição dos agentes para o desenho de novas soluções.

Especificamente quanto à expansão das intermitentes, que impõem maior variabilidade à operação, torna-se imperativo o aprimoramento do sistema de precificação da energia elétrica. Tais fontes, como solar e eólica, são mais voláteis e possuem variações na geração ao longo do dia, segundo também sua localização, sendo dificultosa a incorporação destas oscilações no formato atual, que considera detalhamento máximo semanal. Nesse sentido, foi proposto pela CP33 o aumento da granularidade espacial e temporal do preço, a fim de proporcionar maior proximidade entre a sua formação e realidade operacional.

O planejamento inicial de implantação da nova precificação previa sua entrada oficial em janeiro de 2019, antecedida de uma fase de teste, visando a uma transição gradativa. Para tal fim, o tema foi inserido no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), no subgrupo Operação e Preço, com foco no aperfeiçoamento da cadeia de modelos. Contudo, conforme nota informativa da CPAMP de junho de 2018, foi determinado seu adiamento (MME, 2018). Isto se deveu ao fato de os prazos necessários para a conclusão dos aprimoramentos metodológicos superarem os estabelecidos pela Resolução Nº 7 de 2016, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (CNPE, 2016). Tal resolução tem o objetivo de

conferir maior previsibilidade na implantação desse tipo de mudança, exigindo também a realização de consulta pública específica para sua aprovação.

Assim, instaurou-se a Consulta Pública Nº 71 de 2019 (CP71) (MME, 2019a), focada na adoção do preço horário e do modelo computacional a embasá-lo, com vistas à alocação mais eficiente dos custos e riscos setoriais. Com ela, foi divulgada para contribuições externas a documentação técnica do Grupo de Trabalho da CPAMP, que já vinha se dedicando ao desenvolvimento do Modelo de Despacho de Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (DESSEM) para um melhor planejamento e operação diária dos sistemas hidrotérmicos.

A primeira versão do DESSEM foi lançada em 1999 pelo CEPEL, à época do início da discussão sobre a introdução do preço horário no país, que não se concretizou naquele momento. Tratava-se de uma movimentação do setor em direção à liberalização do mercado de energia, que foi interrompida pelas circunstâncias do racionamento de 2001 e a subsequente reformulação do modelo regulatório. Não obstante, o modelo vem sendo aprimorado desde então, com destaque para os avanços dos últimos anos, quando o tema voltou à tona.

Trata-se de um modelo de horizonte semanal e aplicação diária (curtíssimo prazo), cujo principal objetivo é determinar o despacho hidrotérmico de mínimo custo operativo, sujeito a restrições (sistêmicas, hidráulicas, térmicas, de segurança, de rede, etc). Em sua modelagem, as usinas são consideradas de forma individual, sendo que as térmicas permitem um detalhamento até o nível das unidades geradoras (unit commitment). Cabe ressaltar ainda que a geração por fontes intermitentes (eólica e solar fotovoltaica) e de outras pequenas usinas é abatida da demanda, resultando na denominada carga líquida, que deverá ser atendida pelo despacho otimizado.

Nesse contexto, com base nos dados de entrada, que também incluem a FCF resultante do DECOMP, o problema de otimização é resolvido em uma abordagem determinística por meio de Programação Linear Inteira Mista (MILP). Entre os resultados obtidos, destacam-se o CMO e os montantes ótimos de geração, com discretização limite semi-horária. Tal CMO representa a principal base para o cálculo futuro do preço horário, que corresponde ao PLD em granularidade horária (PLD horário ou PLDh).

Conforme cronograma definido pela Portaria MME Nº 301 de 2019 (CNPE, 2019), o DESSEM está em processo de implantação gradual, composto por diferentes etapas. Os principais marcos definidos correspondem à entrada oficial na programação diária da operação do sistema pelo ONS (a partir de janeiro de 2020) e à utilização na formação do PLD pela CCEE (a partir de janeiro de 2021). Em paralelo, desde abril de 2018 vem sendo divulgado o chamado PLD horário sombra, de caráter estritamente informativo para fins de ambientação do mercado com a nova dinâmica. Dessa forma, proporcionou-se aos agentes um tempo de preparação, possibilitando a avaliação do impacto desta mudança em seus negócios e a suavização do processo de adaptação.

Nesse contexto, a cadeia oficial de modelos computacionais utilizados no planejamento da operação do SIN passa a ser composta pelo acoplamento entre NEWAVE, DECOMP e DESSEM. A Tabela 1 apresenta de forma esquemática o referido encadeamento, assim como suas principais características metodológicas.

	Aplicação	Horizonte	Discretização	Representação de Incertezas	Representação do Sistema	Técnica de resolução
Newave	Mensal	5 anos a 10 anos	Mensal – patamares de carga	Estocástico, amostral	Reserv. equivalentes, usinas agrupadas, intercâmbios	PDDE
Decomp	Semanal	2 a 6 meses	Semanal/ mensal – patamares de carga	Estocástico, árvore completa	Usinas individualiz., intercâmbio e restrições elétricas	PDD
Dessem	Diária	1 semana	Resolução temporal de até meia hora	Determinístico	Unidades geradoras, fluxo DC	PL único, Benders
					Unit commitment térmico, fluxo DC	MILP

Tabela 1 – Resumo das principais características dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2019a).

Conforme indicado pelo ONS (2019) em relação à operação do sistema, a adoção do DESSEM proporciona uma maior transparência ao processo e assegura uma maior reprodutibilidade dos resultados pelos agentes. Dessa forma, o modelo contribui para a diminuição de assimetrias de informação no setor, fator-chave para o funcionamento do mercado. Ademais, com a discretização semi-horária, também se espera que ocorram menos casos de geração fora da ordem de mérito, isto é, que não obedeçam à hierarquia de despacho das térmicas baseada nos custos variáveis.

Por sua vez, pelo lado da aplicação para a formação do PLDh, o DESSEM também traz benefícios. Nesse sentido, a CCEE (2020) aponta: ganhos na representação de parâmetros diversos que afetam o preço (por exemplo: curva de carga, variabilidade de fontes não despacháveis e restrições operativas), melhorando a previsibilidade; possível redução de Encargos de Serviço do Sistema (ESS), por revelar componentes do custo sistêmico (tais quais as limitações de transmissão e rampas); novas oportunidades de negócio, estimuladas por sinais econômicos mais claros.

Dentre as oportunidades de negócios vislumbradas, tenderão a ser estimulados avanços nas tecnologias de geração distribuída e armazenamento de energia elétrica, fornecendo uma maior autonomia e flexibilidade aos agentes. Além disso, é esperada e necessária uma aceleração da transformação digital do setor (soluções inteligentes e bancos de dados), otimizando a capacidade de monitoramento e fortalecendo a tomada de decisão baseada em dados.

É importante ressaltar que existe uma série de modelos auxiliares para o planejamento da operação que são utilizados pelo setor para fornecer os dados de entrada necessários para utilização dos modelos de otimização, mas que não são o foco desse trabalho. Estes modelos auxiliares são de previsão de carga, previsão de geração eólica, geração de cenários ou previsão de afluências, cronograma de manutenção das usinas, entre outros.

2 Frente Estudos de Mercado e Construção de Cenários

2.1 Eixo Construção de Cenários

A abordagem de cenários desenvolvida nesta pesquisa busca propiciar a avaliação dos impactos da inserção de parques eólicos e de parques híbridos no submercado SE/CO, no norte de Minas Gerais (MG), comparando-se resultados operacionais do SIN sob condições distintas. Nesse sentido, foram construídos dois cenários base, com hidrologias do período seco e do período úmido, utilizados para esta análise comparativa. Assim, garantiu-se a devida consideração da sazonalidade inerente aos recursos energéticos renováveis, principalmente a fonte hidráulica, que tem participação majoritária na matriz brasileira, e ao comportamento da demanda.

No processo de construção dos cenários base, foram formuladas situações de estresse do sistema, a fim de se verificar o seu desempenho diante de circunstâncias adversas. Para isso, foram assumidas as seguintes premissas principais: baixa disponibilidade hídrica, carga elevada e a infraestrutura atual quando do início das atividades de modelagem. A metodologia se concentrou em uma perspectiva de realocação de energia entre os submercados NE e SE/CO baseada em seu histórico de intercâmbios. A seguir, constam os descritivos da atualização dos casos base e da de inserção, ambas aplicadas à cadeia completa de modelos.

2.2 Criação dos casos base

No modelo NEWAVE, verificou-se um tipo de informação impactada por condições sazonais: os agrupamentos de intercâmbios e seus limites. Por consequência dessa verificação, passaram a ser utilizados como referência para tal representação os dados de 02/2020 para o período úmido e os dados de 10/2020 para o período seco.

No modelo DECOMP, ajustou-se nos cenários de ambos os períodos a sazonalidade referente à geração de renováveis, inserida no bloco das pequenas usinas não simuladas, que antes utilizavam as informações de 08/2020. Especificamente no caso seco, também foram atualizadas as informações de GNL e carga supracitadas, bem como a adequação dos registros de usinas hidrelétricas do GEVAZP frente aos do DECOMP, que não havia sido realizada no primeiro momento.

Por fim, no modelo DESSEM, foram aplicadas as revisões correspondentes para os aspectos de sazonalidade de renováveis nos casos úmido e seco. No caso do período seco, também foram adotadas referências de carga e GNL coerentes com as modificações do DECOMP.

Em suma, os cenários construídos foram revisitados e refinados, gerando novas funções de custo futuro para encadeamento dos modelos, tendo como referência as seguintes características principais:

- **Seco:** infraestrutura de 08/2020, carga de 10/2020, hidrologia de 10/2017 e renováveis (pequenas usinas) de 10/2020, com aspectos sazonais associados ao mês de outubro.
- **Úmido:** infraestrutura de agosto/2020, carga de 02/2020, hidrologia de 02/2015 e renováveis (pequenas usinas) de 02/2020, com aspectos sazonais associados ao mês de fevereiro.

2.3 Inserção da Eólica e da Híbrida no Submercado Sudeste/Centro-Oeste

Em sequência à fase prévia de construção dos cenários base de hidrologia desfavorável para os períodos úmido e seco, esta subseção se dedica a iniciar a discussão acerca da formulação de cenários alternativos para estudo dos impactos da inserção eólica e inserção de usinas híbridas no submercado SE/CO.

A área de estudo do projeto está situada no município de Brasília de Minas, em Minas Gerais (MG), estado que possui um potencial eólico de 39 GW relacionado a aerogeradores de 100 m de altura, de acordo com seu respectivo Atlas Eólico[1]. Este município faz parte da microrregião de Montes Claros, que é apontada pelo documento como uma das áreas mais promissoras para este tipo de empreendimento no estado.

Para concluir tal análise, foram realizadas estimativas de geração de um parque tipo pela Horizonte Energias Renováveis. considerando 10 aerogeradores WEG AGW 147, com 4,2 MW de potência e 125 metros de altura.

Já para a produção solar, a opção mais representativa foi a seleção de dados de geração de parques solares nas proximidades do projeto. Para isso, foram identificados parques existentes na região de Minas Gerais que já iniciaram sua produção comercial. Nota-se, no entanto, que das usinas possíveis apenas os dados de produção energética de Pirapora são apresentados na base de dados do ONS[2] com discretização horária. Por este motivo foi selecionado o UFV Pirapora 2 (complexo solar Pirapora) para representar de forma preliminar a produção solar desta pesquisa.

Para manter o equilíbrio do sistema, isto é, para não haver inserção de oferta acima do existente no sistema atual, foi realocado parte da capacidade eólica instalada no NE para o SE/CO. A inserção de fonte eólica e híbrida no submercado SE/CO acompanhada da retirada de montantes equivalentes do submercado NE permite manter o equilíbrio global original do sistema. Além disso, é considerada uma inserção coerente com a taxa de expansão já prevista atualmente para renováveis no médio prazo.

Para estimar a capacidade de um parque com usinas eólicas ou híbridas foi observada na transferência de energia do NE para o SE/CO verificada durante o período seco, que corresponde à época de maior disponibilidade eólica e, consequentemente, maior exportação do NE. Assim, garantiu-se que a capacidade retirada de desse submercado para inserção no SE/CO não prejudicaria seu atendimento interno. Portanto, obteve-se uma capacidade instalada estimada em 5.587 MW, que corresponde a 40,9% da total existente no NE.

A partir dos dados de entrada apresentados, foram calculadas médias horárias mensais de cada um dos empreendimentos e a proporção eólico-solar que aproxime a produção média da produção máxima do complexo. A partir disso, foi obtida como proporção eólico-solar ideal a proporção 79%/21% MW/MW. Considerando que o empreendimento eólico já modelado possui potência de 42 MW, foram considerados 11 MW de potência instalada solar, resultando em uma potência total do projeto híbrido de 53 MW.

Nota-se uma vantagem operativa que decorre da complementariedade entre as fontes. Conforme a Figura 4, pode-se observar que a energia solar é capaz de suprir um pouco da queda de geração eólica no período diurno, contribuindo para um perfil de geração final mais linearizado.

[1] Atlas Eólico: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2021/03/atlas-eolico-mg.pdf>

[2] ONS: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>

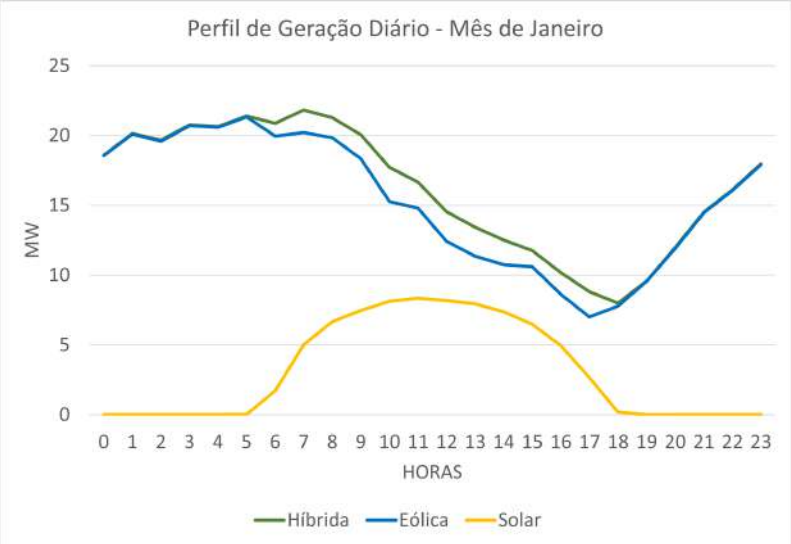


Figura 4 – Perfil de Geração Diário - Mês de Janeiro

O fator de capacidade mensal de cada uma das fontes é expresso na Tabela 2.

	Eólica	**Solar**	**Híbrida**
Janeiro	31,14%	28,48%	30,58%
Fevereiro	30,52%	24,36%	29,25%
Março	30,83%	27,60%	30,17%
Abril	39,36%	25,24%	36,43%
Maio	42,52%	25,02%	38,89%
Junho	51,14%	24,91%	45,70%
Julho	55,00%	27,29%	49,26%
Agosto	56,52%	28,96%	50,81%
Setembro	53,69%	32,75%	49,34%
Outubro	45,74%	28,17%	42,09%
Novembro	32,79%	27,20%	31,62%
Dezembro	27,48%	28,47%	27,68%
Média	41,45%	27,37%	38,49%

Tabela 2 – Fator de Capacidade

Para fazermos uma comparação justa entre essas fontes, decidimos igualar a quantidade total de energia anual adicionada ao modelo. Em outras palavras, aumentamos a fonte eólica, mantendo seu fator de capacidade, de forma a uniformizar a energia total anual a ser inserida nos modelos. A Figura 5 mostra a diferença em MWmed entre as fontes em cada um dos meses depois desse ajuste. Podemos ver que há uma maior quantidade de MWmed mensal da fonte puramente eólica no período seco, enquanto que no período úmido vemos a fonte híbrida ter uma maior geração.

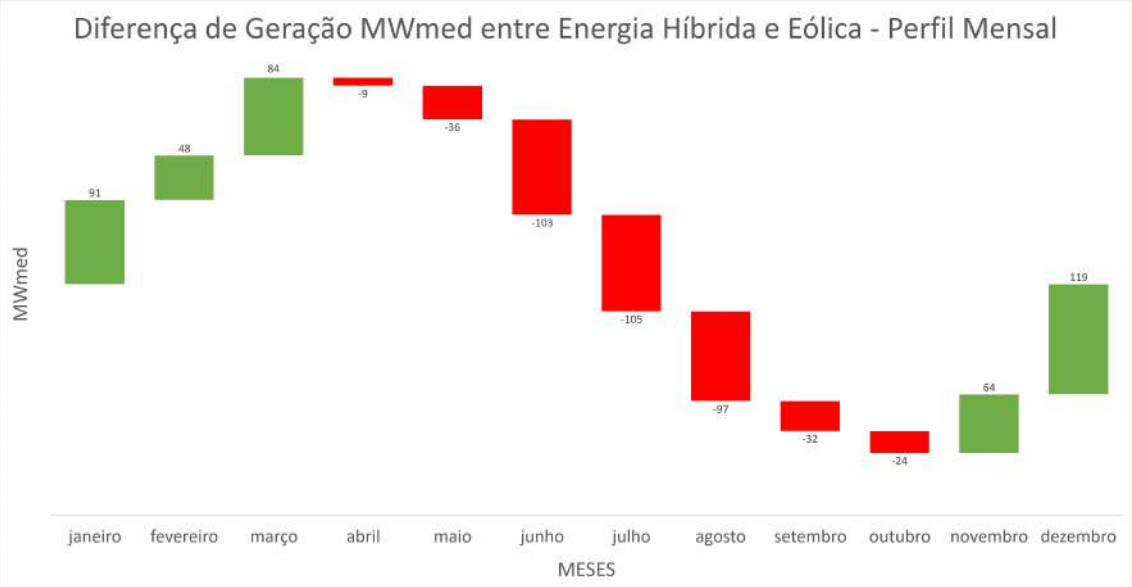


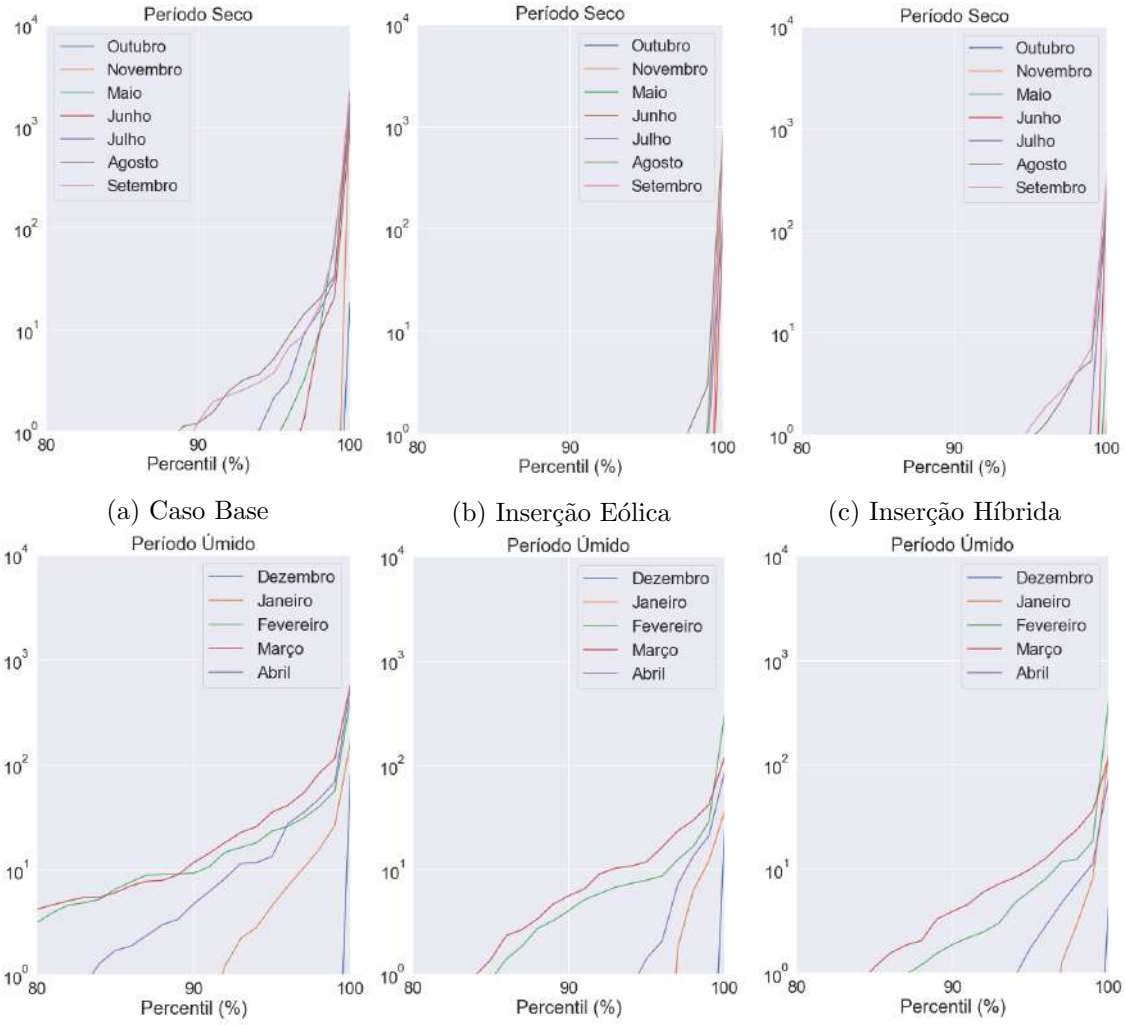
Figura 5 – Diferença de Geração em MWmed entre Energia Híbrida e Eólica - Perfil Mensal

A partir desses dados, a inserção dessas fontes em cada um dos modelos foi feita da seguinte maneira:

- No modelo NEWAVE, foram adicionados no submercado SE/CO montantes de geração não simulada proporcionais ao fator de capacidade de cada mês do ano, acompanhados das respectivas subtrações no NE. Os quantitativos foram ponderados pela taxa de crescimento de tal fonte prevista originalmente para o NE, considerando a variação percentual entre anos adjacentes para cada mês.
- No DECOMP foram utilizados diretamente os dados de fevereiro e março para o caso úmido, bem como de outubro e novembro para o caso seco. Segundo a mesma lógica, foi adicionada a nova geração não simulada no submercado SE/CO, acompanhada de sua subtração no NE.
- Já no DESSEM, por ser um modelo com alto nível de detalhamento, foi realizada a retirada de plantas reais individualizadas, em contraponto à inserção das usinas.

3 Resultados

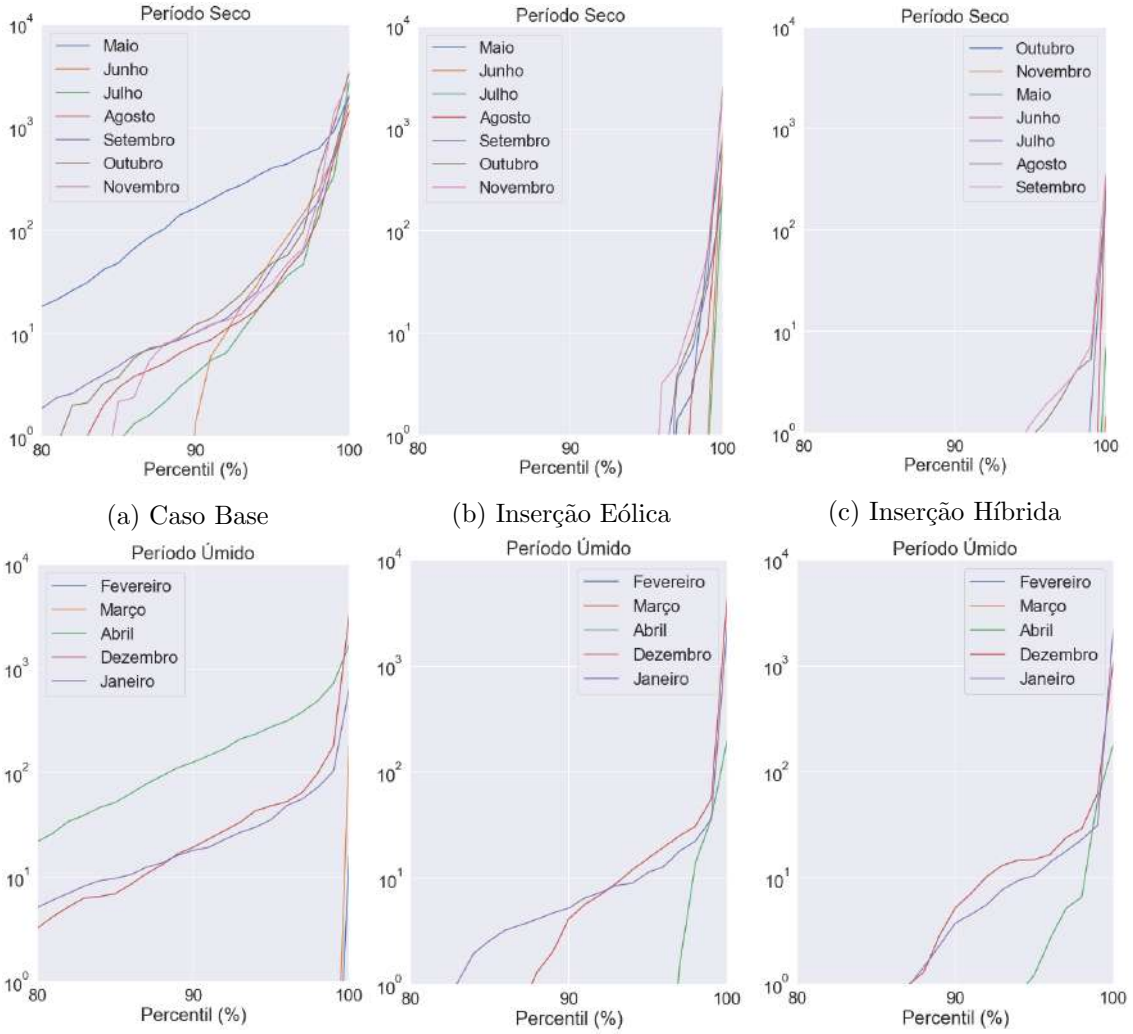
Nesta seção, concentramos apenas os resultados mais importantes de nossa pesquisa. No modelo NEWAVE, a diferença de CMO dos submercados de maior interesse para o projeto, SE/CO e NE, é apresentado em forma de percentil, em escala logarítmica, nos gráficos das Figuras 6 e 7 para o cenário base e com inserção das fontes, para ambos os casos. Essa análise, por sua vez, nos permite observar como a inserção das fontes diminui significantemente o risco de submercado, uma vez que as diferenças de CMO diminuem em relação aos casos de inserção. É interessante frisar que, principalmente no período úmido onde a geração de energia solar é mais intensa, as composições híbridas se sobressaem um pouco mais com relação a eólica.



(a) Caso Base (b) Inserção Eólica (c) Inserção Híbrida

(d) Caso Base (e) Inserção Eólica (f) Inserção Híbrida

Figura 6 – Diferença de CMO entre Nordeste e Sudeste no primeiro ano de estudo no Caso Seco.

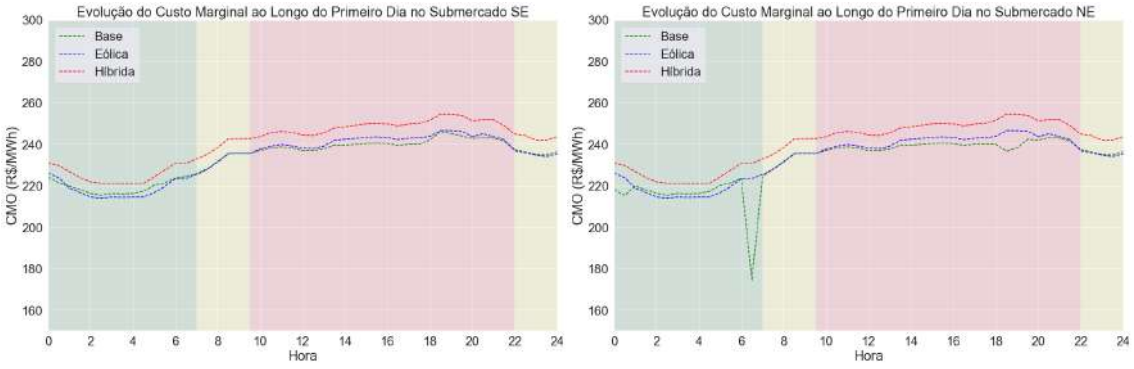


(a) Caso Base (b) Inserção Eólica (c) Inserção Híbrida

(d) Caso Base (e) Inserção Eólica (f) Inserção Híbrida

Figura 7 – Diferença de CMO entre Nordeste e Sudeste no primeiro ano de estudo no Caso Úmido.

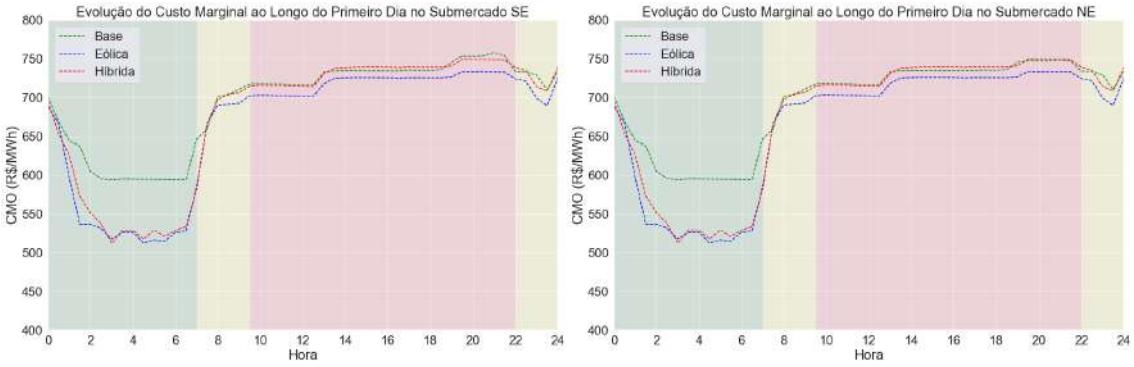
No modelo DESSEM, o resultado expresso nas Figuras 8 e 9 mostra o CMO nos submercados SE e NE para o primeiro dia de estudo, contemplando os casos base e de inserção das fontes referentes aos casos seco e úmido. No caso seco, observamos um comportamento similar entre as fontes. Em especial, a composição híbrida se mostra com CMO relativamente mais alto do que a fonte eólica e o caso base, como mostra a Figura 8.



(a) Sudeste (b) Nordeste

Figura 8 – Evolução do Custo Marginal ao Longo do Primeiro Dia - Caso Seco

Já no período úmido, há um ganho significativo no que diz respeito à redução do CMO. Observamos que no patamar leve, a inserção das fontes eólicas e híbridas reduziram significantemente com relação ao caso base.



(a) Sudeste (b) Nordeste

Figura 9 – Evolução do Custo Marginal ao Longo do Primeiro Dia - Caso Úmido

Considerações finais

O objetivo deste trabalho foi realizar um estudo sobre a operação sob a ótica de diversos cenários de inserção de usinas eólicas e usinas híbridas eólico-fotovoltaicas no submercado Sudeste/Centro-Oeste. Observamos que há grande vantagem na inserção dessas fontes, principalmente com relação ao custo marginal de operação. A inserção destas fontes, por sua vez, diminui em grande proporção o CMO diário no período úmido para o patamar leve. Além disso, mostramos uma diminuição significativa da diferença de CMO entre o submercado SE/CO e NE, indicando redução do risco de submercado. Por fim, notamos que as diferenças entre a inserção de usinas puramente eólicas e usinas híbridas não foram tão significativas, tendo ganhos e perdas em diferentes contextos.

Agradecimento

Os autores gostariam de agradecer a Aliança Geração de Energia S.A. pelo suporte concedido através do Programa de P&D regulado pela ANEEL. Este trabalho apresenta

parte dos resultados obtidos a partir do projeto de P&D executado pela FGV Energia.

Referências

BARCELLA, F. R. B. Marciano dos S. Energia eólica e os impactos socioambientais: Estudo de caso em parque eólico do Rio Grande do Sul, Brasil. *Revista de Ciências Ambientais*, 2012. Citado na página 3.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Regras de Comercialização: Preço de Liquidação das Diferenças. Versão 20.2.0*. Rio de Janeiro, 2020. Citado na página 8.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Manual de Referência DECOMP – Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo*. Rio de Janeiro, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 7.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *NEWAVE – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo*. Rio de Janeiro, 2018. Citado na página 6.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Manual de Metodologia – Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Modelo DESSEM*. Rio de Janeiro, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 5 e 10.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Projeto NEWAVE– Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo - Manual do Usuário*. Rio de Janeiro, 2019. Citado na página 6.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. *Resolução Nº 7, de 14 de dezembro de 2016*. Rio de Janeiro, 2016. Citado na página 8.

CâMARA DE COMERCIALIZAçãO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Panorama do PLD Horário. Portal do Aprendizado*. Rio de Janeiro, 2020. Citado na página 10.

GOMES, M. S. *Análise da Complementariedade Energética de usinas híbridas Eólico-Fotovoltaicas na região nordeste do Brasil*. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Federal de Santa Catarina - Campus Araranguá, 2021. Citado na página 3.

GOMES, M. S. de S. *Proposta de uma metodologia para utilização de energia eólica offshore no litoral do sudeste do Brasil*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de São Carlos, 2018. Citado na página 3.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Consulta Pública Nº 33, de 05 de julho de 2017. Aprimoramento do marco legal do setor elétrico*. Rio de Janeiro, 2017. Citado na página 8.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Nota Informativa CPAMP, de 06 de junho de 2018*. Rio de Janeiro, 2018. Citado na página 8.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Consulta Pública Nº 71, de 30 de abril de 2019. Documentação técnica do GT Metodologia da CPAMP - modelo e formação do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD horário (Preço Horário)*. Rio de Janeiro, 2019. Citado na página 9.

ORTIZ G. P.; KAMPEL, M. Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil. *Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais*, 2011. Citado na página 3.

ROBLES, R. M. S. *Estimativa do recurso associado a um parque eólico e solução ótima de integração do parque numa rede elétrica do sudeste brasileiro*. Dissertação (Mestrado) — Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2011. Citado na página 3.

SILVA, R. P. L. . D. F. d. C. Dione Galvão da. Caracterização do potencial eólico em Seropédica (RJ). *Revista Energia na Agricultura*, 2013. Citado na página 3.

PROJETOS DE HIDROGÊNIO VERDE AO LONGO DA CADEIA DE VALOR

Jéssica Rayany Rodrigues Silva[1], Lara Luana Cirilo Silva[2], David Cassimiro de Melo [3], Rafael Monteiro de Vasconcelos [4], Mario Orestes Aguirre González[5]

[1, 2, 3, 4, 5] Creation Research Group – Grupo de Pesquisa em Inovação de Produtos e Processos em Energias Renováveis/Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção/UFRN

jessica.rodrigues.115@ufrn.edu.br; lara.cirilo.080@ufrn.edu.br; david.cassimiro.096@ufrn.edu.br; rafaelmonteirov@yahoo.com.br; mario.gonzalez@ufrn.br

RESUMO

O hidrogênio é reconhecido por agências internacionais do setor de energia como uma tecnologia disruptiva e como o pilar central da descarbonização mundial. Dentre as fontes de eletricidade para sua produção, a eólica *offshore* é a que apresenta o maior potencial para melhorar a economia dos projetos de hidrogênio verde devido à competitividade de custos e escalabilidade. Uma economia de hidrogênio consistente se dará com um aumento do número de projetos ao longo de sua cadeia de valor. Deste modo, este estudo objetiva analisar o cenário de tecnologias de projetos comerciais de H_2V ao longo de sua cadeia de valor nas etapas de Produção, Armazenamento, Transporte e Uso final. O procedimento da pesquisa se deu em três etapas: pesquisa teórica, a fim de mapear a cadeia de valor do H_2V; estudo de casos, com coleta de dados sobre *hubs* de H_2V; e análise intercasos. Os resultados indicam que, na Produção, a principal rota é a eletrólise, com estimativas de projetos em larga escala com utilização do eletrolisador do tipo PEM; No Armazenamento estacionário, as formas líquida e gasosa são comercialmente usadas; Na exportação, os projetos indicam o hidrogênio liquefeito e amônia; No Transporte com médias distâncias é utilizado o H_2 gasoso via dutos ou caminhões; No Uso final, além da exportação, os setores de produtos químicos, usos industriais e gerações de calor são os mais citados. Em conclusão, o hidrogênio verde gerado pela energia eólica *offshore* se tornará uma nova fonte de energia significativa, melhorarando os esforços globais de descarbonização.

Palavras-chave: Cadeia de valor. Hidrogênio renovável. Segurança energética.

ABSTRACT

The hydrogen is recognized by international energy agencies as a disruptive technology and as a central pillar of the global energy transition. Of all renewable energies, offshore wind has the highest potential to improve the economics of green hydrogen projects due to cost-competitiveness and scalability. A hydrogen economy will be achieved through the increasing number of projects among its value chain. Thus, this study aims to analyze the scenario of technologies of commercial green hydrogen projects along its value chain in the stages of Production, Storage, Transport and End-use. The research involved three phases: Theoretical research to map the H2V value chain; Case studies, with data collection on H2V hubs; and Inter-case analysis. The results indicate that, in the Production stage, the main route of GH2 production is electrolysis, with a perspective of large-scale projects using PEM electrolysers; In Stationary Storage, both liquid and gaseous forms are commercially used; For exportation, the projects indicate Liquefied hydrogen (LH_2) or Ammonia (NH3); In Transport over medium distances, gaseous H2 is used via pipelines or trucks; In End-use, beyond exportations, the sectors of chemical

products, industrial uses and heat generation are the main ones cited. In conclusion, the green hydrogen generated by offshore wind will become a significant new power source to improve global decarbonization efforts.
Keywords: Value chain. Renewable Hydrogen. Energy security.

1 INTRODUÇÃO

Pautas ambientais e a mudança climática global culminaram na necessidade de transformação do sistema energético global. Em 2015, foram instituídos o Acordo de Paris e os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Dentre os principais objetivos estão a limitação do aumento da temperatura global neste século a 2°C e a ampliação dos esforços para conter a 1,5°C esse aumento (UNITED NATIONS, 2015). Para que esse objetivo seja atingido, são necessárias emissões líquidas zero (*net zero emissions*) até 2050, com redução de 45% dos Gases de Efeito Estufa (GEE) até 2030 e o alcance da neutralidade até 2050 em relação aos níveis pré-industriais (IPCC, 2018).

Neste cenário de descarbonização, uma quantidade significativa de Fontes de Energias Renováveis (FER) precisa ser integrada as matrizes energéticas dos países. O principal obstáculo é o caráter variável e intermitente dessas modalidades de energia (ESILY *et al*., 2022). Considerando que as opções de descarbonização são limitadas e a intermitência das FER, o hidrogênio surgiu como uma opção fundamental para reduzir as emissões em setores de difícil descarbonização, além de garantir o suprimento seguro de energia renovável (IRENA, 2020). Sob esse aspecto, o hidrogênio e os combustíveis à base desse elemento podem evitar até 60 giga toneladas (Gt) de emissões de dióxido de carbono (CO_2) entre 2021-2050, no Cenário de Emissões Líquidas zero, representando 6,5% do total de reduções de emissões acumuladas (IEA, 2021b). Portanto, de acordo com o *Hydrogen Council* (2017), o hidrogênio é considerado o pilar central da transformação de energia necessária para limitar o aquecimento global.

O hidrogênio foi reconhecido como tecnologia disruptiva pelas mais renomadas agências do setor de energia, como a Agência Internacional de Energia (IEA) e Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA). Logo, esse portador de energia representa o foco central das estratégias de descarbonização atualmente, sendo o seu objetivo central a garantia do suprimento seguro de energia (IRENA, 2022).

O fator segurança energética atua como um catalisador na dinâmica da transição energética para uma economia em hidrogênio, visto que esse portador de energia atua na

disponibilidade, acessibilidade, sustentabilidade e equidade de um sistema energético nacional garantindo o suprimento seguro de energia (IRENA, 2022).

No ano de 2020, a demanda global de hidrogênio foi de aproximadamente 90 milhões de toneladas (Mt) (IEA, 2021a). Além disso, os principais estudos prospectivos apontam uma demanda entre 350 e 800 milhões de toneladas por ano até 2050 para este vetor energético (IRENA, 2021b).

As estratégias nacionais de hidrogênio publicadas demostram a forma que os países enxergam e predizem o seu papel no futuro mercado de hidrogênio. As estratégias, em alguns casos, incluem planos de importação ou exportação de H_2 (IRENA, 2021a). Além dos investimentos em eletrolisadores, a produção de hidrogênio verde em grandes quantidades exigirá aumento de capacidade instalada de fontes de energias renováveis. O GWEC (2021) afirma que dentre todas as opções de eletricidade renovável, a energia eólica *offshore* tem o maior potencial para produzir hidrogênio verde devido a competitividade econômica que pode ser alcançada por meio de suas constantes inovações tecnológicas.

Ademais, uma economia de hidrogênio consistente se dará com um aumento do número de projetos, desde a sua produção a sua utilização, ou seja, em sua cadeia de valor. Atualmente este número ultrapassa 200 projetos (HYDROGEN COUNCIL, 2021).

Nesse contexto, surgiu a questão de pesquisa: **“Qual o cenário internacional quanto ao desenvolvimento de tecnologias e projetos ao longo da cadeia de valor do hidrogênio verde?”**. Diante disso, este artigo tem por objetivo analisar qual o cenário de tecnologias e projetos comerciais de hidrogênio verde (H_2V) que abrangem as etapas de (i) Produção; (ii) Armazenamento, Distribuição, Transporte e Uso final, ou seja, sua cadeia de valor.

O artigo está estruturado em seis seções: a presente seção 1 apresenta uma introdução e contextualização sobre o tema hidrogênio verde; a seção 2 apresenta a revisão da literatura sobre o hidrogênio verde e sua cadeia de valor; a seção 3 compreende os métodos, procedimentos e processos de pesquisa; a seção 4 traz a descrição dos estudos de caso relacionados aos *hubs* de H2V; a seção 5 apresenta uma análise intercasos; e, por fim, a seção 6 apresenta os resultados, observações, conclusões e recomendações para estudos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Hidrogênio Verde: Aspectos Fisico-Químicos e Classificação de Cores

O hidrogênio (H) é o elemento químico mais simples, leve e conhecido na terra. Devido às propriedades físico-químicas do gás hidrogênio (H_2), sua densidade energética e a possibilidade de uso em diferentes setores, o desenvolvimento de uma economia em torno desse portador de energia se tornou atrativa. Rahman e Wahid (2021) sintetizam as principais características físico-químicas do gás hidrogênio (hidrogênio diatômico), conforme Quadro 1.

Quadro 1 – Características físico-químicas do gás hidrogênio (H_2).

Propriedades	Hidrogênio (H_2)
Massa molar	2.016
Densidade na CNTP (kg/m3)	0.08375
Viscosidade na CNTP (Pa s)	0.89×10^{-5}
Capacidade calorifica (kJ/g)	120–142
Limites de inflamabilidade [vol% in air]	4–75
Temperatura de autoignição [◦C]	585
Limite de detonabilidade [vol% in air]	11–59
Coeficiente de difusão no ar CNTP [cm2 /s]	0.61

Fonte: Rahman e Wahid (2021).

O hidrogênio diatômico (H_2) está disponível na natureza em sua associação com oxigênio (água) e com carbono (SADIK-ZADA, 2021). Dessa forma, o H_2 pode ser obtido a partir de duas principais fontes: combustíveis fosseis e fontes renováveis de energia. O hidrogênio recebe uma classificação de cores de acordo com sua fonte de produção e emissão de gases de efeito estufa GEE, que corresponde às cores cinza, azul e verde (Figura 1) (IRENA, 2020). O hidrogênio verde é o mais adequado para uma transição energética totalmente sustentável, pois é obtido a partir de FER (ESILY *et al.*, 2022).

Figura 1 - Classificação de cores do Hidrogênio.

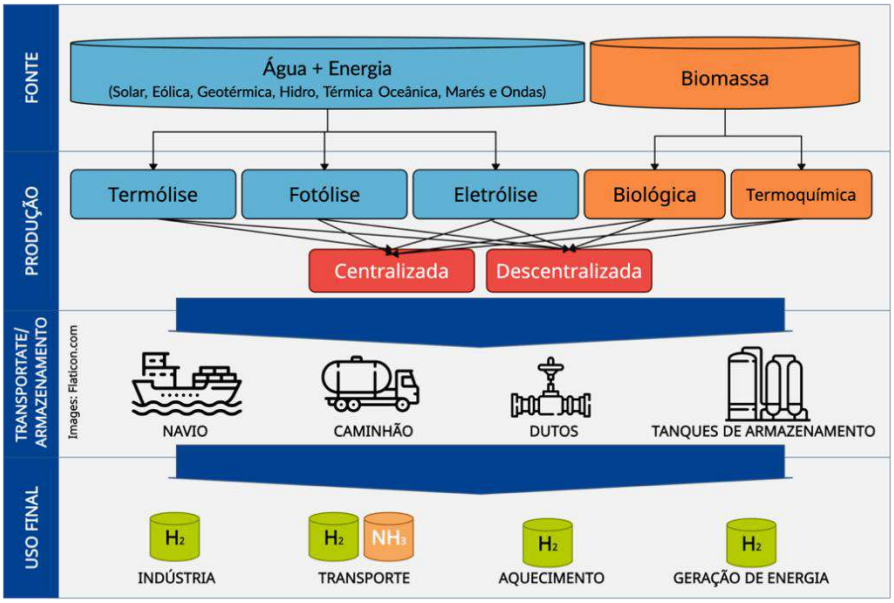
HIDROGÊNIO CINZA	*HIDROGÊNIO AZUL*	*HIDROGÊNIO VERDE*
Produzido a partir da reforma a vapor do metano	Produzido a partir da reforma a vapor do metano. Este método utiliza captura e armazenamento de carbono	Produzido a partir de fontes de energia renováveis

Fonte: IRENA (2020).

2.2 Cadeia de Valor do Hidrogênio Verde

Cadeia de valor pode ser definida como uma rede de instalações que converte matérias-primas de baixo valor e/ou recursos primários em produtos e/ou serviços de alto valor e os entrega aos clientes a fim de criar benefícios econômicos, ambientais ou sociais (SAMSATLI; SAMSATLI, 2019). A cadeia de valor do hidrogênio verde consiste nas etapas de: produção, compressão, armazenamento e transporte (Figura 2) (LEBROUHI *et al.*, 2022; EISILY *et al.*, 2022; LEE; KIM, 2021; MASSIP MACÍA, 2021; VIDAS; CASTRO, 2021).

Figura 2 - Cadeia de valor do hidrogênio verde.



Fonte: Adaptado de Partidário *et al.* (2020); Nikolaidis e Poullikkas (2017); DNV GL (2018); IRENA (2021b).

2.2.1 Produção

Os métodos de produção de hidrogênio são divididos a partir de duas principais fontes: combustíveis fósseis e fontes renováveis de energia (NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017). Na atualidade, a maior parte do hidrogênio é produzido por meio da conversão de combustíveis fósseis (YU; WANG; VREDENBURG, 2021).

No entanto, existe a necessidade de produzir este recurso energético de forma ambientalmente correta e sustentável. Para isso, faz-se necessário o uso de tecnologias com baixa, ou nenhuma, emissão de GEE. Nikolaids e Poullikkas (2017) sintetizam essas rotas de produção em duas principais vertentes: a biomassa e a divisão da água.

2.2.1.1 Biomassa

A biomassa é uma fonte renovável de energia primária derivada de material vegetal, animal e resíduos dessa matéria orgânica. Os métodos de produção de hidrogênio verde a partir dessa fonte dividem-se em dois grandes grupos: termoquímico e biológico.

i. Termoquímico: Esta tecnologia converte materiais orgânicos carbonáceos em monóxido ou dióxido de carbono e hidrogênio, em condições de altas temperaturas. Envolve os processos de (i) pirólise e (ii) gaseificação (VIDAS; CASTRO, 2021). (i) A pirólise da biomassa é o processo termoquímico de geração de óleos líquidos, carvão sólido e compostos gasosos pelo aquecimento da biomassa na ausência total de oxigênio, exceto em casos nos quais a combustão parcial é permitida para fornecer a energia térmica necessária para o processo (NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017). (ii) A gaseificação da biomassa é a conversão termoquímica da biomassa em um combustível gasoso, chamado gás de síntese, em um meio de gaseificação, como ar, oxigênio e/ou vapor. O gás de síntese produzido é submetido ao processo de produção de hidrogênio como no processo de pirólise (NAZIR *et al.*, 2020).

ii. Biológica: A produção biológica de hidrogênio pode ser dividida em (i) fotólise e (ii) processos fermentativos. No processo de fotólise, o hidrogênio é produzido por algumas bactérias ou algas diretamente por meio de seu sistema de enzima hidrogenase ou nitrogenase. As rotas fermentativas são processos nos quais os materiais contendo carboidratos são convertidos em ácidos orgânicos e, em seguida, em gás hidrogênio utilizando tecnologias de bioprocessamento (NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017).

2.2.1.2 Divisão da água

Apesar de existirem diversos métodos advindos de fontes renováveis, o mais comum utiliza como matéria prima a água, por meio da dissociação das moléculas em hidrogênio e oxigênio. Essa dissociação pode ocorrer em três processos distintos: termólise, fotólise e eletrólise.

i. Termólise*:* A termólise da água, também conhecida como dissociação térmica, realiza a divisão da molécula de água mediante o fornecimento de energia na forma de calor (NAZIR *et al.*, 2020). Neste processo, a temperatura é fornecida até o rompimento das ligações entre o hidrogênio e o oxigênio. Esta rota possui duas modalidades: decomposição da água em um único estágio (exclusivamente térmico) ou múltiplos estágios (Termoquímico) (DINCER; ACAR, 2015).

ii. Fotólise: Para a fotólise, fotocatalisadores são aplicados em um ou ambos os eletrodos. Além da necessidade de exposição à radiação solar, a célula deve ser sustentada por eletricidade para conduzir o processo, o qual tem início quando um fóton igual ou maior à do semicondutor atinge a superfície semicondutora do ânodo. Um par de elétrons é gerado e separado pelo campo elétrico entre o semicondutor e o eletrólito, obtendo como subproduto H_2 e O_2 (DINCER; ACAR, 2015).

iii. Eletrólise: A eletrólise é um dos métodos de produção de hidrogênio mais difundidos e estabelecidos. O processo consiste na oxi-redução das moléculas de água, promovida pela utilização de uma corrente elétrica direta. O processo de separação consiste na imersão do Cátodo e do Ânodo em um fluido eletrolítico, de modo que, quando a eletricidade é fornecida a água divide-se em: hidrogênio, no cátodo, e oxigênio, no ânodo (NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017). As tecnologias de eletrolisadores estabelecidas são: Alcalinas, Membrana de Troca de Prótons (PEM), Membrana de Troca de Ânions (AEM) e de Óxido Sólido (SOEC). Projetos comerciais geralmente utilizam as tecnologias Alcalina e PEM. Os sistemas de SOEC e AEM ainda estão em fase de Pesquisa & Desenvolvimento (LEBROUHI *et al*., 2022).

2.2.2 Armazenamento e transporte

Do ponto de vista ambiental e econômico, o trânsito e o armazenamento de hidrogênio são cruciais para a sustentabilidade de longo prazo da cadeia de valor. É preciso muita energia para liquefazer ou comprimir o hidrogênio ou transformá-lo em um produto químico mais controlável, como amônia ou até mesmo outros transportadores de hidrogênio orgânico líquido (LOHC). Além disso, a possibilidade de misturar hidrogênio em redes de gás natural existentes é levado em consideração no início do processo de desenvolvimento (ESILY *et al*., 2022).

2.2.2.1 Armazenamento

O armazenamento é necessário em muitos pontos da cadeia de valor do H_2V. Esse processo estacionário ocorre em terminais, por exemplo em portos. A estrutura física, volume, duração e outros fatores operacionais devem ser garantidos, pois influenciam em pontos posteriores (ESILY *et al*., 2022). O hidrogênio pode ser armazenado nas formas:

Gasoso, Liquefeito, Sólido e Hidretos químicos, por meio dos Líquidos Orgânicos Carreadores (LOHC) e Amônia. Lebrouhi *et al.* (2022) descrevem esses métodos:

Gasoso: O hidrogênio pode ser comprimido e armazenado como gás pressurizado em cilindros, tanques ou cavernas subterrâneas. A pressão para esta forma de armazenamento é de até 700 bar.

Liquefeito: Esse tipo de armazenamento requer uma quantidade considerável de energia no processo de resfriamento, pois o hidrogênio muda o seu estado físico a -253°C. Além disso, este método requer um tanque complexo isolado a vácuo.

Sólido: Ao deixar o hidrogênio gasoso reagir com um metal, no chamado processo de hidrogenação, são formados hidretos metálicos. Isso permite um armazenamento de alta densidade devido às ligações químicas entre os átomos do metal e o de hidrogênio.

Hidretos químicos: É possível aumentar a densidade de armazenamento do hidrogênio ligando-o quimicamente a carreadores químicos de hidrogênio, como amônia, metanol e ácido fórmico. O estado líquido do hidreto químico simplifica o transporte e a transferência de calor e massa dos processos de hidrogenação e desidrogenação.

2.2.2.2 Transporte

Sobre o processo de distribuição e transporte de hidrogênio estão os modais: rodoviário, por meio de caminhões; dutoviário, por meio de dutos, reaproveitados da infraestrutura de gás natural ou dedicados ao transporte de H_2; ou aquaviários, por meio de navios, os quais transportam LOHCs ou hidrogênio liquefeito.

O transporte via caminhões é utilizado para menores cargas e em curtas distâncias. Já os dutos são a forma mais econômica de transmitir hidrogênio em médias distâncias. (TIMMERBERG; KALTSCHMITT, 2019). Navios de NH_3 são estimados como um dos mais competitivos meios transportes de hidrogênio a longas distâncias do mundo, capazes de transportar grandes volume de forma mais economicamente viável. É oportuno mencionar o conceito de produzir hidrogênio em locais de baixo custo e entregá-lo onde há um consumo significativo de hidrogênio, mas opções limitadas para produção (ESILY *et al.*, 2022), ou seja, navios de amônia serão a principal rota para a exportação intercontinental de hidrogênio.

3 MÉTODO DA PESQUISA

Este estudo caracteriza-se como **pesquisa aplicada,** já que sua finalidade é identificar o cenário internacional relacionado ao desenvolvimento de projetos ao longo da cadeia de valor do H_2V.

No que tange a classificação dos objetivos, o estudo possui características **exploratórias** e **descritivas.** A primeira característica se deu por meio da necessidade de um levantamento bibliográfico e documental. A característica descritiva se deu pelo estabelecimento de correlações entre as variáveis encontradas. Por conseguinte, a pesquisa possui abordagem **qualitativa**, haja vista que foi investigada de forma teórica e descritiva. Dentre os procedimentos realizados para este estudo, os métodos de **pesquisa bibliográfica** e **estudo de caso** foram utilizados.

O procedimento da pesquisa se deu em três etapas: (i) pesquisa teórica; (ii) estudo de casos; (iii) análise intercasos. A Pesquisa teórica englobou uma revisão bibliográfica, tradicional e sistemática, a respeito do tema cadeia de valor do hidrogênio verde. Posteriormente, foi realizado o (ii) estudo de caso, o qual consistiu em um estudo documental sobre *Hubs* de H_2V. Foram analisadas as variáveis técnicas e operacionais das atividades de produção, armazenamento, distribuição e transporte de H_2V. Posteriormente aos estudos de caso individuais, foi realizado uma análise intercasos, com o objetivo de estabelecer uma correlação entre as variáveis encontradas.

Ao realizar pesquisas baseadas em estudo de casos, a seleção de casos deve ser baseada em critérios que se conectem diretamente à questão de pesquisa por trás do estudo proposto (YIN, 2009; VOSS *et al.*, 2002). Para análise do cenário nacional brasileiro, foram selecionados os *hubs* do Projeto *Base One* (Porto do Pecém/Brasil) e da Planta Piloto Shell (Porto do Açu/Brasil). Já para análise do cenário internacional, foram selecionados os *hubs* do Porto de New Castle/Austrália, do Porto de Eemshaven/Holanda e do Projeto Gigastack/Reino Unido.

4 ESTUDOS DE CASO EM *HUBS* DE HIDROGÊNIO VERDE

4.1 Projeto *Base One* (Enegix *Energy*): *Hub* do Pecém/Brasil

O projeto *Base One* foi lançado pela empresa australiana Enegix Energy com o objetivo de construir uma usina de hidrogênio verde no Complexo Industrial de Pecém, no estado do Ceará. Com uma área industrial de 500 hectares, o projeto tem a finalidade

de produzir 600 mil toneladas de hidrogênio anualmente pelo processo de eletrólise, com potencial de reduzir as emissões de CO_2 em até 10 Mt/ano (GLOBE NEWSWIRE, 2021).

Como fonte de energia, o projeto utilizará a eletricidade proveniente de usinas solares e eólicas. Dentre as usinas, está a *Enerwind*, a qual atuará no suprimento de energia e será responsável por fornecer inicialmente 3,4 GW de energia para o projeto. Não obstante, existe a pretensão de expansão para mais de 100 GW, o que aumentará em cerca de 30 vezes a geração de hidrogênio inicialmente planejada. Ademais, a instalação irá gerar milhares de empregos durante a fase de construção e permitirá o emprego de centenas de funcionários operacionais em tempo integral para gerenciamento da instalação (GLOBE NEWSWIRE, 2021).

Outro aspecto destacado como uma vantagem competitiva ao projeto é a localização da unidade de produção. Devido sua proximidade a um porto de alto mar, as exportações internacionais do produto, foco do projeto, serão facilitadas. Assim, espera-se que o hidrogênio seja transportado em estado líquido para os Estados Unidos, Europa, África e Ásia (FGV EUROPE, 2022).

A empresa *Black & Veatch* será responsável pela a entrega de estudos de viabilidade, fundamentais para o avanço da criação da planta de hidrogênio verde (OFFSHORE ENERGY, 2021). O projeto tem previsão de operação no ano de 2025. Entretanto, sua operação poderá ser iniciada um pouco antes da conclusão tendo em vista que utiliza o sistema de eletrólise modular (EPBR, 2021).

4.2 Planta Piloto (Shell e Porto do Açu): *Hub* do Porto do Açu/Brasil

A planta piloto de hidrogênio verde a ser instalada no Porto do Açu, em uma parceria da empresa Shell Brasil e Porto do Açu, tem como objetivo principal fomentar o desenvolvimento da cadeia de valor da geração de hidrogênio renovável, desde os fornecedores da tecnologia, passando pelo domínio da operação de planta, até a formação de mão-de-obra especializada. O projeto prevê capacidade inicial de 10 MW, podendo chegar a 100 MW (EPBR, 2022). Os usuários finais desse projeto serão os setores de fertilizantes e produtos químicos, matéria prima industrial, energia e calor, transportes e outros (SHELL, 2022).

O projeto da planta piloto está dividido em 3 fases: Fase 1 – Planta demonstrativa de eletrólise; Fase 2 – Expansão da capacidade da planta; Fase 3 – Expansão da capacidade com integração de fontes de energia renovável (SHELL, 2022).

Fase 1 - A energia elétrica oriunda da rede nacional é conectada à planta de eletrólise, que terá como principal produto o hidrogênio renovável. Parte do hidrogênio gerado é destinado à armazenagem e, posteriormente, ao envio a potenciais consumidores. Além disso, o H_2 remanescente será destinado à planta de geração de amônia renovável.

Fase 2 - A planta passa por um aumento de sua capacidade de geração, permitindo assim testes em maior escala da aplicação do hidrogênio renovável, sobretudo a sua aplicação no processo de descarbonização industrial. Além disso, uma linha alternativa para testes de tecnologias pré-comerciais de eletrólise será inaugurada.

Fase 3 - A planta terá um novo aumento em sua capacidade de geração, por meio de uma conexão a uma segunda fonte de energia. Nesse cenário, a conexão com uma fonte intermitente é testada por meio da integração da geração eólica *offshore* e conexão da energia fotovoltaica através da rede nacional.

4.3 Eemshaven *Hub* - Porto de Eemshaven/Holanda

Uma economia de hidrogênio verde só pode ser realizada quando a produção, os mercados, a infraestrutura e os aspectos sociais do hidrogênio verde são desenvolvidos em interdependência entre si. O porto de Eemshaven tem um papel crucial no desenvolvimento de uma economia de hidrogênio verde no norte da Holanda. É o local onde deverá ser instalada a uma central de eletrólise de 1.000 MW e de gaseificação de biomassa de 1.000 MW. O produto principal dessas duas plantas é o hidrogênio renovável (NOORDELIJKE INNOVATION BOARD, 2019).

O Eemshaven se desenvolverá em um *hub* de eletricidade verde no qual mais de 8.000 MW de eletricidade verde estão disponíveis. Uma parte dessa eletricidade verde, pelo menos 1.000 MW, será direcionada para a produção de hidrogênio verde via eletrólise. O suprimento de eletricidade verde é a eólica *offshore*, a qual será distribuída vias cabos marinhos DC diretos (NOORDELIJKE INNOVATION BOARD, 2019).

A usina de eletrólise, de 1 GW do tipo PEM, objetiva funcionar cerca de 8.000 horas por ano. Para isso, utilizará 8 bilhões de kWh e 1,5 milhão de m^3 de água pura para

produzir 160 milhões de kg de hidrogênio. Devido a necessidade de água pura como insumo, uma planta de osmose reversa deverá produzir 1,5 milhão de m^3 de água nessas condições, usando água do mar ou água de superfície como entrada. O hidrogênio produzido no Eemshaven deve ser transportado para os mercados de hidrogênio por dutos, navios e caminhões (via hidrogênio líquido) (NOORDELIJKE INNOVATION BOARD, 2019).

Ademais, no projeto do *hub* de Eemshavem, o hidrogênio (H_2) e o dióxido de carbono (CO_2) poderão ser usados como insumos em processos químicos para produzir uma ampla variedade de produtos químicos. Dois dos principais blocos de construção da química são o metanol e a amônia (NOORDELIJKE INNOVATION BOARD, 2019).

4.4 *Port of Newcastle Green Hydrogen Hub* – Porto de New Castle/Austrália

O *Port of Newcastle Green Hydrogen Hub* tem por objetivo avançar na comercialização de hidrogênio renovável e amônia renovável para o mercado interno e realizar as oportunidades de exportação para esses e outros produtos verdes produzidos no complexo portuário. Este projeto terá produção inicial de um eletrolisador de 40 MW. Ademais, o projeto prevê a ampliação de sua capacidade de produção para eletrólise de 1 GW em sua última fase (PORT OF NEW CASTLE, 2021). Essa expressiva capacidade do eletrolisador objetiva a produzir até 150.000 toneladas de hidrogênio por ano, os quais tem por finalidade principal a exportação via navios, em rotas comerciais estabelecidas como, por exemplo, o Japão (ARENA, 2021b).

Dentre as empresas envolvidas estão: o Porto de *Newcastle*, o *Macquarie Group*, *Green Investment Group* e a Agência Australiana de Energia Renovável (ARENA) do Governo da Commonwealth (PORT OF NEW CASTLE, 2021).

O estudo de pré-viabilidade tem por objetivo avaliar e determinar uma ampla e abrangente gama de casos potenciais de uso de hidrogênio verde. Além disso, avaliará a adequação de um local ideal dentro do Porto que, dado seu grande tamanho e infraestrutura existente, tem uma gama de opções para desenvolver e escalar a infraestrutura necessária para a produção de hidrogênio e amônia verdes, os quais podem se conectar com sucesso às cadeias de suprimentos existentes na região (PORT OF NEW CASTLE, 2021). De acordo com a ARENA (2021a), o projeto será realizado em duas etapas:

O estágio 1 é principalmente uma investigação de viabilidade da área de trabalho para a implantação de 40 MW e escala até 1 GW. Se essa investigação de alto nível fornecer evidências suficientes de viabilidade, o projeto continuará para a próxima etapa.

A fase 2 envolverá investigações detalhadas e custos com foco em determinar se procederá ao *Front-end Engineering Design* (FEED).

O resultado principal do projeto será determinar se é viável proceder ao FEED e ajudar a desenvolver a visão para a indústria de hidrogênio no Vale *Hunter*. De forma mais ampla, o projeto também irá melhorar a compreensão dos principais riscos técnicos, comerciais e regulatórios das tecnologias de eletrólise em larga escala para informar futuras atividades de implantação melhorar a compreensão das oportunidades para reduzir o custo da energia renovável em toda a cadeia de fornecimento de hidrogênio e aumentar o conhecimento, habilidades e experiência na indústria de hidrogênio renovável da Austrália para projetos de hidrogênio em escala de exportação, incluindo o uso de amônia como vetor para o transporte de hidrogênio (ARENA, 2021a).

4.5 Projeto *Gigastack*/Reino Unido

O projeto *Gigastack* tem por objetivo apoiar e contribuir com a meta de emissões de gases de efeito estufa do Reino Unido para 2050. Em suma, sua principal finalidade é identificar e destacar desafios regulatórios, comerciais e técnicos para aplicações de sistemas de hidrogênio verde em escala industrial. Tal projeto tem sua execução realizada por um consórcio formado pela *ITM Power*, *Ørsted*, *Phillips 66* e *Element Energy* (Ørsted, 2020). Esse empreendimento utilizará a energia gerada pelo parque eólico *offshore Hornsea One* (1,32 GW), da *Ørsted*, para produzir hidrogênio verde (GIGASTACK, 2020).

Ademais, o *Gigastack* objetiva desenvolver tecnologias de eletrolisadores para produzir hidrogênio verde em larga escala (de 20MW a 100MW, inicialmente propostos, podendo chegar a 1 GW de eletrólise tipo PEM); conectar um dos maiores parques eólicos *offshore* do mundo com a maior região emissora de carbono do Reino Unido e descarbonizar grandes *clusters* industriais (GIGASTACK, 2021).

Seu procedimento operacional consiste em: (i) O parque eólico *offshore* Hornsea, operado pela Østerd, irá gerar energia elétrica renovável, a qual irá se conectar à rede elétrica do Reino Unido através da subestação, (ii) essa eletricidade renovável alimentará

o eletrolisador, fornecido pela empresa ITM, dividindo a molécula de água em hidrogênio e oxigênio, (iii) O hidrogênio renovável será destinado a refinaria *Phillips 66 Humber* por meio de dutos, reduzindo assim as emissões de CO_2 desse setor, em até 2Mt/ano (GIGASTACK, 2020).

O projeto é dividido em quatro fases: Fase 1 - Estudo de viabilidade (2019), Fase 2 - Primeira fase do estudo FEED e desenvolvimento das pilhas de eletrolisadores (2020-2021), Fase 3 - Segunda fase do estudo FEED e FID (2022-2023) e a Fase 4 - Construção e conexão.

Dentre os principais ativos e componentes do projeto, é possível destacar: fornecimento de água e eletricidade; subestação, conversor e cabos; eletrolisador; tratamento de água e efluentes; construção civil e uso da terra; compressores; tanques e trocadores de calor (GIGASTACK, 2021).

Sobre o uso final do hidrogênio gerado pelo projeto, a Refinaria da *Phillips 66 Limited* tem potencial utilizar esse portador de energia em quatro categorias: (i) processos de hidrotratamento, (ii) produção de combustíveis e na produção de (iii) coque e de (iv) grafite sintético. Para além da Refinaria, o hidrogênio poderá ser usado no abastecimento de veículos em escala, diretamente ou na forma de carreadores de hidrogênio, como amônia (GIGASTACK, 2021).

Ademais, o programa *Gigastack* já ajudou a criar mais de 100 empregos na construção de uma fábrica da ITM *Power*, o crescimento da capacidade de produção para 100 MW estima a geração de mais 180 empregos, predominantemente focados na manutenção de equipamentos. Uma expansão para 1 GW e poderá contribuir com até 1.700 empregos permanentes por meio da cadeia de suprimentos locais de hidrogênio (GIGASTACK, 2021).

5 ANÁLISE INTERCASOS

Por meio da análise entre os casos, foi possível observar semelhanças, bem como diferenças nas cadeias de valor dos *Hubs* de hidrogênio verde estudados. A Tabela 1 sintetiza as principais informações sobre os estudos de casos.

Dentre rotas tecnológicas existentes para a produção de hidrogênio verde, a eletrólise é a tecnologia comercial mais consolidada. Além disso, dentre os eletrolisadores comerciais, Alcalino e PEM, existe uma tendência de utilização do eletrolisador PEM

devido a sua característica modular, a qual possibilita rápida expansão da capacidade produtiva.

Considerando as fontes de eletricidade renovável, a solar e a eólica são apontadas como as principais fornecedoras de eletricidade verde para usinas H_2V devido a sua competitividade e escalabilidade (usinas com escalas de produção GW). Além da alta capacidade de geração de eletricidade verde, as plantas de produção de hidrogênio renovável já se apresentam como de alta capacidade de produção (GW) em um período de médio e longo prazo, com produção anual de milhares de toneladas.

Dentre as opções de armazenamento, existem algumas vertentes a serem consideradas: armazenamento estacionário ou armazenamento para exportação. Sobre o armazenamento estacionário, a forma gasosa é o método mais utilizado, seguido do H_2L, o qual também pode ser exportado via esta modalidade. O armazenamento via hidretos metálicos não foi mencionado em projetos comerciais. Além disso, é pertinente destacar que os projetos atuais consideram a amônia verde como um produto secundário anexo a produção de H_2V, o qual poderá vir a ser comercializado como um produto ou como um método de exportação juntamente ao hidrogênio liquefeito (H_2L).

Além disso, sobre o transporte de hidrogênio são mencionados diferentes modais a depender da distância entre o *hub* de produção e o centro de consumo. De acordo com os casos estudados, foram mencionados os modais aquaviários (para longas distâncias), dutoviários (para distâncias intermediarias) e rodoviários (para curtas distâncias e pequeno volume).

Relacionado aos usos finais para hidrogênio verde, os *hubs* e projetos estudados tem como finalidade a exportação (via amônia ou H_2L), os usos industriais, químicos e geração de calor. Sobre os impactos socioambientais, é apontado um potencial de mitigação das emissões de dióxido de carbono de milhões de toneladas anualmente. Além disso, projetos de produção eletrolítica em escala GW apresentam um potencial de geração de milhares de empregos verdes.

Tabela 1 - Análise intercasos.

HUB	País	Área	Outros produtos	Rotas de produção	Infraestrutura	Capacidade elétrica	Capacidade da planta de eletrólise	Tipo do eletrolisador	Produção de H_2V (Kg)	Potencial de mitigação de CO_2	Transporte	Tipo de armazenamento	Uso final	Geração de empregos
EEMSHAVEN	Holanda	--	Metanol e Amônia	Biomassa e eletrólise (EO + PV)	Dutos Planta de osmose reversa	8 GW	1.000 MW Funcionando 8.000 horas por ano	PEM	160 milhões de kg de hidrogênio	---	Duto/Navio/ Caminhão via H_2 físico	Físico (LH_2 e H_2Gás)	--	--
AÇU	Brasil	--	Amônia	Eletrólise via rede (inicia) posterior-mente solar e eólica	--	--	10 MW – 100MW	--	--	---	--	Físico	Setor de fertilizantes e produtos químicos, matéria prima industrial, energia e calor, transportes e outros	--
NEWCASTLE	Austrália	--	Amônia	Eletrólise via solar e eólica	--	--	40 MW até 1GW	--	Até 150.000 toneladas de hidrogênio por ano	--	Exportação via navios	--	Exportação via amônia	Mais de mil empregos
BASE ONE PECÉM	Brasil	500 hectares	--	Eletrólise via solar e eólica	-	3,4 GW até 100GW	--	Modular	600 Mil toneladas/Ano	10 Mt/ano	Hidrogênio líquido - Navios	H_2L	Exportação - via H_2L	Mais de mil empregos
PROJETO GIGASTACK	Reino Unido	Área do eletrolisa-dor: 134,000 Pés² (1,25Ha)	Amônia	Eletrólise via eólica *offshore*	Dutos Tratamento de efluentes	1,32GW	20MW a 100MW inicial Aumentado 1GW	Modular (PEM)	-	2Mt/ano	Via dutos para a refinaria	-	Inicialmente para a refinaria Phillips 66. Posteriormente, abastecimento de veículos e produção de amônia	Até 1700 empregos

Fonte: Autores (2022).

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O hidrogênio verde é o vetor energético chave para a descarbonização da economia. Além disso, por ser um portador de energia neutro em carbono, irá contribuir significativamente para a mitigação de emissões propostas pelo Acordo de Paris, Objetivos de Desenvolvimento Sustentável e Agenda 2030.

No cenário atual, existem globalmente mais de 200 projetos em toda a cadeia de valor do hidrogênio. Para que essa economia de hidrogênio se consolide, é necessário um expressivo aumento da capacidade de produção, bem como de projetos relacionados ao armazenamento, distribuição e usos finais desse portador de energia.

Em relação à pergunta de pesquisa **"Qual o cenário internacional quanto ao desenvolvimento de tecnologias e projetos ao longo da cadeia de valor do hidrogênio verde?"**, a resposta foi obtida a partir da pesquisa teórica e estudos de caso em *hubs* e projetos de hidrogênio verde que contemplassem as etapas supracitadas. A análise das tecnologias e projetos comerciais abordaram a cadeia de valor do hidrogênio verde, a qual contempla as fases de: (I) Produção; (ii) Armazenamento, Distribuição e Transporte.

É importante destacar que a principal rota de produção de hidrogênio verde é a eletrólise, com eletricidade proveniente de usinas eólicas e solares. Além disso, já existem projetos de produção desse vetor energético em escala GW, com utilização do eletrolisador do tipo PEM, o qual produzirá milhares de toneladas anualmente.

Sobre o armazenamento, distribuição e transporte, é pertinente destacar que o armazenamento estacionário, com finalidade de utilização do hidrogênio para a produção de LOHCs, geralmente, por meio da sua forma gasosa. Para exportação de hidrogênio os projetos indicam o hidrogênio liquefeito e amônia. Para transportes com médias distâncias é utilizado o H_2 gasoso via dutos ou caminhões. Sobre o uso final do hidrogênio, além da exportação, são os setores de produtos químicos usos industriais e gerações de calor.

A partir da análise de projetos também foram identificadas lacunas de temas de estudo necessários para o desenvolvimento do setor de hidrogênio verde. São elas: (i) detalhamento das variáveis técnicas operacionais; (ii) planejamento de operação e manutenção de projetos e *hubs* de hidrogênio verde; (iii) detalhamento da logística de transporte intercontinental.

Logo, conclui-se que o H_2V é um tema em ascensão no cenário energético global. Além disso, o hidrogênio verde gerado pela energia eólica *offshore* se tornará uma nova fonte de energia significativa melhorar os esforços globais de descarbonização. Dessa

forma, contínuos esforços e investimentos em toda a cadeia de valor são necessários para que esse portador de energia ocupe o lugar de destaque o qual vem sendo colocado nas próximas décadas.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA). **Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector.** Paris: IEA, 2021a. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/0716bb9a-6138-4918-8023- cb24caa47794/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector.pdf. Acesso em 17 jun. 2021.

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA). **Global Hydrogen Review 2021.** França: IEA, 2021b. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/3a2ed84c-9ea0-458c-9421-d166a9510bc0/GlobalHydrogenReview2021.pdf. Acesso em 17 jun. 2021.

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS (IRENA). **Reaching zero with renewables: Eliminating CO_2 emissions from industry and transport in line with the 1.5ºC climate goal**. Abu Dhabi: IRENA, 2020. Disponível em: https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Reaching-Zero-with-Renewables.

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS (IRENA). **Green hydrogen supply:** A guide to policy making. Abu Dhabi: IRENA, 2021a. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/May/IRENA_Green_Hydrogen_Supply_2021.pdf. Acesso em 17 jun. 2021.

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS (IRENA). **Decarbonising end-use sectors:** Practical insights on green hydrogen. Abu Dhabi: IRENA, 2021b. Disponível em: https://www.irena.org/publications/2021/May/Decarbonising-end-use-sectors-green-hydrogen. Acesso em 17 jun. 2021.

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIAS RENOVÁVEIS (IRENA). **Geopolitics of the Energy Transformation:** The Hydrogen Factor. Abu Dhabi: IRENA, 2022. Disponível em: https://irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen. Acesso em 05 jun. 2022.

AGÊNCIA AUSTRALIANA DE ENERGIA RENOVÁVEL (ARENA). **The Port of Newcastle Hydrogen Hub Feasibility Study.** Austrália: ARENA, 2021a. Disponível em: https://arena.gov.au/projects/the-port-of-newcastle-hydrogen-hub-feasibility-study/. Acesso em 09 jun. 2022.

AGÊNCIA AUSTRALIANA DE ENERGIA RENOVÁVEL (ARENA). **Hydrogen hub flagged for NSW Hunter Region.** Austrália: ARENA, 2021b. Disponível em: https://arena.gov.au/blog/hydrogen-hub-flagged-for-hunter-region/. Acesso em 09 jun. 2022.

BAJIC, A. **Black & Veatch scores Brazilian hydrogen plant study**, Holanda: OFFSHORE ENERGY, 2021. Disponível em: https://www.offshore-energy.biz/black-veatch-scores-brazilian-hydrogen-plant-study/. Acesso em 10 mar. 2022.

CONSELHO GLOBAL DE ENERGIA EÓLICA (GWEC). **Global Wind Report 2021.** Bruxelas: GWEC, 2021. Disponível em: https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/03/GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf. Acesso em 15 jun. 2021.

DINCER, I.; ACAR, C. Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. **International journal of hydrogen energy,** v. 40, n. 34, p. 11094-11111, 2015.

DNV GL. **Hydrogen as an energy carrier:** An evaluation of emerging hydrogen value chains. 2018. Disponível em: https://www.dnv.com/publications/hydrogen-as-an-energy-carrier-134607. Acesso em 17 jun. 2021.

EPBR. **Shell anuncia projeto-piloto de hidrogênio verde no Porto do Açu**. Rio de Janeiro, EPBR, 2022. Disponível em: https://epbr.com.br/shell-anuncia-projeto-piloto-de-hidrogenio-verde-no-porto-do-acu/. Acesso em 15 jun. 2022.

ESILY, R. R. *et al*. Hydrogen strategy in decarbonization era: Egypt as a case study. **International Journal of Hydrogen Energy,** v. 47, n. 43, p. 18629-18647, 2022. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.04.012.

FLATICON. **Cargo Ship free icon,** 2022. Disponível em: https://www.flaticon.com/premium-icon/cargo-ship_4579742?related_id=4579742&origin=search. Acesso em 29 jun. 2022.

FLATICON. **Tank Truck free icon**, 2022. Disponível em: https://www.flaticon.com/free-icon/tank-truck_819437. Acesso em 29 jun. 2022.

FLATICON. **Gas Pipe free icon**, 2022. Disponível em: https://www.flaticon.com/free-icon/gas-pipe_6315445. Acesso em 29 jun. 2022.

FLATICON. **Tank free icon**, 2022. Disponível em: https://www.flaticon.com/free-icon/tank_819477. Acesso em 29 jun. 2022.

GIGASTACK. **Gigastack**: Bulk Supply of Renewable Hydrogen, Public Report. Cambridge: Element Energy, 2020. Disponível em: https://gigastack.co.uk/content/uploads/2020/06/Gigastack-Phase-1-Public-Summary.pdf. Acesso em 01 mar. 2022.

GIGASTACK. **Gigastack Phase 2**: Pioneering UK Renewable Hydrogen, Public Report. Cambridge: Departamento de negócios, energia e estratégia industrial, 2021. Disponível em: https://gigastack.co.uk/content/uploads/2020/06/Gigastack-Phase-1-Public-Summary.pdf. Acesso em 01 mar. 2022.

GLOBENEWSWIRE. **Enegix Energy to build US$5.4 billion green hydrogen facility in Brazil.** Austrália: Enegix Energy, 2021. Disponível em: https://www.globenewswire.com/news-release/2021/03/01/2184722/0/en/Enegix-Energy-to-build-US-5-4-billion-green-hydrogen-facility-in-Brazil.html. Acesso em 01 mar. 2022.

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen Scaling Up:**
A sustainable pathway for the global energy transition. Bruxelas: Hydrogen Council, nov. 2017. Disponível em: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-Scaling-up_Hydrogen-Council_2017.compressed.pdf.

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen decarbonization pathways: a life-cycle assessment.** Bélgica: Hydrogen Council, 2021. Disponível em: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/01/Hydrogen-Council-Report_Decarbonization-Pathways_Part-1-Lifecycle-Assessment.pdf.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Summary for Policymakers.** In: Global Warming of 1.5°C. Suíça: IPCC, 2018. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf.

LEBROUHI, B. E. *et al.* Global hydrogen development-A technological and geopolitical overview. **International Journal of Hydrogen Energy,** v. 47, n. 11, p.7016-7048, 2022.

LEE, D.; KIM, K. Research and development investment and collaboration framework for the hydrogen economy in South Korea. **Sustainability,** v. 13, n. 19, p. 10686, 2021.

MACHADO, N.; CHIAPPINI, G. **Exportação de hidrogênio atrai plano de investimento de US$ 5 bi para o Ceará.** Rio de Janeiro: EPBR, 2021. Disponível em: https://epbr.com.br/exportacao-de-hidrogenio-atrai-plano-de-investimento-de-us-5-bi-para-o-ceara-2/. Acesso em 10 jun. 2022.

MASIP MACÍA, Y. *et al.* Green hydrogen value chain in the sustainability for port operations: Case study in the region of valparaiso, Chile. **Sustainability,** v. 13, n. 24, p. 13681, 2021.

NAZIR, H. *et al.* Is the H_2 economy realizable in the foreseeable future? Part I: H_2 production methods. **International Journal of Hydrogen Energy,** v. 45, n. 27, p. 13777-13788, 2020.

NIKOLAIDIS, P.; POULLIKKAS, A. A comparative overview of hydrogen production processes. **Renewable and sustainable energy reviews,** v. 67, p. 597-611, 2017.

NOORDELIJKE INNOVATION BOARD. **Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands.** Holanda: Noordelijke Innovation Board, 2019.
Disponível em: https://www.deingenieur.nl/uploads/media/5880bffadd9af/Green%20Hydrogen%20Economy%20in%20Northern%20Netherlands.pdf. Acesso em 15 jun. 2022.

ØRSTED. **Industrial scale renewable hydrogen project advances to next phase.** Dinamarca: Ørsted, 2020. Disponível em: https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2020/10/industrial-scale-renewable-hydrogen-project-advances-to-next-phase. Acesso em 15 jun. 2022.

PARTIDÁRIO, P., AGUIAR, R., MARTINS, P., RANGEL, C. M., CABRITA, I. The hydrogen roadmap in the Portuguese energy system – Developing the P_2G case. **International Journal of Hydrogen Energy,** v. 45, n. 47, p.25646-25657, 2020. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.132.

PORT OF NEW CASTLE. **Green Hydrogen Feasibility Study Positions Port of Newcastle to Drive a More Diverse Hunter Economy**, New Castle: Port of New Castle, 2021.
Disponível em: https://www.portofnewcastle.com.au/news/green-hydrogen-feasibility-study-positions-port-of-newcastle-to-drive-a-more-diverse-hunter-economy/. Acesso em 15 jun. 2022.

RACCICHINI, A.; CONTARDI, M.; RISTUCCIA, M. S. **Part 4**: the Brazilian Hydrogen move. Rio de Janeiro: FGV EUROPE, 2022.
Disponível em: https://fgveurope.fgv.br/sites/fgveurope.fgv.br/files/downloads/part_4-green_hydrogen_v.3.1.pdf. Acesso em 10 mar. 2022.

RAHMAN, M. N.; WAHID, M. A. Renewable-based zero-carbon fuels for the use of power generation: A case study in Malaysia supported by updated developments worldwide. **Energy Reports,** v. 7, p. 1986-2020, 2021.

SADIK-ZADA, E. R. Political economy of green hydrogen rollout: A global perspective. **Sustainability,** v. 13, n. 23, p. 13464, 2021.

SAMSATLI, S; SAMSATLI, N. J. The role of renewable hydrogen and inter-seasonal storage in decarbonising heat–Comprehensive optimisation of future renewable energy value chains. **Applied Energy,** v. 233, p. 854-893, 2019.

SHELL. **Laboratório de hidrogênio renovável.** Rio de Janeiro: Porto do Açu, 2022. 1 infográfico.

TIMMERBERG, S.; KALTSCHMITT, M. Hydrogen from renewables: Supply from North Africa to Central Europe as blend in existing pipelines–Potentials and costs. **Applied energy,** v. 237, p. 795-809, 2019.

UNITED NATIONS CLIMATE CHANGE. **O Acordo de Paris.** UNFCCC, 2022.
Disponível em: https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement. Acesso em 01 mar. 2022.

VIDAS, L.; CASTRO, R. Recent developments on hydrogen production technologies: state-of-the-art review with a focus on green-electrolysis. **Applied Sciences,** v. 11, n. 23, p. 11363, 2021.

VOSS, C., TSIKRIKTSIS, N., FROHLICH, M. Case research in operations management. **International Journal of Operations & Production Management,** v. 22, n. 2, p. 195-219, 2002. https://doi.org/10.1108/01443570210414329.

YIN, R. K. **Case study research**: Design and methods, 2009. https://doi.org/10.3138/cjpe.30.1.108.

YU, M.; WANG, K.; VREDENBURG, H. Insights into low-carbon hydrogen production methods: Green, blue and aqua hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy,** v. 46, n. 41, p. 21261-21273, 2021.

Brazil Windpower Papers

05-06 outubro **/ 22**

Plataforma Digital BWP

CATEGORIA 3

REGULAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO

ANÁLISE DE GARANTIA FÍSICA HÍBRIDA EM PLANTAS HIDRÁULICAS E EÓLICAS ATRAVÉS DE MODELOS DE OTIMIZAÇÃO

Violeta Fonseca Lino[1]
Doutoranda em Engenharia Civil – Área de Planejamento Energético e Sistemas Elétrico
Instituição: Universidade Estadual de Campinas
E-mail: violetalino@hotmail.com

William Jonathan Cearlini Camargo[2]
Mestrando em Engenharia Civil – Área de Planejamento Energético e Sistemas Elétricos
Instituição: Universidade Estadual de Campinas
E-mail: williamjcamargo@yahoo.com.br

Alberto Luiz Francato[3]
Professor Livre Docente da Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo
Instituição: Universidade Estadual de Campinas
E-mail: francato@fec.unicamp.br

RESUMO

A segurança energética é extremamente importante para a sociedade. De forma continua a demanda por energia elétrica precisa ser suprida, portanto, a geração total do sistema necessita acompanhar a modulação da carga, garantindo ao consumidor o suprimento. Este talvez seja um simples conceito, mas de difícil cumprimento e normatização, principalmente no Brasil, por contar com uma vasta extensão territorial, diferenças climáticas regionais e um sistema elétrico interligado, que deve suprir a carga mesmo em cenários climatológicos adversos, podendo, em caso de uma falha no planejamento, levar o sistema a um risco sistêmico de racionamento de energia, que pode se prolongar por meses ou até mesmo anos. Neste contexto é necessário levar em consideração cenários que incluam intermitência, sazonalidade, capacidade de armazenamento, interligação elétrica dos sistemas, entre outros fatores que vêm de encontro ao suprimento energético.

Por se tratar de suprimento energético, o conceito de garantia física de empreendimentos está necessariamente presente no contexto apresentado, portanto este artigo apresenta uma proposta alternativa para avaliação da garantia física em aproveitamentos híbridos de geração de energia elétrica, considerando as regulamentações mais recentes apresentadas pelo setor elétrico. O texto apresenta uma breve explicação sobre a metodologia oficial vigente para o cálculo da garantia física em usinas hidroelétricas e eólicas e em seguida apresenta uma metodologia de avaliação alternativa para a garantia

física de forma cooperativa. A metodologia proposta utiliza recursos de otimização não linear com o método do Gradiente Reduzido Generalizado e foi formulado em linguagem VBA dentro do Microsoft Excel. O modelo apresentado recebeu o nome de MA_2CG e foi testado nas UHEs Caconde (CAC), Euclides da Cunha (EUC) e Limoeiro (LIM), que foram escolhidas por serem ativos de geração do mesmo agente, estando todas na bacia de um mesmo rio (Rio Pardo) em forma de cascata. Juntamente a estas UHEs foram selecionadas a Usina Eólica de Bons Ventos e a Usina Fotovoltaica de Tauá, ambas localizadas no estado do Ceará e por se tratar das primeiras usinas renováveis instaladas no Brasil, contendo assim o maior número de dados disponíveis para estudos. Os resultados encontrados são de grande interesse para os agentes do Setor Elétrico Brasileiro (ONS, CCEE, EPE, ANEEL e Empresas do Setor Elétrico) pois possibilita avaliar a Garantia Física das UHEs de forma híbrida.

Palavras-chave: Garantia física híbrida. Intermitência. Complementariedade.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil, historicamente, tem se apoiado principalmente numa matriz elétrica renovável, muito em função da majoritária participação da hidroeletricidade na geração de eletricidade. Para lidar com a variabilidade dos regimes de chuvas, o país estruturou seu sistema elétrico a partir de três pilares fundamentais: geração hidrelétrica com reservatório, complementação térmica e um sistema de transmissão de amplitude nacional e centralizado – o Sistema Interligado Nacional (SIN). A exemplo do que ocorre em outros países, a configuração do sistema elétrico brasileiro tem passado por significativas mudanças nos últimos anos. A quase totalidade das hidroelétricas recentemente construídas, em obras e planejadas são do tipo fio d'água, sem reservatório de regularização, o que diminui a sua capacidade de suprir a energia elétrica nos períodos mais secos do ano, portanto o Brasil, pela sua capacidade de geração através de diversas fontes alternativas, oferece um amplo campo de estudo e de pesquisas no setor energético, principalmente no que diz respeito ao planejamento da operação. Tal planejamento é de fundamental importância, pois deve assegurar o fornecimento de energia elétrica de forma contínua, com qualidade e visando sempre o menor custo.

Um fator relevante que dificulta o planejamento da operação é a natureza estocástica das precipitações, das vazões naturais nos rios e incidência dos ventos, mesmo levando em consideração que exista uma certa complementariedade sazonal entre a disponibilidade do vento e o regime de chuvas e por consequência das vazões nos rios. Ou seja, verifica-se maior incidência nos volumes de chuvas no verão e maior incidência de ventos no inverno e na primavera. Portanto foi se observando que este fato poderia ser positivo na medida em que reduz o impacto da crescente variabilidade da matriz elétrica como um todo, já que a geração eólica nos períodos de baixa pluviosidade pode, em tese, reduzir a necessidade de aproveitamento da energia armazenada nos reservatórios. Preservados os níveis de seus reservatórios, estes acabariam por apresentar melhores condições de prover energia, inclusive, em situações de longos períodos de seca, em contrapartida pode-se trazer complicações em manutenções de UHEs e vertimentos desnecessários devido a ordem de priorização de despachos hidrotérmico-eólico. Portanto a variabilidade nas afluências, aliada à grande quantidade de usinas hidroelétricas (com capacidade de regularização e a fio d'água) e as novas fontes de energia limpa em constante crescimento fazem do sistema elétrico brasileiro, único no mundo pelo seu tamanho e características específicas, tais fatos causam preocupação por parte dos gestores e difícil de ser solucionado (FORTUNATO, 1990), (SILVA, 2001) e (LINO,2016) (IEMA, 2016).

Em sistemas predominantemente hídricos e interligados, caso a decisão for utilizar a água dos reservatórios, significa que o operador guarda expectativas que as afluências futuras possam reencher os reservatórios. Caso as afluências futuras não sejam as esperadas, a consequência operativa será um possível custo adicional pela necessidade de utilização das usinas termoelétricas mais caras e também um risco de déficit de energia (com a possibilidade de racionamento de energia ou corte de carga) caso as usinas renováveis não consigam suprir esta demanda. Se a decisão for não utilizar a água dos reservatórios seguindo a métrica de prioridade de despacho das fontes renováveis e uma possível antecipação de despachos termoelétricos, vislumbra-se que o operador tem expectativa de afluências futuras baixas e não deverão ultrapassar o valor do armazenamento máximo. Caso as afluências futuras sejam maiores que os valores esperados, o armazenamento máximo dos reservatórios será ultrapassado e o operador será obrigado a verter água, tal situação pode ser entendida por muitos como desperdício de energia (MOROMISATO, 2012) e (LINO,2016).

Porém com as transformações que o SEB (Setor Elétrico Brasileiro) vem passando de um sistema elétrico essencialmente baseado em usinas hidrelétricas com reservatórios e

complementaridade térmica, para um sistema baseado, cada vez mais, em fontes alternativas, principalmente a fonte eólica, com grande potencial concentrado na região nordeste. Deste modo, é necessário que os impactos sejam conhecidos e estudados profundamente, gerando reflexões e possíveis mudanças dos modelos de planejamento da expansão atuais (CAVADOS, 2015). A princípio o Brasil teria uma grande vantagem sobre outros países que é justamente a presença dos grandes reservatórios hidroelétricos, que mesmo que não sejam capazes de realizar a regularização a longo prazo, trazem consigo a característica intrínseca da flexibilidade, ou seja, possuem a capacidade de modulação da geração ao longo do dia, com ajuste de geração, velocidade na rampa de carga e com rápida reposta, de forma a suprir "déficits" de geração quase que instantaneamente ao despacho de energia necessário. Por este motivo as hidroelétricas têm exercido um importante papel no armazenamento de energia, sendo utilizados como "grandes baterias" pelo SEB. (IEMA,2016).

Com base na resolução normativa 954 de dezembro de 2021, onde foram criadas a possibilidade de UGHs (Usinas Geradoras Híbridas) e associadas, que por definição, são respectivamente: UGH - objeto de outorga única e pode possuir ou não medições distintas por tecnologia de geração e as associadas, por sua vez, necessariamente possuírem outorgas e medições distintas, mas compartilharem fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e uso do sistema de transmissão (ANEEL, 2021).

ão vistas como uma nova alternativa para o uso eficiente da matriz energética nacional, uma vez que elas podem se aproveitar da complementaridade temporal entre fontes de geração diferentes combinada com a otimização do uso da rede de transmissão, um estudo na questão da garantia física híbrida é válido.

2. METODOLOGIA

2.1 GARANTIA FÍSICA

Em 2004, a Portaria MME nº 303, de 18 de novembro (ANEEL, 2004), definiu a metodologia de cálculo, diretrizes e processo de implantação da Garantia Física de energia e potência, que teve sua última revisão na metodologia através da portaria 178, em 04 de maio de 2017 (MME, 2017). A Garantia Física determina a quantidade de energia que um equipamento de geração consegue suprir segundo um critério de risco de falha no suprimento. Ela é uma métrica importante para a adequabilidade da oferta de energia ao sistema e é utilizada para dois fins fundamentais no Brasil: a Garantia Física define a quantidade máxima

de energia que um equipamento pode comercializar e, no caso das hidrelétricas, define sua cota de participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) (EPE,2020). Portanto, O conceito de GF possui a função de criar o lastro para venda de energia e potência contratualmente, permitindo que os empreendimentos de geração não estabeleçam estes contratos de venda com quantias maiores do que efetivamente possam suprir.

2.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA VIGENTE DO SEB

A Garantia Física de sistemas hidrotérmicos é determinada pelo ONS através de dois modelos distintos NEWAVE e SUISHI juntamente com o emprego do MSUI, realizando assim a operação do SIN e a determinação de Garantias Físicas das usinas.

O Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (SUISHI), desenvolvido pelo CEPEL na década de 1990 e homologado pela ANEEL em agosto de 2010 (ANEEL, 2010b) para ser utilizado pelo ONS, é um modelo que simula a operação energética mensal de sistemas hidrotérmicos interligados com as usinas sendo representadas de forma individualizadas. O SUISHI apresenta, ainda, dois módulos funcionais que são: o módulo de otimização e o módulo de simulação.

A metodologia de cálculo da Garantia Física de energia das usinas hidrelétricas que compõem o SIN consiste nos seguintes passos: primeiro a determinação da oferta total de Garantia Física (ou carga crítica) do SIN com simulações do modelo NEWAVE, adotando-se uma configuração estática, ajustada para a igualdade do CMO com o CME, com o risco de déficit limitado a 5%. Depois de encontrado o valor total da Garantia Física é feito então o rateio da oferta total de Garantia Física do SIN, abatida da geração das usinas não despachadas centralizadamente, em dois blocos: oferta hidráulica - EH e oferta térmica – ET. Em seguida é realizado o cálculo das energias firmes das usinas hidrelétricas com o modelo SUISHI e por último o rateio da oferta hidráulica entre todas as UHE proporcionalmente às suas energias firmes (MME, 2017).

Para cálculos de Garantia Física de usinas eólicas segundo a portaria do MME 258/2008 revogada pela portaria MME n°101 de 2016 que recentemente passou por uma revisão dos montantes de GF com base em alterações de características técnicas das usinas, considera-se a produção anual de energia certificada em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior que 90%; a taxa equivalente de

indisponibilidade forçada (TEIF); a indisponibilidade programada (IP); e a estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o PMI da usina.

2.2. METODOLOGIA ALTERNATIVA PARA CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA HÍBRIDA

A modelagem numérica, aplicada neste estudo, deriva da modelagem básica aplicada em sistemas de geração hidroelétrica, a qual já é amplamente conhecida nos meios de pesquisa teórica e aplicada, que são: as equações que garantem o balanço hídrico no reservatório, os limites máximo e mínimo de volumes, o polinômio cota x vazão, o polinômio cota x volume, a taxa de conversão de vazão em energia (produtibilidade), a potência máxima gerada, defluência mínima etc. Portanto, são praticamente as mesmas utilizadas pelos principais referenciais teóricos do cenário nacional e internacional. No entanto, a função objetivo empregada e a técnica de otimização adotada, direcionam, consideravelmente, os resultados do modelo.

O modelo desenvolvido foi nomeado: Modelo Alternativo de Avaliação da Capacidade de Geração (MA2CG). Tal modelo se destina a promover a avaliação de Garantia Física de usinas hidroelétricas e foi desenvolvido baseado no modelo CooperMax (FRANCATO, 2013), que por sua vez vem de desenvolvimentos como os encontrados em FRANCATO (1997), LOPES (2001) e ZAMBON (2008). Alguns componentes específicos foram incorporados à metodologia que são: a otimização passo a passo (mensal) com atualização das variáveis de estado, perfazendo um horizonte de planejamento igual a 1068 meses (janeiro/1931 a dezembro/2019). Estes detalhes são necessários ao processamento que visa avaliar a Garantia Física da UHE de forma alternativa. O modelo foi desenvolvido em ambiente de planilha eletrônica com recursos VBA (Visual Basic Application). O modelo utiliza recursos de Programação Não Linear do Solver do Microsoft Excel que usa o código de otimização não linear Generalized Reduced Gradient (GRG2), desenvolvido por Leon Lasdon, da Universidade do Texas em Austin e Allan Waren, da Universidade Estadual de Cleveland. O processo de otimização é acionado em número de vezes suficiente para melhorar a convergência do processo de otimização não linear, sendo repetido o procedimento a cada intervalo do horizonte de planejamento.

O modelo foi testado em 3 UHEs em forma de cascata que compreendem as usinas de Caconde, Euclides da Cunha e Limoeiro, em conjunto com a Usina Eólica de Bons Ventos e a Usina solar de Tauá. Na execução do modelo o operador seleciona a porcentagem de

armazenamento do volume inicial da cascata e o requisito de demanda energética a ser atendido de forma híbrida, bem como possui a opção de determinar a capacidade instalada das usinas renováveis (MW) para estudos mais aprimorados.

Para melhor compreensão da metodologia, apresenta-se uma descrição literal de uma usina hidroelétrica, ilustrada na Figura 1, onde é possível observar que a usina é constituída de um barramento para elevação do nível d'água a montante (H) em relação ao nível jusante (HT), e consequente criação de uma queda d'água (Hb), chamada de queda bruta. Parte do volume de água armazenada (S), que é alimentado pela vazão afluente, é direcionado à turbina para produção de energia, gerando uma potência (P), constituindo a vazão turbinada (R'). O eventual excedente de água será extravasado constituindo a vazão vertida (R"). O nível montante (H) é função do armazenamento (S) e o nível jusante é função da vazão defluente, constituída pela soma das vazões turbinadas e vertidas (R'+ R").

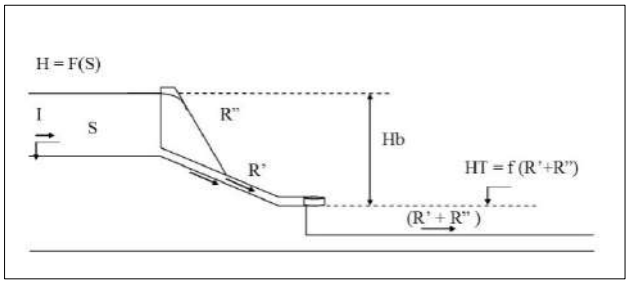


Figura 1 – Ilustração de uma UHE de uma UHE
Fonte: ZAMBON (2008)

Verifica-se que existe um acoplamento temporal, isto é, uma decisão de defluência num dado intervalo afeta o volume armazenado, que interfere nas decisões dos intervalos subsequentes e, portanto, na produção de energia total do período considerado. É possível identificar, então, as variáveis de decisão como sendo as vazões turbinadas e vertidas e, como variáveis de estado, os armazenamentos.

Nas usinas de acumulação têm-se duas variáveis de decisão a cada mês, que são as vazões turbinada e vertida. Assim, o modelo procura por sequência de vazões turbinadas e vertidas que atendam ao objetivo operacional do problema de otimização, que é o atendimento da demanda energética e o vertimento desnecessário.

Visando a modelagem de forma hibrida curvas de geração média mensal das usinas renováveis em questão foram adicionadas ao modelo, dando as mesmas a possibilidade de configuração da proporcionalidade onde o operador do modelo pode introduzir diferentes tamanhos de usinas no que diz respeito as capacidades instaladas.

O modelo concede prioridade de despacho a usina eólica e/ou solar e em seguida abate da demanda do sistema, logo após o modelo é processado a fim de obter a solução ótima da geração hídrica através de possíveis ganhos existentes, para que a demanda remanescente possa ser atendida, buscando-se atingir o melhor armazenamento hídrico possível.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nas Figuras 02 e 03 são apresentadas a localização geográfica das três usinas modeladas no trabalho que se dispõem em cascata no Rio Pardo.

Figura 2 – Localização geográfica da UHE Caconde

Figura 3 – Localização geográfica da UHE Euclides da Cunha e Limoeiro

Nas Figuras 04 e 05 são apresentadas a localização geográfica das Usinas Eólica de Bons Ventos e Solar de Tauá respectivamente.

Figura 4 – Localização geográfica da EOL Bons Ventos

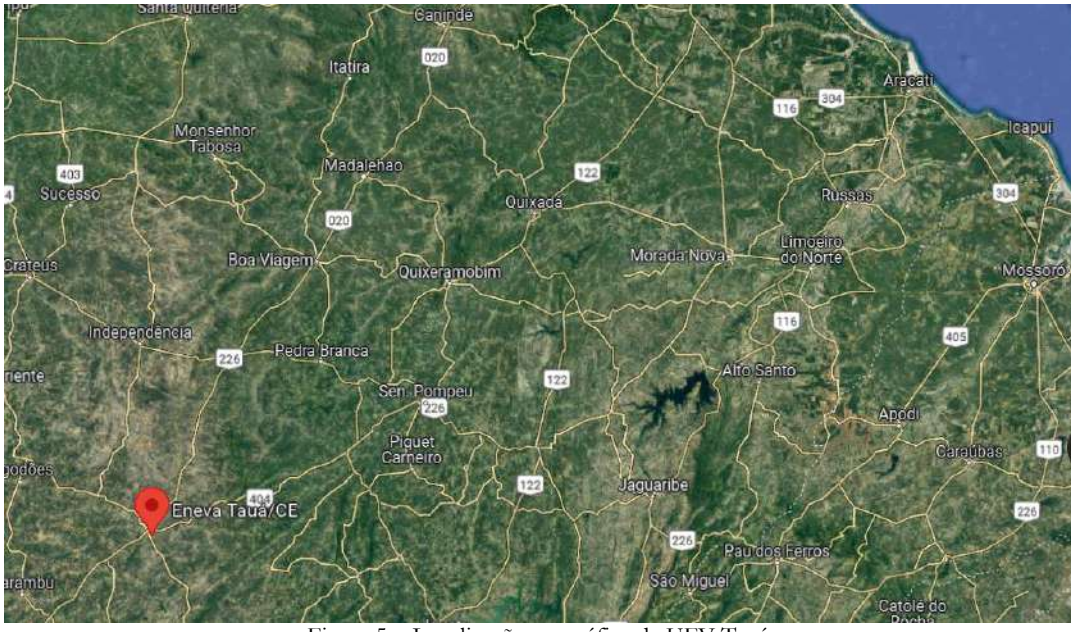


Figura 5 – Localização geográfica da UFV Tauá

De posse do modelo MA_2CG, após avaliação da porcentagem de permanência de geração em atendimento à demanda (Garantia Física da Cascata), de forma estatística distribuída para varrer o intervalo de 0 a 100 e, assim, construir curvas de permanência de geração o MA_2CG foi processado em torno de 23 vezes, variando a demanda, a fim de se obter um número de pontos suficientes para traçar as curvas. Após a construção das curvas, foram traçadas linhas horizontais que representam a Garantia Física (GF) do sistema (na cor verde) e a potência instalada total (na cor vermelha). A Figura 6 apresenta tal gráfico e, com eles, é possível observar percentualmente o quanto os valores gerados distam da potência instalada.

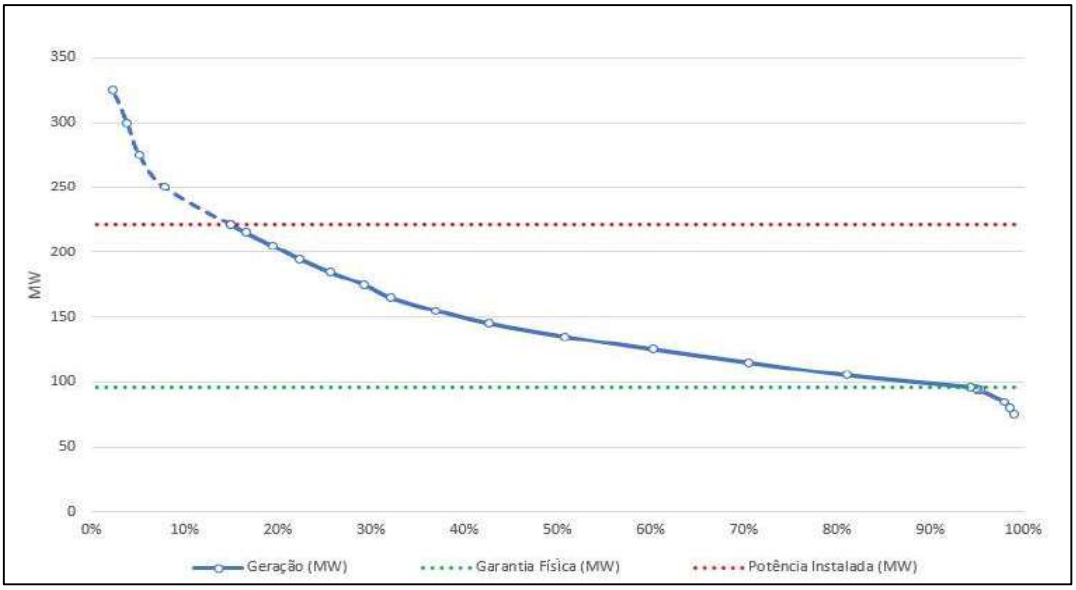


Figura 6 – Permanência na geração – Cascata do Rio Pardo – janeiro/1931 a dezembro/2019

Com base na Figura 6 pode-se verificar que a GF da cascata é de 96MW assumindo que a GF das três usinas são respectivamente: CAC 33MW, EUC 49MW e LIM 14MW, onde apresentaram, de forma cooperativa, um percentual de 5,71% de não atendimento à demanda. Assumindo que a regulamentação vigente no SEB para determinação de GF aceita um percentual máximo de não atendimento de 5% entendeu-se que o modelo em questão atende às normativas, tornando-o assim representativo para análises subsequentes.

A Figura 7 apresenta o processamento do MA$_2$CG para as três UHEs em conjunto com as usinas renováveis que compõem os estudos de caso, de forma híbrida.

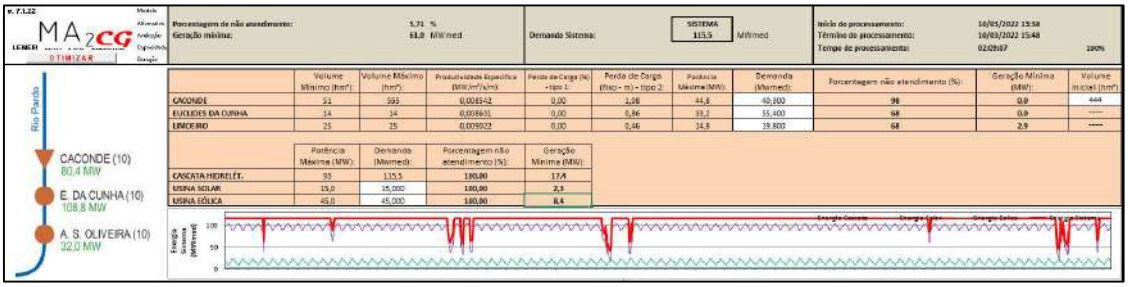


Figura 7 – Estudo de Caso do Sistema.

Para verificar possíveis complementariedades de garantia física foram realizadas 12 simulações variando proporcionalmente a capacidade instalada de 5 a 60MW a geração da usina eólica de Bons Ventos. Após este estudo foi verificado que o aumento da GF é linearmente proporcional ao aumento da capacidade instalada da usina em questão.

Concluindo assim que não existe impacto proveniente da capacidade instalada da usina eólica. Visto que a atual capacidade instalada da EOL Bons Ventos é de 50MW, com uma GF de 16,37MW e a GF da cascata do Rio pardo é de 96MW, tendo assim uma somatória individualizada de 112,37MW. Através das simulações realizadas pelo modelo de forma hibrida a GF resultante da otimização foi de 113,5MW. Entende-se assim que o aumento obtido inferior a 1% pode ser oriundo de imprecisões e aproximações numéricas admissíveis pelo modelo e concluir que não há complementariedade quando analisados possíveis ganhos na GF.

De forma semelhante para a usina EOL foram realizadas também as 12 simulações variando proporcionalmente a capacidade instalada de 5 a 60MW a geração da usina FTV de Tauá. No caso da usina FTV, da mesma forma, verificou-se que o aumento da GF é linearmente proporcional ao aumento da capacidade instalada da usina em questão. Visto que a GF da usina FTV de Tauá é de 0,18MW e a GF da cascata do Rio pardo é de 96MW temos uma somatória individualizada de 96,18MW. Através das simulações realizadas pelo modelo de forma hibrida a GF resultante da otimização foi de 96,1MW. Concluindo-se que após considerar os erros pertinentes ao modelo não há complementariedade quando analisados possíveis ganhos na GF.

As Figuras 8 e 9 a seguir demonstram que o aumento da garantia física incluindo uma usina solar ou eólica são lineares e não existe diferença entre as capacidades instaladas.

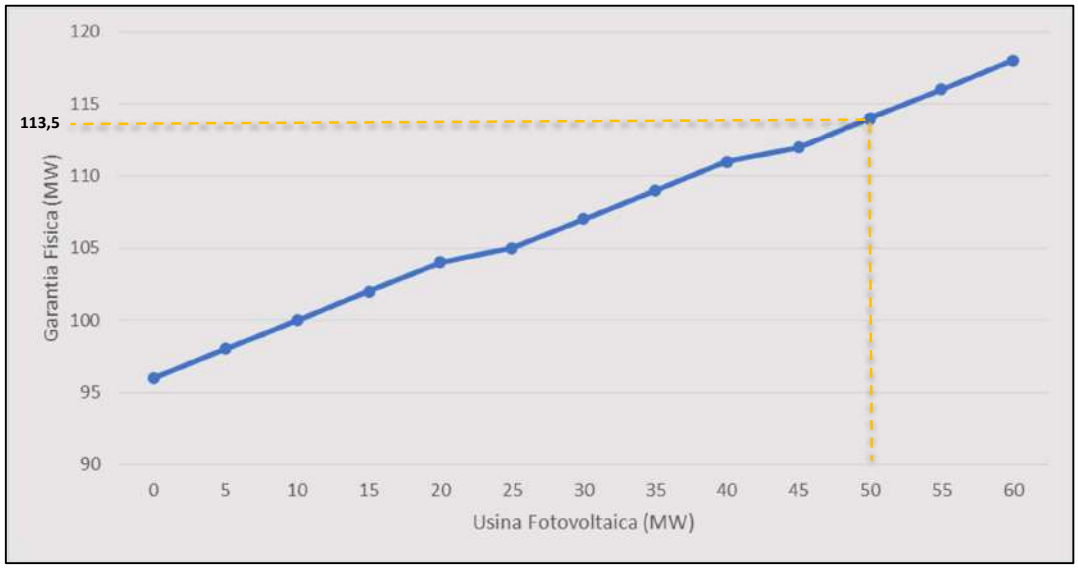


Figura 8 – Estudo GF cascata em conjunto com EOL.

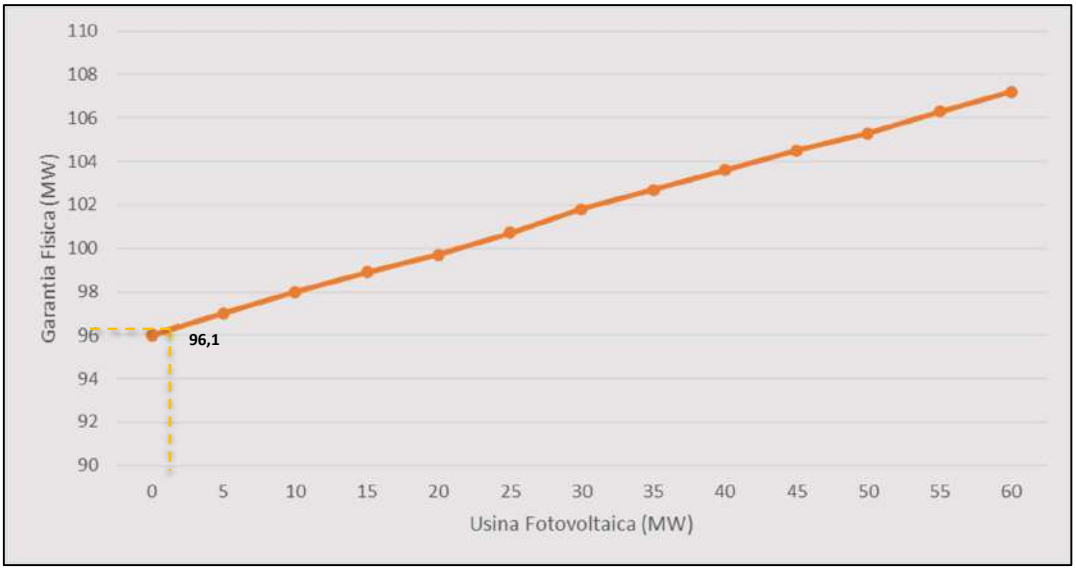


Figura 9 – Estudo GF cascata em conjunto com FTV

Uma vez que não foram identificados possíveis ganhos de GF nas análises realizadas para a cascata do Rio Pardo, a usina EOL de Bons Ventos e a usina FTV de Tauá de forma híbrida o trabalho procurou buscar uma possível complementariedade entre as fontes de energia para fins de segurança energética, ou seja, como atualmente as tecnologias para armazenamento de energia encontram-se ainda muito custosas e inviáveis, principalmente em grande escala, quando consideram-se os reservatórios das usinas hidrelétricas como grandes baterias, possíveis ganhos de armazenamento de água visam um incremento na segurança energética do SIN.

Desta forma, durante as mesmas simulações realizadas anteriormente também foram extraídos o volume final do reservatório de Caconde, por se tratar da única usina da cascata do Rio Pardo que possui capacidade de regularização de vazões (reservatório), para cada hipótese testada, constatando-se o impacto do nível do reservatório com o aumento da capacidade instalada da usina renovável. Para uma melhor visualização foram apresentados nas Figuras 10 e 11 apenas dois resultados extremos, ou seja, o nível ótimo do reservatório totalmente hídrico e capacidade máxima simulada com o acréscimo de uma usina de 60MW, tanto para usina EOL como FTV. De posse dos resultados simulados foi possível notar que há de fato uma alteração no nível do reservatório ao considerar a hibridicidade com usinas de fontes renováveis, este por sua vez mais notável conforme o tamanho da usina renovável.

Conforme os gráficos abaixo nota-se que nos meses de março a setembro há um consumo maior do volume do reservatório para atendimento à demanda, porém tais meses

ainda representam um período “pós chuva” onde os reservatórios permitem tal variabilidade de vazões. Já por nos meses de setembro a dezembro a hibridicidade em questão à usina EOL mostra uma melhora nos níveis do reservatório de aproximadamente 5,15%. Nestes meses que são considerados pelo SEB como sendo os mais críticos para uma geração tipicamente hídrica, devido ao período seco, havendo um aumento significativo na segurança energética.

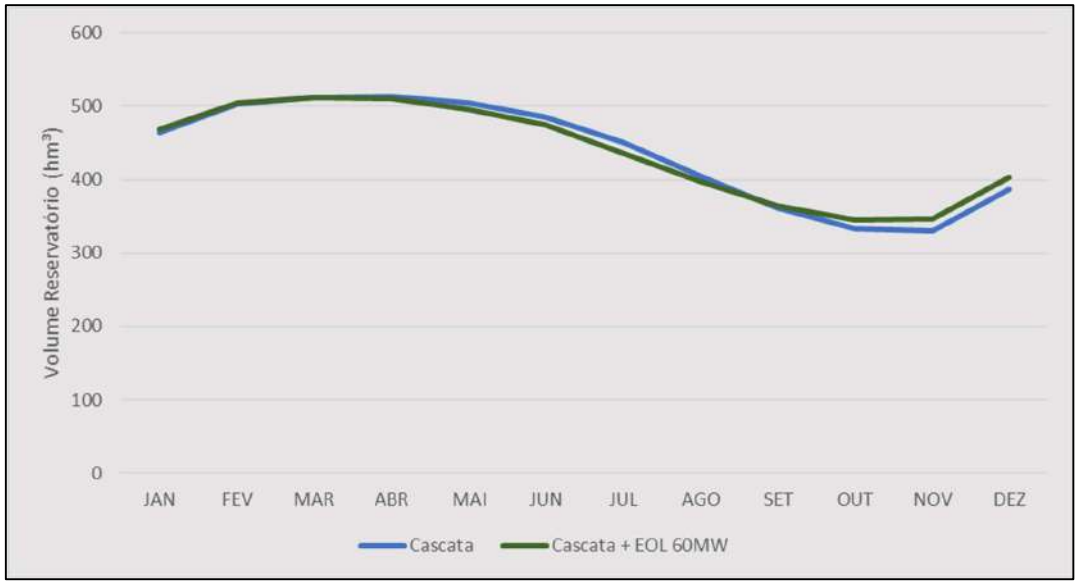


Figura 10 – Comparativo entre volume final do reservatório de CAC com e sem acréscimo de energia EOL.

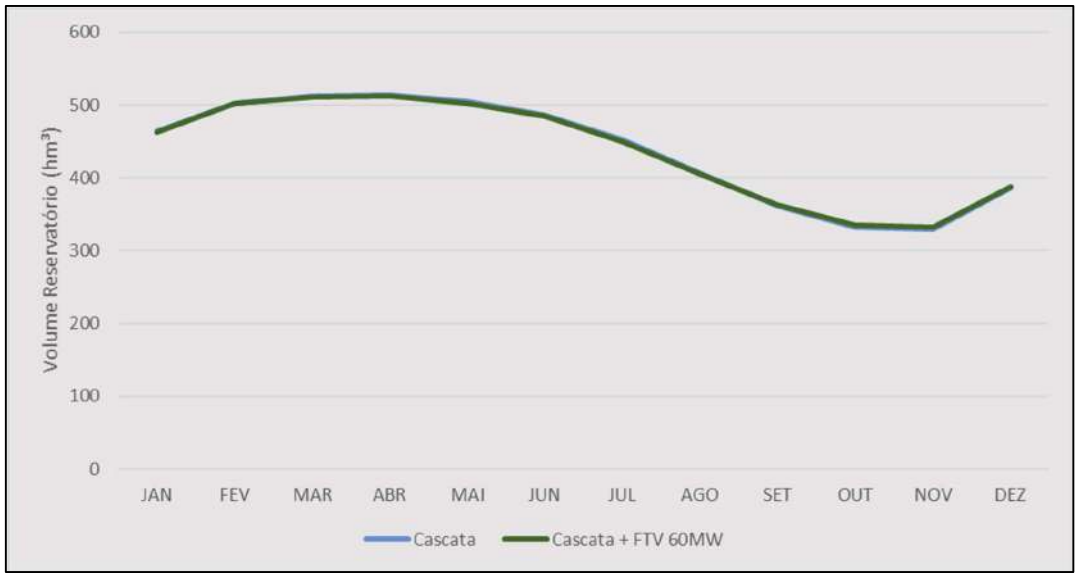


Figura 11 – Comparativo entre volume final do reservatório de CAC com e sem acréscimo de energia FTV.

Na Figura 10 percebe-se que há uma alteração de volume médio do reservatório de Caconde com a inclusão de diferentes tamanhos de usina EOL, o que infelizmente não é

observado na Figura 11 quando se analisa uma geração híbrida com uma usina FTV. Esta diferença entre as usinas analisadas se dá por uma melhor complementariedade no período mais crítico do reservatório, ou seja, nos meses de setembro a dezembro, onde uma complementariedade anual não se mostra mais efetiva para as usinas estudadas.

A fim de demonstrar tais complementariedades e avaliar qual fonte renovável possui melhor impacto na segurança energética foram criados os gráficos das Figuras 12 e 14 que representam o percentual mensal médio de vazão afluente para a usina de Caconde (reservatório) acrescida da geração das usinas de fontes renováveis, desta forma, a área em cinza representa o percentual remanescente de não complementariedade. Sendo assim em caso de uma total complementariedade entre as fontes a área preenchida em cinza não existiria.

As Figuras 13 e 15 visam auxiliar uma análise preliminar de complementariedade de uma melhor maneira a relação entre a vazão natural de Caconde e a geração das usinas renováveis ao longo dos meses do ano.

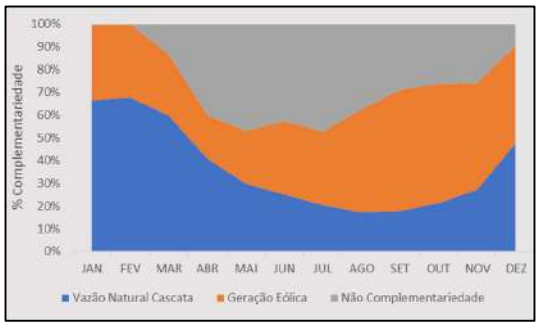


Figura 12 – Análise de complementariedade entre vazão natural da cascata e geração EOL média.

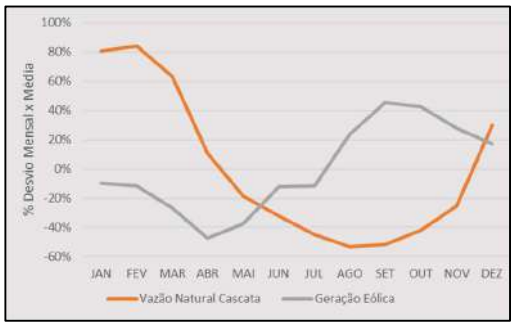


Figura 13 – Comparativo entre vazão natural da cascata e geração eólica.

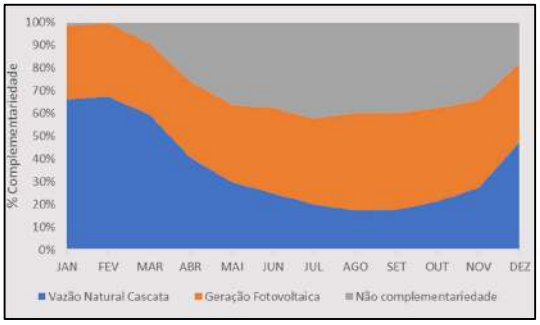


Figura 14 – Análise de complementariedade entre vazão natural da cascata e geração FTV média.

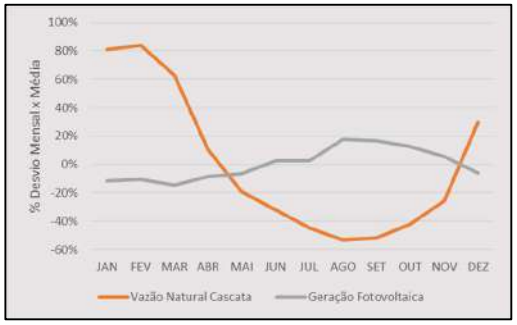


Figura 15 – Comparativo entre vazão natural da cascata e geração fotovoltaica.

Analisando as figuras acima é possível concluir que ao realizar uma análise generalizada ao longo dos meses a geração EOL de Bons Ventos possui uma

complementariedade pouco expressiva com a vazão afluente de Caconde quando comparada com a geração FTV de Tauá em todos os meses do ano, em torno de 1,5%, o que não ocorre quando limitam-se os meses para período considerado seco para o SEB, ou seja, período crítico para os níveis e reservatório das usinas hidráulicas, observado nas Figuras 13 e 15.

Realizando o estudo com foco nos meses secos (junho a outubro) o resultado se torna interessant, saindo de apenas 1% para 27% de complementariedade, significando um aumento máximo de aproximadamente 5,15% no nível de reservatório de Caconde neste período. Neste contexto é preciso destinar a análise ao período que de fato traria maior complementariedade e um ganho significativo através da geração híbrida em termos de ganho de segurança energética, ou seja, a geração no período de escassez hídrica.

4. CONCLUSÃO

A proposta desta pesquisa, que foi avaliar a Garantia Física de forma alternativa aos modelos oficiais do SEB de maneira híbrida, mesmo que em locais distintos de geração, trouxe resultados interessantes e que podem colaborar em revisões futuras da metodologia oficial para determinação da Garantia Física Oficial do SEB.

Em um estudo mais profundo, a proposta deste trabalho foi demonstrar que ao trabalhar as Garantias Físicas das usinas de uma mesma cascata cooperativamente, de forma híbrida às fontes renováveis é possível obter ganhos através de segurança energética, uma vez que esta análise indica que o nível de reservatório é mantido em média com maior armazenamento de energia potencial em períodos críticos de geração.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica n° 037/2010-SRG / ANEEL: Proposta de consulta pública para aprovação do uso do modelo de simulação SUISHI. 2010. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/NT%20037.2010_SRG.pdf>. Acesso em: 26 mar. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica no 054/2010-SRG / ANEEL: Resultado da consulta pública para aprovação do uso do modelo de simulação SUISHI. 2010b. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota_Tecnica_no_054_2010_SRG_ANEEL.pdf>. Acesso em: 26 mar. 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Portaria n° 303, de 18 de novembro de 2004. Define, nos termos do parág. 2º do art. 2º, e do parág. 1º do art. 4º, do Decreto 5.163 de 30.07.2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes da garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica, bem como aprova a metodologia, as diretrizes e o processo para implantação da garantia física das usinas do Sistema Interligado Nacional – SIN. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasil, Ministério de Minas e Energia, Brasília, DF, 18 nov. 2004. Seção 1, p.1.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa n°954, de 06 de dezembro de 2021: Regulamento Das Usinas Híbridas E Associadas, que incentiva o desenvolvimento de projetos com fontes de geração complementares, otimizando o uso da rede de transmissão do país.

BASTOS, Bruno Abreu. O espaço regulatório do setor elétrico brasileiro. 2019. Tese de Doutorado.

CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. Regras de Comercialização - Mecanismo de Realocação de energia. São Paulo: CCEE, 2018.

CAVADOS, G. A.; Análise do impacto da introdução das fontes intermitentes no setor elétrico brasileiro: estudo de caso da região nordeste. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2015.

COSTA, F.; MACIEIRA, M. E. P.; DAMAZIO J. M. Modelos de previsão hidrológica aplicados ao planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, Porto Alegre, p. 21-30, 2007.

ELETROBRAS – CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. Manual de Metodologia. MSUI – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas – Versão 3.2, Eletrobras, 2009. Disponível em: < >. Acesso em: 27 mar. 2020.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – Garantia Física. Disponível em <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/garantia-fisica>. Acesso em: 27 mar. 2020.

FAVORETO, R.S. Estratégias de Planejamento Empresarial: Tratamento de Incertezas de uma Empresa de Geração no Sistema Elétrico Brasileiro. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2005.

FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE, T. A.; ALBUQUERQUE J. C. R.; PEREIRA, M. V. F. Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. Niterói: EDUFF, 1990.

FRANCATO, A. L. Contribuição ao Estudo das Propriedades Ótimas na Operação de Sistemas Hidroelétricos. Dissertação de Mestrado – FEC-Unicamp, Campinas. 1997.

FRANCATO, A. L. Determinação de Soluções Ótimas Cooperativas no Planejamento da Operação de Sistemas de Geração de Energia Hidroelétrica por meio da Teoria dos Jogos. Tese de Livre Docência – FEC-UNICAMP, Campinas, 2013

IEMA Instituto de Energia e Meio Ambiente - Prioridades para a integração das fontes renováveis variáveis no sistema elétrico. São Paulo, 2016.

LOPES, J. E. G. Otimização de Sistemas Hidro energéticos. Dissertação (Mestrado) – EPUSP-PHD, São Paulo, 2001

LINO, Violeta Fonseca et al. Avaliação alternativa da garantia física de usinas hidroelétricas por meio de otimização para o planejamento da operação. 2016.

MME – Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisas Energéticas. Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas. EPE-DEE-RE-099/2008 – r0, Brasília, 2017.

MOROMISATO, G. D. Y. Programação Dinâmica Aplicada ao Cálculo da Energia Firme de Usinas Hidrelétricas. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2012.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Submódulo 18.2 - Relação dos Sistemas e Modelos Computacionais. 2009. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2018%2FSubm%C3%B3dulo%2018.2%2FSubm%C3%B3dulo%2018.2_Rev_1.0.pdf>. Acesso em: 27 mar. 2020.

SANTOS, Sérgio Pinheiro dos. Metodologia de planejamento da expansão em sistemas com grande participação de fontes renováveis e dispositivos de armazenamento. 2019.

SILVA, E. l. Formação de Preço em Mercados de Energia Elétrica. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

SILVA, Allon Soares da. Análise e simulação de mercados locais de energia elétrica. 2019.

VIEIRA, Beatriz de Azevedo Strauss. ESTUDO DO IMPACTO DA TENDÊNCIA HIDROLÓGICA NA VOLATILIDADE DO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO. 2019. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ZAMBON, R. C. Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Grande Porte. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

Avaliação de riscos de contratos de energia elétrica através do desenvolvimento de um portfólio de empreendimentos

Gláucia Fernandes, Amanda Azevedo, Lucas Carvalho[1]

Resumo: A evolução do mercado de energia fez com que a complexidade dos investimentos no mercado aumentasse agravando o gerenciamento de riscos. Dessa forma, os participantes dos mercados de energia se deparam com a necessidade de administrar de maneira eficiente seus investimentos, pois estão frequentemente expostos à riscos de diversas fontes. Neste trabalho, foi desenvolvido uma ferramenta de portfólio para análise dos potenciais impactos da inserção de contratos na carteira de um investidor, baseado na teoria proposta por Harry Markowitz. Com isso, o objetivo principal da pesquisa foi de mensurar os riscos envolvidos na geração eólica, sob o ponto de vista do investidor dentro de uma carteira dessa natureza. Para tanto, é apresentada a metodologia desenvolvida para a construção do simulador à luz das incertezas presentes no mercado de energia elétrica. Esta metodologia, por sua vez, se baseia em técnicas de simulação Monte Carlo para tomada de decisão, gerindo os dados de agentes e contratos a partir de uma base de dados. Ademais, foi considerado um caso base como referência para uma carteira de geração, onde foi possível obter resultados parciais associadas a análise de balanço, exposição no mercado de curto prazo, lastro e resultado econômico.

Palavras-chave: portfólio, riscos, comercialização, energia elétrica.

Abstract: The evolution of the energy market has increased the complexity of investments in such market, aggravating the management of risks. Therefore, these participants are faced with the need to efficiently manage their investments, as they are often exposed to risks from different sources. In this work, a portfolio tool was developed to analyze the potential impacts of the insertion of contracts in an investor's portfolio, based on the theory proposed by Harry Markowitz. The main goal of this research is to measure the risks involved in wind generation, from the point of view of the investor within a portfolio of this nature. The methodology developed for the construction of the simulator considers the uncertainties present in the energy market. This methodology is based on Monte Carlo simulation techniques for decision making, managing agent and contract data from a database. In this work, a base case is considered as a reference for a generation portfolio, where it is possible to obtain partial results associated with balance analysis, exposure in the short-term market, coverage, and economic result.

Keywords: Portfolio, risks, commercialization, electricity.

[1] glaucia.fernandes@fgv.br; amanda.azevedo@fgv.br; lucas.carvalho@fgv.br

1. Introdução

O crescente aporte de investimentos em fontes alternativas incentiva os geradores e comercializadores a analisarem o efeito da complementariedade da sazonalidade de geração dessas fontes, tendo em vista a definir estratégias de investimento e comercialização, de tal forma a capturar esse efeito e auferir ganhos adicionais de receita, superiores aos que teriam se comercializassem separadamente a energia gerada individualmente por ativo (Camargo *et al.*, 2019).

Ao considerar os ativos num mesmo portfólio, a sazonalidade de geração pode resultar em *hedge* natural para a comercialização da garantia física de cada um deles e, assim, funcionar como um mecanismo de mitigação de risco, permitindo a tomada de iniciativas mais arrojadas e que trazem maiores ganhos à empresa, sem se expor aos riscos ocasionados por fatores de gestão (Scala *et al*., 2019).

Neste artigo, os fatores de risco dos contratos, tais como flexibilidade e sazonalidade oriundos da venda de energia em subsistema diferente do local de geração, são modelados e precificados de forma a mitigar o risco.

A modelagem é feita por meio de simulação de Monte Carlo, a qual efetua análise de risco por meio da construção de modelos de possíveis resultados, substituindo com um intervalo de valores – uma distribuição de probabilidade – todo fator com incerteza inerente (Boyle *et al*., 1997). Em seguida, calcula-se os resultados repetidamente, cada vez com outro conjunto de valores aleatórios gerados por funções de probabilidades. Ao usar distribuições de probabilidades, as variáveis podem apresentar diferentes probabilidades de ocorrência de diferentes resultados, uma forma muito mais realista de descrever incertezas em variáveis de análise de risco.

Durante uma simulação, as amostras dos valores são obtidas aleatoriamente das distribuições de probabilidade de *inputs* (entradas). Cada conjunto de amostras é chamado de iteração, e o resultado produzido a partir da amostra é registrado. A simulação de Monte Carlo faz isso centenas ou milhares de vezes, e o produto disso é uma distribuição de probabilidade dos resultados possíveis. Dessa forma, a simulação de Monte Carlo fornece um quadro muito mais abrangente do que poderá acontecer, assim como a probabilidade de ocorrência (Dorp & Duffey, 1999).

Em resumo, ao longo deste artigo, busca-se desenvolver um simulador que ofereça ao usuário a possibilidade de responder a seguinte pergunta: *Como considerar e promover*

a mitigação de riscos de submercados nas operações de comercialização? Para tanto, foram considerados no modelo de riscos de comercialização:

- *Simulação de portfólio com books considerando risco de subsistema;*
- *Consideração dos riscos que podem ser incorporados nos modelos;*
- *Estimativa dos riscos para a situação atual do ACL;*
- *Simulação da variação de risco com a inclusão de eólicas no SE/CO.*

O restante do artigo está dividido conforme segue. Após essa introdução, a seção 2 apresenta o simulador desenvolvido para controle de riscos em comercialização de energia elétrica. A seção 3 apresenta o estudo de caso. A conclusão está apresentada na seção 4.

2. Gestão de Riscos em Comercialização de Energia Elétrica

A gestão de risco pode ser considerada como uma das práticas necessárias aos agentes do setor elétrico (geradores, comercializadoras, distribuidoras e consumidores livres), para que o mercado de energia seja realmente competitivo (Welch et al., 2003).

Uma gestão mais eficiente de risco é de vital importância para todos os agentes do setor elétrico. Em mercados de energia é importante que seus participantes possuam algumas ferramentas de gerenciamento (Albuyeh e Kumar, 2003), entre elas as de gerenciamento de portfólios.

Em 1952, Harry Markowitz sugeriu ao mercado uma nova visão a respeito da otimização de portfólios, através do uso da matriz de variâncias para a quantificação e otimização do risco.

Uma metodologia para avaliação dos riscos associados à atividade de comercialização é proposta no presente relatório, gerando para isso uma ferramenta computacional de apoio à decisão de contratação. O simulador tem como objetivo auxiliar o processo decisório de empresas de energia elétrica. A partir da análise de diferentes fontes de geração de energia para diferentes níveis de atributos de contratos, a empresa pode escolher a combinação que ofereça maiores benefícios, ou seja, que possibilite o maior lucro e a menor exposição ao risco no mercado.

2.1. Ferramenta de controle de risco: usando um simulador

Para o gerenciamento do controle de riscos de um agente que atua no mercado de energia elétrica, foi construído um simulador de carteira com a ferramenta Microsoft Excel e com um aplicativo desenvolvido na linguagem de programação Python, o qual oferece funcionalidades adicionais às planilhas de Excel - como a função de cadastro e recuperação de registros de um banco de dados.

As funcionalidades presentes no simulador serão descritas a seguir conforme a sequência: interface gráfica, cadastro, configuração de caso, motor, e adição de incertezas.

Interface Gráfica: o modelo de interface do usuário permite a interação direta com os dispositivos digitais através de elementos gráficos presentes na ferramenta Excel. Esta interface dá suporte a todas as demais funcionalidades do simulador.

Cadastro: o usuário precisa cadastrar as seguintes informações na plataforma do simulador: Preço de Liquidação de Diferenças – PLD; Geração de energia elétrica das usinas de energia; Contratos (volume e preço) do parque de geração; Contratos (volume e preço) da comercializadora; Agentes (geradores, comercializadores e/ou consumidores); Adição de Incertezas.

Para oferecer um armazenamento persistente dessas informações e posterior recuperação delas para os cálculos necessários aos usuários da ferramenta, foi implementado um banco de dados SQLite, acessível ao usuário pela funcionalidade de cadastro. O simulador será responsável por gerenciá-lo de acordo com as solicitações do usuário. Esta estrutura atende às necessidades de um cadastro de modo conveniente e simples.

Os dados de contratos, usinas do parque de geração de energia e agentes são armazenados no banco de dados por meio de um formulário disponível na interface gráfica do simulador. Quando o banco de dados é consultado, o usuário pode entender os resultados dessa consulta como um subconjunto do banco de dados. Filtrando as informações disponíveis juntamente a uma interface gráfica adequada, é possível ajudar o usuário para facilmente encontrar a informação relevante necessária para realizar seu

trabalho. A interface gráfica é feita utilizando uma planilha Excel, ao passo que o procedimento associado à consulta diretamente no banco e todo o tratamento desses dados tem o auxílio da linguagem de programação Python, como mostra o diagrama representado na Figura 1.

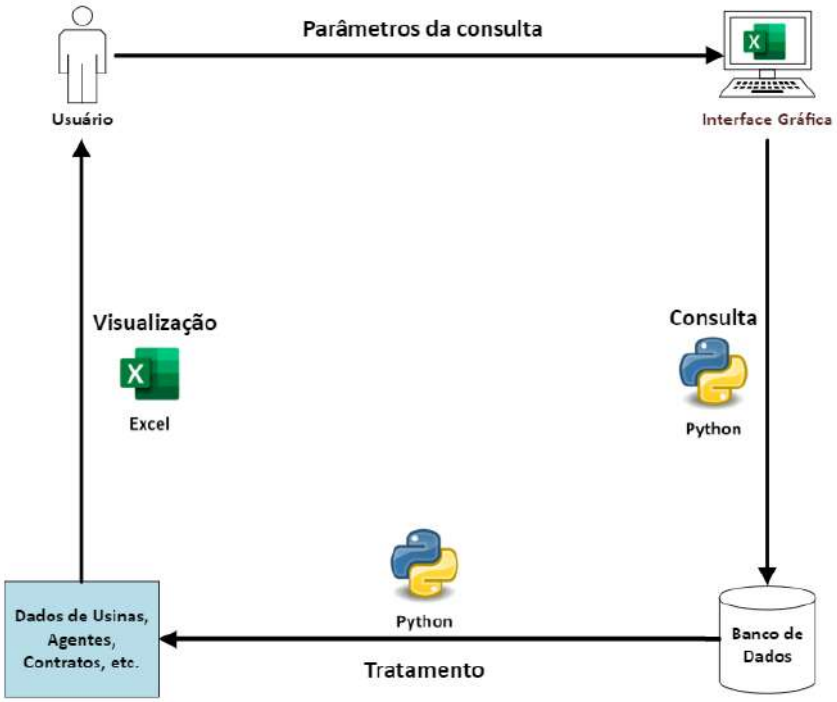


Figura 1: Diagrama da Interface Gráfica.

Com os dados inseridos no banco de dados é possível analisar a carteira do usuário e efetuar o processo da análise de risco. O módulo da Configuração de Caso oferece a possibilidade de configurar a análise a ser feita, permitindo especificar o seu escopo, através da especificação do período desejado e dos agentes, usinas e contratos de interesse.

Configuração de Caso: Dentro dos dados fornecidos pelo usuário, a Configuração de Caso permite especificar que dados do conjunto completo dado pelo usuário serão utilizados em uma análise. Ela permite que uma análise seja feita sobre um período (início e fim) especificado pelo usuário, assim como permite restringir a

análise a dados de agentes, usinas ou contratos de interesse para o estudo realizado. Isso permite que o simulador realize o processamento sobre os dados que interessam ao usuário no momento de uso da ferramenta. Esta etapa altera a consulta feita ao banco de dados, descrita anteriormente na seção do módulo Cadastro, especificando que dados serão enviados ao Motor para o processamento e extração de resultados.

Além disso, esse componente permite especificar a fonte dos dados de PLD desejada pelo usuário. Caso nenhuma fonte seja especificada, o simulador faz uma importação automática de dados históricos da Câmera de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e das séries sintéticas geradas pelo Newave. O Operador Nacional do Sistema (ONS) utiliza atualmente o modelo Newave para determinar a operação médio/longo prazo ideal do sistema (Vilar *et al*., 2020).

Motor: o Motor é o componente responsável por efetuar os cálculos das medidas de interesse e efetuar análises de risco, pela inserção de distribuições de probabilidade para medidas futuras, ainda desconhecidas. Ele é implementado por planilhas do Excel, que apresentam a interface gráfica e o cálculo dos resultados, o aplicativo em Python, para extrair os dados do banco, e o @Risk, responsável por inserir as distribuições de probabilidade às planilhas e efetuar simulações de Monte Carlo (Kroese, Brereton, Taimre, & Botev, 2014) a partir destas distribuições.

A partir dessas simulações, é possível extrair resultados estatísticos referentes às incertezas consideradas, permitindo uma avaliação mais eficiente do risco. Como indicado na Figura 2, os dados são extraídos do banco de dados para alimentar o Motor. Os parâmetros das consultas são especificados pela Configuração do Caso.

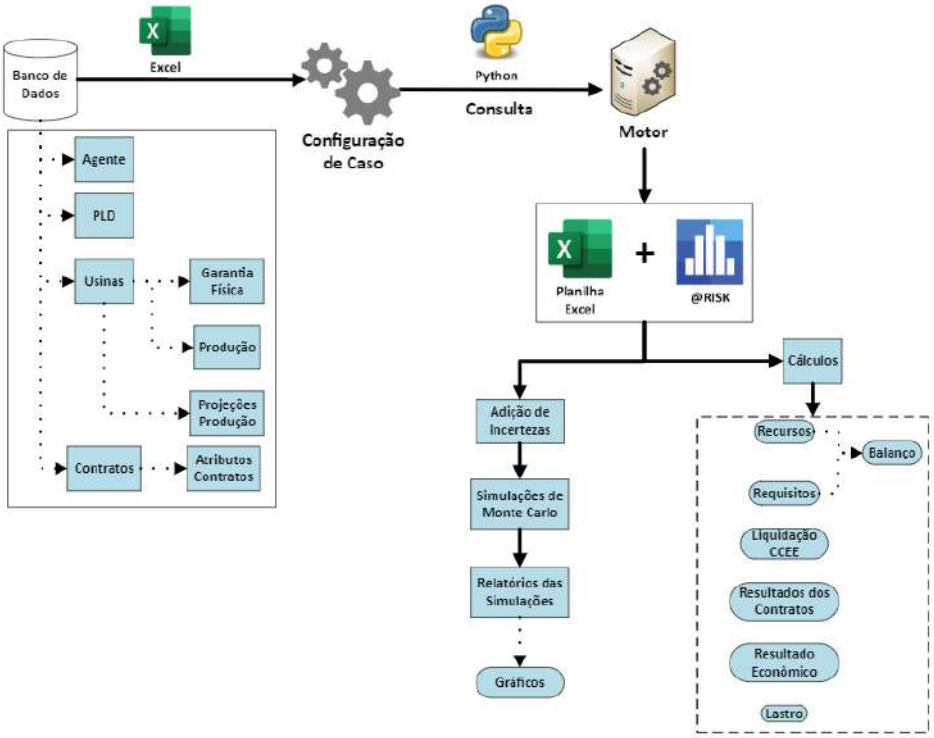


Figura 2: Diagrama do Motor.

A tomada de decisões pode ser imprecisa, pois muitas vezes não se tem uma informação completa sobre um determinado fenômeno que está ocorrendo em um determinado sistema. Às vezes, o excesso de incerteza proveniente da falta de conhecimento sobre algo pode levar a uma decisão ruim, causando assim prejuízos de todos os tipos possíveis. Daí a necessidade de se considerar a modelagem de incerteza em uma tomada de decisão.

Discutindo-se no contexto do simulador, pode-se facilmente vislumbrar o grande universo de incertezas que se faz presente em alguns dos parâmetros considerados. Afinal, como ter garantia do valor de um PLD futuro? Surge então a necessidade da elaboração de métodos de visualização e quantificação de incertezas, provenientes de fluxos de trabalho que possibilitem a manipulação e análise de tais informações.

Incertezas: as incertezas consideradas no simulador dizem respeito aos dados de PLD e de produção das usinas. Para lidar com tais representações, pode-se estimar esses valores através de distribuições de probabilidade adequadas. A CCEE

oferece estimativas de valores futuros do PLD fornecidas pelo modelo Newave. Tais estimativas são através de 2000 séries sintéticas de valores de PLD para 5 anos a partir da data da estimativa. Dessa forma, cada série representa uma sequência de valores discretizados mensalmente. A escolha de qual série deve ser utilizada foi definida neste artigo a partir de uma distribuição uniforme, definida entre 1 e 2000. Ou seja, cada simulação realizada escolhe uma série aleatória, de modo a capturar uma amostra representativa destas séries nas simulações executadas. Já para a produção das usinas no mês de referência, foi considerado que a produção pode variar de 0 até o valor máximo da potência dessa usina, seguindo uma distribuição triangular para gerar valores aleatórios de produção destas usinas.

Com isso, pode-se finalmente proceder para a análise da receita de cada fonte de geração considerando a Equação 1.

$$RT_atual_{i,m} = R_atual_{i,m} + \left(Geração_{i,m} - EC_{i,m}\right) \times PLD_m \quad (1)$$

Onde:

$RT_atual_{i,m}$: Receita total da usina "i" , em R$, no mês "m", considerando o contrato atual;

$R_atual_{i,m}$: receita da usina "i", em R$, apurada no mês "m";

$Geração_{i,m}$: geração da usina "i", em MWh, no mês "m";

$EC_{i,m}$: energia contratada pela usina "i", em MWh, no mês "m"; e

PLD_m: preço de liquidação de diferenças, em R$/MWh, do mês "m".

*Ressalva-se que no caso das usinas hidrelétricas Geração = Energia Alocada no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

A análise da liquidação na CCEE foi feita com base na equação 4.

$$Liq_ccee_{i,m} = Balanço_{i,m} \times PLD_m \quad (4)$$

Onde:

$Liq_ccee_{i,m}$: liquidação da usina “i” , em R$, no mês “m”;

$Balanço_{i,m}$: resultado da diferença entre Recursos (produção) e Requisitos (contratos) da usina “i”, em MWh, apurada no mês “m”;

PLD_m: preço de liquidação de diferenças, em R$/MWh, do mês “m”.

O lastro da energia é calculado através da equação 5.

$$Lastro_{i,m} = \sum_{t=m-12}^{m-1} Balanço_{i,t} \quad (5)$$

Onde:

$Lastro_{i,m}$: lastro da usina “i” , em MWh, no mês “m”;

$Balanço_{i,t}$: resultado da diferença entre Recursos (produção) e Requisitos (contratos) da usina “i”, em MWh, apurada no mês “t”, em que t tem uma defasagem de 12 meses em relação ao mês “m”;

No caso em que além dos contratos com fontes geradoras também existem contratos de compra e venda de energia pela comercializadora, o resultado dos contratos é dado pela equação 6.

$$RC_atual_m = R_atual_{i,m} + R_venda_{j,m} - R_compra_{k,m} \quad (6)$$

Onde:

RC_atual_m: Receita total dos contratos, em R$, no mês “m”, considerando os contratos atuais das usinas e da comercializadora;

$R_atual_{i,m}$: receita da usina “i”, em R$, apurada no mês “m”;

$R_venda_{j,m}$: receita do contrato de venda “j”, em R$, apurada no mês “m”;

$R_compra_{k,m}$: receita do contrato de compra “k”, em R$, apurada no mês “m”;

O resultado econômico, nesse caso, é dado pela soma entre o resultado dos contratos e a liquidação na CCEE. Já o lastro é dado pelo somatório do balanço, em que os recursos são dados pelo somatório dos contratos de compra e os requisitos pelo somatório dos contratos de venda de energia. Ao final dessas simulações, o @RISK gera

relatórios associados aos parâmetros de interesse, representando os resultados dos cálculos através de gráficos da própria plataforma.

3. Estudo de Caso

Para exemplificar o funcionamento da plataforma, foi produzido um estudo de caso no qual foi executada a ferramenta. Esta análise considera o caso de uma empresa hipotética de geração de energia elétrica denominada “PACA Ltda”.

A empresa PACA Ltda tem uma carteira formada por dez blocos de geração, nas modalidades eólica, hidrelétrica (PCH), térmica (biomassa) e solar, com potências entre 30 e 50 MW. A Tabela 1 lista as informações das usinas do caso. Cada uma das dez usinas tem um valor *flat* alocado de garantia física.

Tabela 1: Dados das usinas

Usina	**Fonte**	**Nome**	**Potência MW**	**Garantia Física (MWmed)**
Usina 1	PCH	PCH 1	30	20
Usina 2	Térmica a biomassa	BIO 1	30	13
Usina 3	Eólica	EOL 1	30	8
Usina 4	Hidrelétrica	UHE 1	50	21
Usina 5	Hidrelétrica	UHE 2	50	21
Usina 6	Hidrelétrica	UHE 3	50	21
Usina 7	Eólica	EOL 2	40	10

Fonte: Elaboração própria.

A empresa PACA Ltda está envolvida em dez contratos de compra de energia; em todos eles, ela fornece energia para outro agente. Os dados gerais dos contratos e os valores de energia contratados seguem na Tabela 2.

Tabela 2: Dados de contratos das usinas.

Contrato	Duração	Contrato (MWmed)	Preço (R$/MWh)
Usina 1 C1	24	9	Sazonal
Usina 1 C2	24	11	Sazonal
Usina 2	24	Sazonal	145
Usina 3	24	Sazonal	130
Usina 4 C1	16	15	150
Usina 4 C2	24	6	165
Usina 5	17	21	135
Usina 6 C1	24	7	195
Usina 6 C2	11	10	180
Usina 6 C3	12	4	199
Usina 7	22	10	150

Usina 8	12	10	175
Usina 9	6	8	120
Usina 10	22	7	135

Fonte: Elaboração própria.

Os contratos relativos às usinas 2 e 3 possuem energia contratada sazonal, variando mês a mês; todos os outros possuem contratos *flat*. Os dois contratos relacionados à usina 1 possuem preços com variação sazonal; todos os outros possuem preços fixos. A Tabela 3 apresenta a sazonalidade relacionada a estes contratos.

Tabela 3: Dados sazonais dos contratos das usinas.

Contrato	Tipo	Mês											
Ano 1		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Usina 1 C1	R$/MWh	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Usina 1 C2	R$/MWh	205	205	205	205	205	205	210	210	210	210	210	210
Usina 2	MWmed	4,0	7,2	12,0	17,2	13,7	16,6	20,3	16,6	13,0	11,0	13,1	6,8
Usina 3	MWmed	8,0	5,5	5,5	4,5	8,0	6,5	9,5	10,5	12,0	11,8	12,0	7,2
Ano 2		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Usina 1 C1	R$/MWh	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
Usina 1 C2	R$/MWh	180	180	180	180	180	180	140	140	140	140	140	140
Usina 2	MWmed	4,0	7,2	12,0	17,2	13,7	16,6	20,3	16,6	13,0	11,0	13,1	6,8
Usina 3	MWmed	6,5	4,0	3,5	4,5	5,5	8,0	8,1	11,0	13,0	12,0	11,9	11,0

Fonte: Elaboração própria.

A comercializadora possui outros 20 contratos de fornecimento de energia, sem relação com os contratos celebrados através das usinas da PACA Ltda. Estes contratos estão representados na Tabela 4. Contratos listados como de compra (Comp) correspondem a contratos em que a comercializadora compra energia de um agente. Já em contratos de venda (Vend), a comercializadora fornece energia a outro agente.

Tabela 4: Dados dos Contratos do Comercializador.

Contrato	Duração	Contrato (MWmed)	Preço (R$/MWh)
Comp 1	12	7	150,0
Comp 2	12	11	Sazonal
Vend 1	24	Sazonal	Sazonal
Vend 2	6	Sazonal	230,0
Comp 3	24	10	180,0
Comp 4	6	21	171,0
Comp 5	13	18	190,0
Comp 6	24	14	200,0
Comp 7	24	16	150,0
Comp 8	24	11	175,0
Comp 9	12	13	166,0
Comp 10	13	8	183,0
Vend 3	24	24	245,0
Vend 4	24	6	260,0

Fonte: Elaboração própria.

Os contratos Vend 1 e Vend 2 possuem valores de energia fornecida variando mensalmente, enquanto os outros contatos apresentam valores fixos. Os contratos Comp 2 e Vend 1 possuem preços variando de forma sazonal. Da mesma forma que para os contratos das usinas, os contratos da comercializadora possuem uma tabela separada para os casos sazonais, apresentada na Tabela 5.

Tabela 5: Contratos sazonais do comercializador.

Contrato	Tipo	Mês											
Ano 1		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Comp 2	R$/MWh	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161
Vend 1	R$/MWh	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
Vend 1	MWmed	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7
Vend 2	MWmed					10	10	10	10	10	10		
Ano 2		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Comp 2	R$/MWh												
Vend 1	R$/MWh	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197
Vend 1	MWmed	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Vend 2	MWmed												

Fonte: Elaboração própria.

3.1. Resultados

A partir dos dados apresentados, o estudo de caso consiste na execução de 10.000 simulações de Monte Carlo. Em cada simulação, uma série de valores aleatórios são extraídos para cada uma das variáveis envolvidas a partir das distribuições de probabilidade escolhidas previamente.

Com visto anteriormente, o balanço é caracterizado como o resultado da diferença entre recursos (produção) e requisitos (contratos) de uma usina em MWh, apurada em cada mês. A Figura 3 representa um resumo dos resultados dessas simulações em cada um dos meses. Pode-se observar que o valor esperado dessa diferença é sempre positivo, atingindo, no mínimo, um valor próximo de 20.000 MWh, no mês de julho. Além disso, pode-se observar que existem possibilidades dessa diferença ser negativa apenas no período de janeiro, fevereiro e em julho. Ainda que em alguns cenários o balanço seja negativo, a diferença não se mostra muito expressiva. Por outro lado, de um modo geral a quantidade de recursos dessa carteira é elevada, o que gera uma sobra. Uma sobra mais

expressiva pode ser observada no período de março até setembro, indicando que essa energia poderia ser utilizada para novas transações.

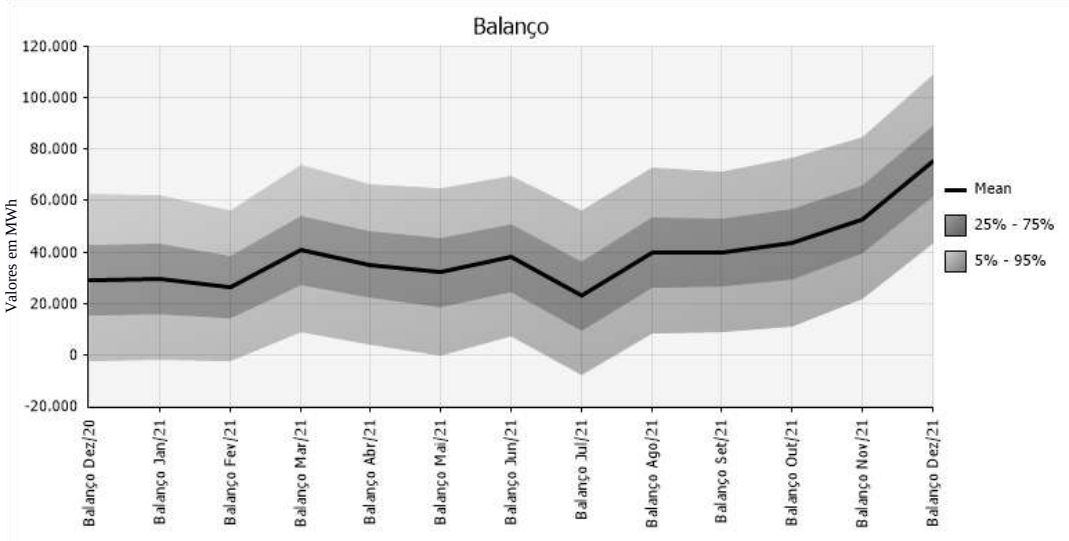


Figura 3: Resultado das Simulações do Balanço Energético (MWh).

A análise da liquidação na CCEE é feita a partir da multiplicação entre o balanço (diferença entre Recursos e Requisitos de uma usina em MWh apurada em cada mês) pelo preço de liquidação de diferenças (PLD), em R$/MWh, em cada mês. Na Figura 4 está a distribuição dos resultados das simulações envolvendo esse parâmetro. Pode-se notar que há um risco de 5% de os valores dessa liquidação estarem abaixo de R$ 139,8 milhões e acima de R$ 310,8 milhões. Dessa forma, 90% dos cenários estão entre essa faixa, com um valor esperado de R$ 199,74 milhões, como descrito na Tabela 6.

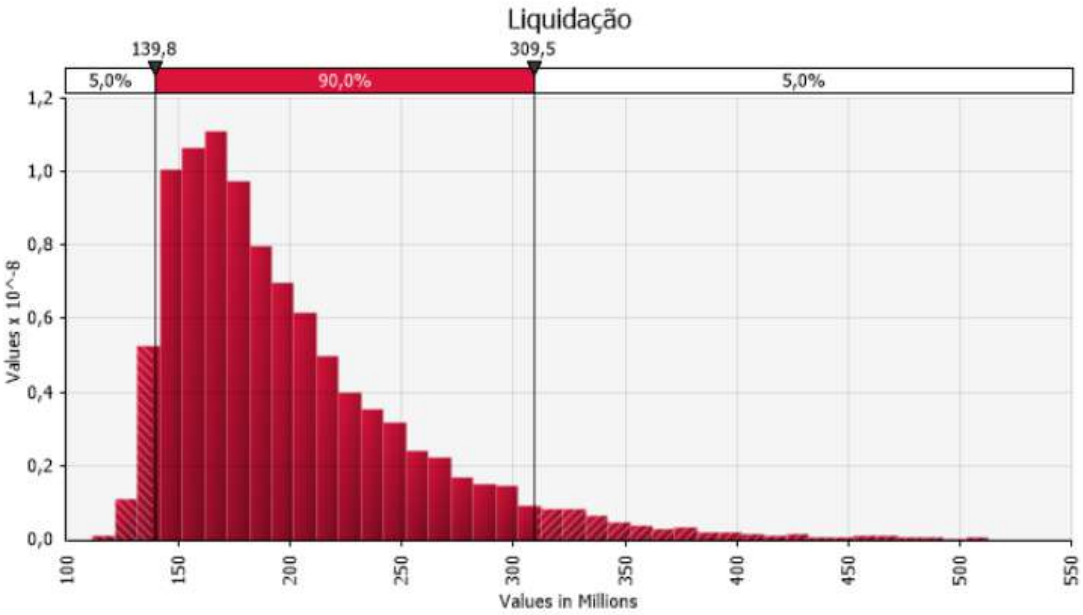


Figura 4: Resumo das Simulações da Liquidação.

Tabela 6: Estatísticas Gerais da Simulação – Liquidação.

Liquidação CCEE (R$)	
Mínimo	111.370.728,96
Máximo	512.780.032,61
Média	199.174.772,00
Mediana	184.111.709,64
Desvio-padrão	55.456.946,01
5% VaR	139.840.496,29
10% VaR	145.301.057,77

Já o resultado econômico é dado, como citado anteriormente, pela soma entre o resultado dos contratos e a liquidação na CCEE. A Figura 5 apresenta um resumo dos resultados desse parâmetro em cada um dos cenários simulados. Pode-se observar que há um risco de 5% do resultado econômico estar abaixo de R$ 240,7 milhões e acima de R$ 411,7 milhões. Além disso, observa-se que todos os valores obtidos foram positivos, com o valor esperado de R$ 300 milhões, como descrito na Tabela 7.

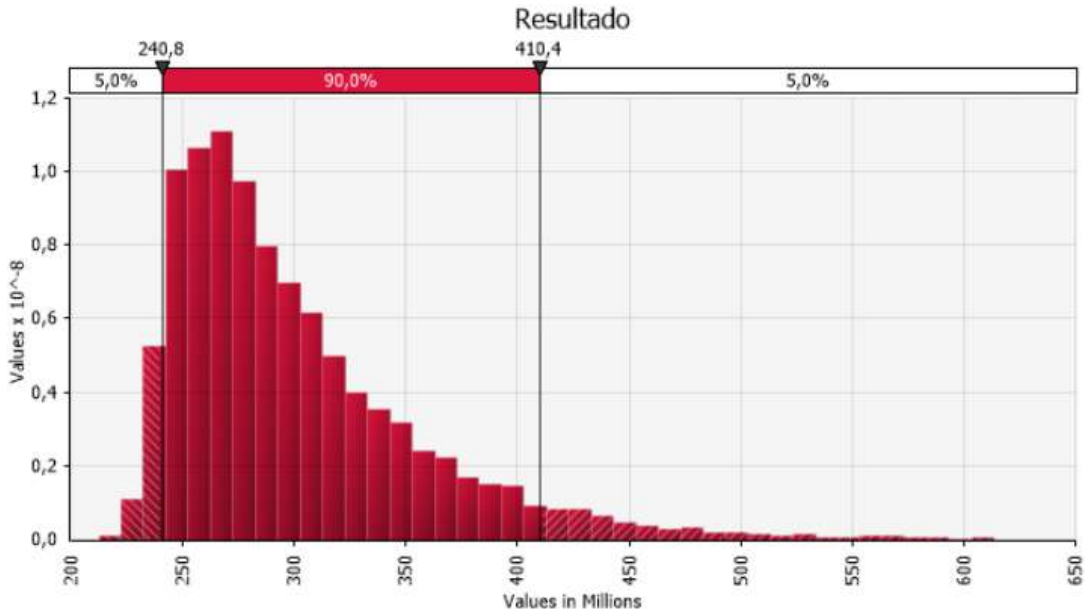


Figura 5: Resumo das Simulações do Resultado Econômico.

Tabela 7: Estatísticas Gerais da Simulação - Resultado Econômico.

Resultado Econômico (R$)	
Mínimo	212.293.392,96
Máximo	613.702.696,61
Média	300.097.436,00
Mediana	285.034.373,64
Desvio padrão	55.456.946,01
5% VaR	240.763.160,29
10% VaR	246.223.721,77

Para uma melhor visualização, a Figura 6 apresenta uma versão detalhada mês a mês do resultado agregado apresentado anteriormente. Com isso, pode-se observar uma grande dispersão dos valores, principalmente no mês de dezembro e de março. Como observado nas Figuras 5 e 6, a distribuição dos valores é assimétrica, isto é, os valores obtidos não estão distribuídos com a mesma proporção com relação à média. De acordo com os resultados, há uma pequena chance de obter um valor muito superior à média. No entanto, na maior parte das simulações, o valor obtido foi abaixo da média.

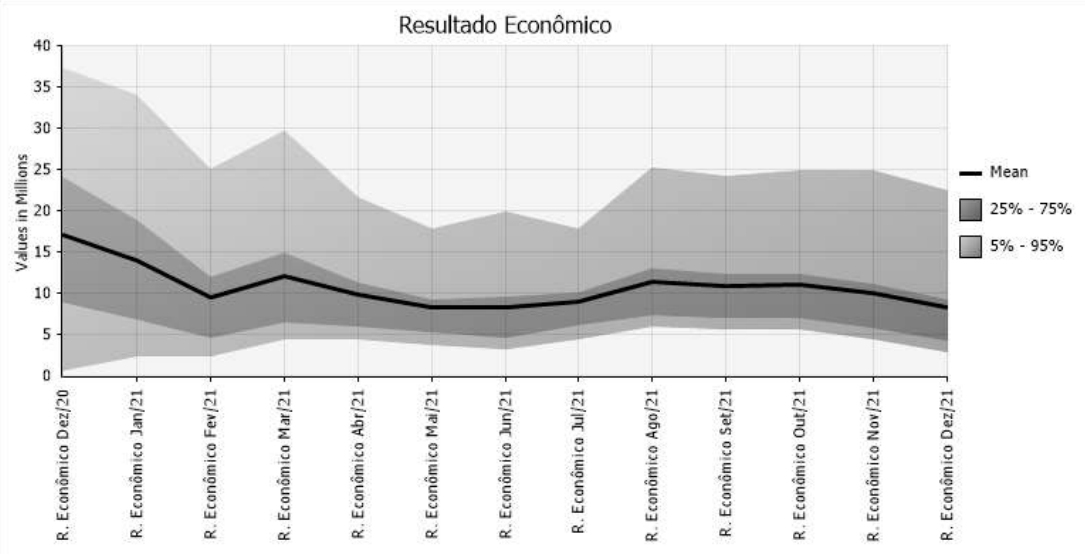


Figura 6: Resumo das Simulações Mensalmente do Resultado Econômico.

4. Conclusão

Este artigo apresentou os resultados para um simulador de carteira, que é uma ferramenta de portfólio para análise dos potenciais impactos da inserção eólica no submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) do Brasil na carteira do investidor. Além disso, apresentou a estrutura da ferramenta, em termos dos componentes que fazem parte do seu funcionamento.

No estado atual, a ferramenta é composta de módulos implementados através de um aplicativo programado na linguagem Python, planilhas do Microsoft Excel integradas com o *software* @RISK e um banco de dados SQLite. Os componentes em Python são utilizados para interagir com o banco de dados, permitindo a inserção, extração e atualização de dados relacionados a agentes, usinas e contratos relacionados às operações comerciais de um investidor no ramo de energia.

A ferramenta oferece a função de análise de risco, possibilitando avaliar cenários futuros através da modelagem por distribuições de probabilidade de qualquer medida ainda desconhecida – por exemplo, a produção de uma usina em um mês futuro. Com isto, um investidor pode criar cenários hipotéticos e avaliar o estado da sua carteira em cada um deles. Por exemplo, ele pode adicionar à sua carteira do futuro a celebração de

contratos de compra e venda assumidos com outros agentes, ou ainda a adição de novas usinas a seu parque de geração.

Agradecimento

Os autores gostariam de agradecer à Aliança Geração de Energia S.A. pelo suporte concedido através do Programa de P&D regulado pela ANEEL. Este trabalho apresenta parte dos resultados obtidos a partir do projeto de P&D número PD-09344-1703/2017 executado pela FGV Energia.

Referências

Albuyeh, F., Kumar, J. Decision support tools for market participants. Power Systems, IEEE Transactions on, v.18, n.2, p.512-516. 2003.

Boyle, P., Broadie, M., & Glasserman, P. (1997). Monte Carlo methods for security pricing. Journal of economic dynamics and control, 21(8-9), 1267-1321.

Camargo, L. A. S., Ramos, D. S., de Paiva, L. F., Rosa, P. S., & Balan, M. H. (2019). Aprimoramentos Regulatórios e Comerciais como suporte para a Viabilização de Projetos Híbridos Eólico-Solar Fotovoltaico.

Dorp, J. R., & Duffey, M. R. (1999). Statistical dependence in risk analysis for project networks using Monte Carlo methods. International Journal of Production Economics, 58(1), 17-29.

Kroese, D., Brereton, T., Taimre, T., & Botev, Z. (2014). Why the Monte Carlo method is so important today. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics*, pp. 386-392.

Markowitz, H. Portfolio Selection. The Journal of Finance, v.7. 1952.

Scala, A., Facchini, A., Perna, U., & Basosi, R. (2019). Portfolio analysis and geographical allocation of renewable sources: A stochastic approach. Energy Policy, 125, 154-159.

Vilar, R. D. A. A., Correia, M. D. F., Nóbrega, R. S., Aragão, M. R. D. S., Barbieri, L. F. P., & Moura Filho, M. G. D. Avaliação do Impacto de Secas Severas no Nordeste Brasileiro na Geração de Energia Elétrica Através do Modelo Newave: Projeção das

Energias Afluentes e Armazenadas. Revista brasileira de meteorologia, v. 35, p. 89-98, 2020.

Welch, G. V., M., Engel, E. H. W., Adams, Jr. Acquiring energy resources in a competitive market. Power and Energy Magazine, IEEE, v.1, n.3, p.36-42. 2003.

ANALYSIS OF THE BRAZILIAN REGULATORY FRAMEWORK FOR OFFSHORE WIND ENERGY: A COMPARATIVE CASE STUDY WITH UK AND AUSTRALIA REGULATION

Alexandre Calmon, Juliana Carvalho, Maria Beatriz Gomes and Marcelo Frazão[1].

ABSTRACT

Around the world national leaders are taken actions to meet their emission reduction targets and achieve the goal of net-zero emissions by 2050, in line with the commitments made at the United Nations Climate Change Conference ("COP26"). In view of the global context of energy transition and expansion of the Brazilian energy matrix, Brazil may have as a great ally the exploration of offshore wind energy through the use of natural resources in internal waters under the domain of the Union, in the territorial sea, in the exclusive economic zone and on the continental shelf. The use of comparative law by analysing the different legal systems applicable to each nation is a common and effective methodology when formulating regulations for the same common activity, since the mechanism allows a country to learn from the experience of other countries. National and international studies have proven the enormous potential of the energy activity in the country, which only depends on progress in the creation of regulations that provides legal security for the investment in offshore wind energy generation in Brazilian waters.

Keywords: Wind. Energy. Offshore. Exploration. Regulation. Cop 26. United Kingdom. Australia. Emission. Reduction. Targets. Zero. Regulation. Framework. Law. Study. Decree. International. Global. Commitment. Transition. Renewable. Capacity. Generation. Potential.

1. INTRODUCTION

Over the past years, countries have strengthened their commitments to cope with climate change worldwide. It is widely known that actions must be taken now, otherwise, the costs of damage repair will become much more expensive. International cooperation and innovative solutions are fundamental to face such alarming environmental challenges. In this context, the energy transition from fossil fuels to renewables is gaining momentum and speed. Many countries around the world

[1] The four authors Alexandre Calmon and Marcelo Frazão are Partners and Juliana Carvalho and Maria Beatriz are associates of Campos Mello Advogados in Cooperation with DLA Piper.

have established energy policies and regulations to address their commitments of net-zero goals and energy matrix changes.

At COP 26[2], the Brazilian delegation committed to achieving 50% of the clean energy matrix by 2030, reducing carbon emissions by 50% by 2030 and net zero emissions by 2050[3]. In fact, today Brazil is already a leading country when it comes to having a diverse matrix of sustainable energy sources, which puts Brazil in a better start position than most countries to reach high environmental goals.

In 2021, renewable energy sources provided no less than 44.7% of Brazil's total energy consumption and 78.1% of its electricity production[4]. Wind energy currently accounts for 10.6% of electricity production, following a decade of exponential growth. Between 2015 and 2020, for example, wind-energy generation more than tripled, rising from 21,625 GWh to 72.286 GWh, and continues to grow[5]. This expansion made Brazil occupy the sixth position in Total Installed Capacity of Onshore Energy of the GWEC ranking in 2021.

The numbers are even more impressive considering that Brazil has a substantial potential to continue expanding energy generation with offshore wind farms. The country has geographical, climate and market conditions that are favorable to offshore wind projects, such as:

(i) 7,367km (4,577 miles) of coastline, with weather and ocean conditions favorable for wind power generation and a massive technical potential, estimated at around 700GW – 50m depth, for the development of offshore wind energy, which could make Brazil the world leader in the industry;

---

[2] 26th session of the Conference of Parties to the UN Framework Convention on Climate Change in Glasgow, Scotland.

[3] GENIN et. Al. Carolina. **O saldo da COP 26: O que a Conferência do Clima significou para o Brasil e o mundo. November 2021**. Available at https://wribrasil.org.br/pt/blog/clima/o-saldo-da-cop26-o-que-conferencia-do-clima-significou-para-o-brasil-e-o-mundo

[4] These rates were even higher in 2020, representing 48.5% of Brazil's total energy consumption and 83.8% of its electricity production. The observed decrease is justified by the water availability crisis, which impacted hydropower generation in Brazil in 2021. The dry period suffered in 2021 is not seen in 2022 according to the latest meteorological reports. Thus, it is possible to expect a substantial increase referring to renewables rates in 2022. See **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2022 – ano base 2021.** Available at: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf

[5] See **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2022 – ano base 2021.** Page 36. Available at: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf

(ii) The experience with the value chain of the onshore wind sector presents an opportunity for the development of the value chain of the offshore wind-energy sector. Brazil boasts wind-turbine assembly units and the local manufacture of components and subcomponents for onshore wind power, enabling the country also to offer goods and services in all phases of an offshore wind project;

(iii) The maturity of Brazil's energy system, which has been expanded and strengthened over the past decade. The electric energy production and transmission system in Brazil is a large hydro-thermal-wind system. The interconnection of electrical systems, through the transmission network, provides the transfer of energy between subsystems and allows for synergistic gains. The integration of generation and transmission resources makes it possible to serve the market safely and economically; and

(iv) The local knowledge acquired from offshore oil and gas projects can contribute to the development of the offshore wind industry. The local expertise in operations in deep and ultra-deep waters of the oil and gas sector paves the way for the development of offshore infrastructure, from foundations and structures to project management and working with moving cables or seabed surveys.

With such great potential, the market and industry players look forward to a clear and stable regulatory framework for the development of offshore wind activities. In this sense, this article provides an overview of the international offshore wind regulation, with case studies focused on the United Kingdom in England and Wales ("UK") and in Australia, and the main regulatory discussions in Brazil on the subject.

Our aim is to contribute to the regulatory debate in Brazil, by learning from lessons from other jurisdictions. The UK was chosen in this analysis as a role model of a country that has been developing offshore wind projects since early 2000's with a mature regulation. In its turn, Australia's case is presented as a country that has recently focused on the development of offshore wind projects and the by enacting specific regulation on the matter in 2021.

2. GLOBAL EXPANSION IN RENEWABLES INVESTMENT

2.1. Global offshore wind energy overview

Investments in energy transition in the world added up to a total value of US$ 755 Billion in

2021[6]. World national leaders committed at COP 26 to take the necessary measures to reduce their emissions in order to achieve the global goal of net zero emissions by the year of 2050. Several provisions of the Paris Agreement of 2015 were discussed during COP 26, in order to reach the main objective to keep global warming below 2ºC in this century.

The Glasgow agreement ("Glasgow Climate Pact") highlighted that further action to limit and control the climate change in the current decade must be taken, establishing the goal to put the world on a 1.5 decree Celsius pathway, instead of the 2 decree Celsius of the Paris Agreement. Glasgow Climate Pact requested all countries to further analyse their Nationally Determined Contributions ("NDCs") establishing targets for 2030 in order to achieve control on the climate change.[7] According to IRENA achieving the 2050 climate target depends on sufficient action by 2030, with the next eight years being crucial for speeding the renewables-based transition (IRENA, 2022). In line with the concept of energy transition, it is clear that the chosen path is to diversify the energy matrix and increase the use of renewable sources, such as solar photovoltaic, biomass, hydrogen and wind power.

The UK government published in October 2021 a document named "Net Zero Strategy: Built Back Greener", setting strategies for policies and proposals for the path of decarbonizing all sectors of the UK economy to meet the net zero target by 2050. In addition, the UK 2030 NDC is for a 68% reduction in emissions from 1990 to 2030 and a 78% by 2035, as communicated by the British Government in June 2021[8],with a 55% reduction from 2010 to 2030 in CO2 emission[9].

In the meantime, the Energy Minister of Australia stated that the country has updated its NDC to include net zero emissions by 2050 and a 35% reduction by 2030 declaring also that the country reduced 20% of its emissions since 2005[10]. Both the UK and Australia formally pledged at COP 26 the end of deforestation and the net zero target date as of 2050, with UK also committing to

[6]GNPW Group. **Investimentos em transição energética: entenda o crescimento**. March 2022. Available at https://www.gnpw.com.br/energia-renovavel/investimentos-em-transicao-energetica-entenda-o-crescimento/
[7]COMMITTEE Climate Change. **Cop 26: Key outcomes and next steps for UK**. December 2021. P. 9. Available at: https://www.theccc.org.uk/publication/cop26-key-outcomes-and-next-steps-for-the-uk/
[8]GOVERNMENT. UK**. Net Zero Strategy: Build Back Greener**. October 2021. P. 50. Available at: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1033990/net-zero-strategy-beis.pdf
[9]COMMITTEE Climate Change. **Cop 26: Key outcomes and next steps for UK**. December 2021. P. 22. Available at: https://www.theccc.org.uk/publication/cop26-key-outcomes-and-next-steps-for-the-uk/
[10]MP. Hon Angus Taylor. Minister for Industry. Energy and Emissions Reduction. **Australia Welcomes Positive Outcomes at COP 26**. November 2021. Available at: https://www.minister.industry.gov.au/ministers/taylor/media-releases/australia-welcomes-positive-outcomes-cop26

quit coal and cut methane emissions[11].

In connection to the subject of this Article, offshore wind energy can be an important allied to countries aiming to decarbonize and achieve the net zero objective considering that wind farms produce electricity in a clean way emitting very few polluting gases to the atmosphere. Under the 1.5º scenario offshore wind capacity will grow 11-fold by 2030 (nearly 380 GW), being a strategic key for the global energy system reaching global carbon neutrality by 2050 (IRENA, 2022).

According to the Annual Wind Report of 2022 of GWEC, in 2021 the 94 GW of new installations elevated global cumulative wind power capacity to 887 GW, representing a twelve percent (12%) growth per year. The offshore wind market achieved its record-year with 21.1 GW commissioned[12]. GWEC Market Intelligence expects that 557 GW of new capacity will be added in the next five years, with more than 110 GW of new installations per year until 2026[13]. The annual global offshore market is expected to grow from 21.1 GW in 2021 to 31.4 GW in 2026, in total, more than 90 GW of offshore capacity is expected to be added worldwide in the period between 2022 to 2026[14] (GWEC, 2022).

However, the success of the development of the energy matrix requires more than favourable climatic geological conditions or paper commitments. It requires from governments to take actions and develop policies to encourage new investment and a clear regulatory framework to offer legal certainty to investors, including targets for production of renewable energy and a simplified licensing process.

2.2. Case study of international offshore wind regulation

2.2.1. United Kingdom – England and Wales

As the leader in compliance with the commitments of COP 26, the Glasgow Climate Pact and the Paris Agreement, the UK became the first major economy to establish by law the objectives to

[11] DUGGAL. Hanna. Aljazeera. **Infographic: What has your country pledged at COP26?** November 2021. Available at: https://www.minister.industry.gov.au/ministers/taylor/media-releases/australia-welcomes-positive-outcomes-cop26

[12]GWEC. **Annual Wind Report 2022**. April 2022. p. 10. Available at https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/04/Annual-Wind-Report-2022_screen_final_April.pdf

[13]GWEC. **Annual Wind Report 2022**. April 2022. p. 12. Available at https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/04/Annual-Wind-Report-2022_screen_final_April.pdf

[14] GWEC. **Annual Wind Report 2022**. April 2022. p. 12. Available at https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/04/Annual-Wind-Report-2022_screen_final_April.pdf

achieve the net zero strategy by 2050. Offshore wind energy is – and has been – one of the key players on the UK's decarbonization process.

The relevant government body, which is The Crown Estate ("TCE"), is the owner and authority responsible to manage on behalf of the crown almost the entirety of the seabed of the UK to 12 nautical miles and has the rights to natural resources, excluding fossil fuels, on the continental shelf. Thus, TCE selects the areas which offshore wind farms can be located in the UK. TCE also holds the rights to generate electricity from wind, waves, and tides on the continental shelf, under the Energy Act of 2004 (TCE, 2016).

In fact, the selection by the relevant government body is the most common process in Europe, including in new markets such as Norway and Finland who are auctioning off their first areas of seabed for offshore wind farms. However, it is different in Sweden where developers can select sites and apply to the government to have rights to them to develop.

Regarding the British legal framework for offshore activity and the competitive auction process it is essential to highlight the following regulation (i) The Crown Estate Act 1961; (ii) Electricity Act of 1989; (iii) Energy act of 2004; (iv) Planning Act of 2008; (v) Marine and Coastal Access Act of 2009; (vi) Energy Act of 2013; (vii) The Electricity Regulations of 2015; and (viii) National Renewable Energy Action Plan.

TCE holds auctions for identified areas of seabed. Developers go through a pre-qualification process so that only legitimate developers/consortia are taken through to the bidding round. The auctions usually cover a large number of seabed areas, thus, auctions are not held often. The winners are chosen based on the highest auction price (either per square kilometre or per MW of installed capacity).

The TCE grants rights for offshore wind energy developments thought a lease agreement. The instrument grants the developer an option over an area of seabed, which may be exercised provided that several conditions precedent are complied, such as the obtaining of the statutory consents for the proposed development (TCE, 2016). Once the right to use the area is granted, the developer shall undertake to carry out research within the area to designate sites favourable for the implementation of the wind farms and shall subsequently undertake to carry out specific technical studies prior to the application for development of the wind farms (EPE, 2020).

The development of wind farms with generation over 100 Megawatts (MW) also called Nationally Significant Infrastructure Projects ("NSIP") requires a consent order granted first by the Planning Inspectorate, which is the agency responsible for examining in a primary basis the applications for the NSIP. Applicants must follow and comply with the guidelines of the guidance note for developers produced by the Planning Inspectorate. The Planning Inspectorate sends its recommendation to the Secretary of State for Energy and Climate Change[15] appreciation and decision on the energy applications[16], the organ is also responsible for approvals for navigating risks, safety zones and the decommissioning scheme – following the guidelines of the government guidance on decommissioning offshore renewable energy installations (GONZÁLEZ et al, 2020).

The Development Consent Order encompasses at once all permits and licences required for construction and operation of the projects. While other new markets, such as Australia, Finland and Norway, have an iterative process where a development needs to apply for sequential permits as it goes through the development stages. The later approach creates more risk for developers in comparison with the UK approach.

The Marine and Coastal Act of 2009 established the Marine Management Organisation ("MMO") as the competent authority to grant consent the for the construction, extent, and operation of the offshore generating stations, in regard to projects of less than 100 MW. In 2018 with the Wales Act of 2017 the MMO had its powers as regulatory agency in Wales transferred for the Natural Resources Wales. (GONZÁLEZ et al, 2020)

Application for consent requires technical studies with details of the project management and design, an environmental impact assessment – following the government guidelines of the Electricity Works (Environmental Impact Assessment) (England and Wales) Regulations 2000 - and a consultation with relevant stakeholders to assess the potential impact of the proposed development. (TCE, 2016). Prior for the formal consent it is also required the obtaining by the Seabed Survey license, granted by TCE, which allows the applicants to undertake temporary activities offshore for a maximum period of up to twelve (12) months, TCE takes 4-6 weeks to

[15] MMO. **Marine Management Organization**. September 2014. Available at https://www.gov.uk/guidance/generating-energy-offshore

[16] BEIS. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. **Consents and planning applications for national energy infrastructure projects**. Available at https://www.gov.uk/guidance/consents-and-planning-applications-for-national-energy-infrastructure-projects

issue this licence[17]. Further consents from statutory authorities may be required, such as the Natural Resource Wales or Department of Energy for Northern Ireland, Environment Agency or a Harbour Authority.

With a wise structural choice, the UK government adopted pro-active policies of financial incentives for the development of offshore wind plants, in a successful attempt to make the UK the most attractive place for investments in the renewable energy matrix. The electricity generation from wind power in the UK has increased by 715% from 2009 to 2020 with turnover from wind energy nearly £6 billion in 2019[18].

The Office of Gas and Electricity Markets ("OFGEM") is the regulatory authority in charge of granting the generation license, and as the grid connection, it is required to join the offshore operator. According to article 4 of the Renewable Energy Directive Action Plan, OFGEM on behalf of the Department for Business, Energy & Industrial Strategy ("BEIS") shall administer schemes and social programmes aiming to promote renewable energy generation projects, e.g the Renewables Obligation scheme ("RO"), Renewable Energy Guarantees of Origin scheme and the FIT scheme[19].

The RO was issued in 2002 substituting the Non-Fossil Fuel Obligation which was the initial feed-in tariff adopted by the UK between 1990 to 1998. The scheme obligates suppliers to prove the purchase of energy, as they are required to ensure that part of their supply arises from renewable sources by buying a Renewable Obligation Certificate issued by OFGEM and distributed to the generators (GONZÁLEZ et al, 2020).

The Energy Act of 2013 is an important element of the British electricity market policy as it is the applicable regulatory framework for the developing, financing, operating, and selling power and environmental guidelines from renewable projects. The regulation introduced the long-term financial contract for difference scheme ("CfD") responsible in great part for the British success, providing for the obligations of suppliers and generators that exercise the offshore wind generation activity. Developers engage in a reverse auction to achieve the lowest strike price. If

[17] TCE. The Crown Estate. **Seabed Survey Licences**. Available at: https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/what-we-do/on-the-seabed/seabed-survey-licences/

[18] THOMAS. Gemma n. Office for National Statistics. **Wind Energy in the UK: June 2021** Available at: https://www.ons.gov.uk/economy/environmentalaccounts/articles/windenergyintheuk/june2021

[19] DUMAN Et. Al. Seyda. Milbank LLP. **Q&A: the legal framework for renewable energy in United Kingdom**. July 2020. Available at: https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=53cf6a26-0366-4f62-be84-4659bf200f36

the market price under the applicable power purchase agreement was below this market price, a government entity would pay the difference up to the strike price. If the generator sold electricity above the strike price, it would pay the government entity the difference. The CfD intends to stabilize revenues and remove the generator's long-term exposure to electricity price volatility, consequently reducing commercial risks faced by the investor in low-carbon electricity generation. The CfD is entered into by an investor and a CfD broker to exchange difference in the value of a financial product between the time the contract opens and closes[20].

For the 1st and 2nd round of offshore wind auctions, the UK government provided a capital grant of £117 Million for projects, along with initiatives to create a public fund to finance green projects (GONZÁLEZ et al, 2020). In the first test round, held in 2000, private interested parties proposed areas they would like to develop. In the second round in 2003, the competitive bidding model was introduced, with the definition and offer by the TCE of three areas. In the third round in 2008 nine areas were offered, all offers shall occur upon environmental strategic evaluation (EPE, 2020).

For the third round, the UK government learned from the challenges and difficulties identified in the first and second round, such as requirement of separate consents from different government agencies and implemented new rules to reduce the organizations involved in the process by adopting a decentralized model, once it offers the seabed areas and developers have the flexibility to apply for certain sites within these areas according to the size and location of the project, aiming for simplicity and efficiency of the bid process. (GONZÁLEZ et al, 2020)

On 21 April 2022, TCE gave notice to the UK government of its intent to proceed with the final stage of the bidding process of the 4th Round, which started in 2021 with the selection and proposal by TCE of six areas[21]. In line with the British incentive policies for the development of the activity, for this bid round The Crown Estates offered a 50% discount for the first five years of lease for up to 10% of the projects capacity for the projects qualified as innovated[22].

[20] MITCHELL, Cory. **An Introduction to Contract for Differences (CFDs)**. August 29, 2021. Available at https://www.investopedia.com/articles/stocks/09/trade-a-cfd.asp#:~:text=How%20CFDs%20Work-,A%20contract%20for%20differences%20(CFD)%20is%20an%20agreement%20between%20an,utilized%20by%20experienced%20traders%20only.

[21] TCE. The Crown Estates. **The Crown Estate confirms intention to proceed to the final stage of Offshore Wind leasing Round 4**. Available at: https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/media-and-insights/news/the-crown-estate-confirms-intention-to-proceed-to-the-final-stage-of-offshore-wind-leasing-round-4/

[22] HASSAN et. Al. Munir. **Renewable Energy and Regulation in United Kingdom**. Available at: https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-renewable-energy/united-kingdom

The UK government constantly updates its current framework, government policies, schemes and guidelines, which can be noted with the launch of the Offshore Wind Manufacturing Investment Scheme published in February 2021 - aims to support the delivery of manufacturing investment in the offshore wind supply chain – and the Archaeological written schemes of investigation for offshore wind farm projects, launched in July, 2021.[23] The development of a strong supply chain supporting the offshore wind industry is seen as one of the most urgent challenges to the expansion of the sector.

2.2.2. Australia

Geographically more similar to Brazil, Australia is a country with favourable climatic conditions for the development of offshore renewable energy. A GWEC study showed that Australia has an offshore wind technical potential of 4,963 GW.[24] In view of the global movement towards the development of offshore wind energy projects, the Australian government submitted to a public consultation a preliminary proposal of regulatory framework for the diversification of the energy matrix, which resulted in the publishment in 2021 of the Offshore Electricity Infrastructure Law 2021 ("Act")[25].

The objective of the Act to provide an effective regulation for offshore renewable energy infrastructure and offshore electricity transmission infrastructure. The Australian Act is not exclusive for the provision of offshore wind energy, but for all kind of offshore infrastructure for generating electricity or other forms of energy from renewable energy sources – such as tides, ocean currents, rain and light or heat from the sun - and storing or transmitting the energy.

The Act provides for the Offshore Infrastructure Registrar ("Registrar"), which shall be responsible for assessment of applications and ongoing licence administration and for other administrative tasks, and established the National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority ("NOPSEMA") as the Offshore Infrastructure Regulator, which shall be responsible for the management and operation of offshore infrastructure and for monitoring,

[23] TCE. The Crown Estates. **Archaeological Written Schemes of Investigation for Offshore Wind Farm Projects. July 2021**. Available at: https://www.thecrownestate.co.uk/media/3917/guide-to-archaeological-requirements-for-offshore-wind.pdf

[24] Global Wind Energy Council (GWEC) **Offshore Wind Technical Potential in Australia**, Published: June, 2021, available at https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/06/Australia_Offshore-Wind-Technical-Potential_GWEC-OREAC.pdf

[25] GOVERNMENT. Australia. Department of Industry, Science, Energy and Resources. **Establishing Offshore Renewable Energy Infrastructure**. Available at: https://www.industry.gov.au/regulations-and-standards/establishing-offshore-renewable-energy-infrastructure

investigating and enforcing compliance of work, health and safety matters, environmental management, and financial security for the offshore activities in the commonwealth offshore area.

The Australian Minister ("Minister") is responsible for declaring suitability of a specified area for the offshore renewable energy infrastructure by legislative instrument and is responsible for making all licensing decisions under the framework. Declaration of the area shall only occur upon fulfilment of the following precedent conditions **(i)** a notice proposing to declare the area has been published submitting the proposed area to a public consultation process, pursuant to Section 18 of the Act; **(ii)** the day specified in the notice by which submissions shall be made, at least 60 days after the day notice is published in the Department1s website **(iii)** the Minister has consulted the Defence Minister and the Minister administering section 1 of the Navigation Act 2012; and **(iv)** the Minister is satisfied that the area is suitable for offshore renewable energy infrastructure.

For the Minister to decide whether an area is suitable for offshore renewable energy infrastructure it shall take into consideration other marine users and uses of the area, the safety, environmental, economic and social impacts, such as the potential impacts of the construction, installation, commissioning, operation, maintenance or decommissioning of offshore renewable energy in the area on other marine users and interests, the submissions and advice received on the public consultation process and Australia's international obligations in relation to the area.

According to the Act, the Minister may vary a declaration of the area **(i)** to extend the period for which the declaration is to be in force; **(ii)** to add an area in the commonwealth offshore area to the declared area; **(iii)** to remove part of the declared area; and **(iv)** to include specific conditions to a declaration. The variation process is subject to the same conditions as the proposing of area process, such as submission to public consultation, and the same rules apply for the revoking of a declaration process.

The Act provides for four (4) kinds of licences that shall be granted prior the project commencement **(i)** a feasibility license for a 7-year term which cannot overlap with other licenses; **(ii)** a commercial license for a 40-year term which cannot overlap with other licenses; **(iii)** research and demonstration license for a 10-year term which can overlap with other licenses; and **(iv)** transmission and infrastructure license for a variable term equal to asset life which can overlap with other licences. Section 29 of the Act establishes that regulations must prescribe a licensing scheme relating to the applications for licenses, the offering and granting of licenses, transfer of

license, change in control of licence holders and management plans. The Act describes in detail throughout Division 2 of Part 1 of Chapter 3 the purposes and activities authorised to be carried out for each licence and provides that payment of a levy is required for each one of the four licenses.

The management plan is required before any infrastructure can be installed and must address how the license holder is to carry out offshore infrastructure activities in work, hearth and safety matters, the environmental management, plans for construction, commissioning, operations, maintenance, and decommissioning including the correspondent costs, financial security of the project, among other matters. Revision of the management plan is required every 5 years or due to changes in the circumstances or operations[26].

According to Section 119 of the Act the regulations may provide for specific kind of costs, expenses and liabilities incurred by the commonwealth or the regulator in relation to a licence or debts owned by a licence holder to the commonwealth or the regulator, which shall be recovered from a financial security provided by the license holder to be credited to the Offshore Infrastructure Registrar Special Account. Other amounts that shall be credited to the aforementioned account are any fees paid to the Registrar, amounts of offshore electricity infrastructure levy which shall be prescribed by further regulation, amounts of late payment and any other amounts under the Act.

Regarding further guidelines applicable to the energy transition and reduction of greenhouse gas emission obligations, Australia also provides for several guidelines and incentives such as the Renewable Energy Target ("RET") which established by the Renewable Energy (Electricity) Act 2000. RET is an Australian scheme designated to reduce emissions of greenhouse gases in the electricity sector and encourage the additional generation of electricity from sustainable and renewable sources. The RET is applicable to onshore wind exploration in Australia, and it is expected to be implemented also in offshore activities currently being developed (WAWRYK, 2018).

Granting and Financing policies are also an ally of the development of renewable energy projects in Australia. The Australian Renewable Energy Agency ("ARENA") and the Clean Energy

[26] NOPSEMA. Australia's Offshore Energy Regulator. **Offshore Electricity Infrastructure Framework**. June 2022. Available at: https://www.nopsema.gov.au/sites/default/files/2021-11/Offshore%20electricity%20infrastructure%20framework%20regulatory%20process%20map.pdf

Finance Corporation ("CEFC") are two bodies established under federal legislation responsible for assisting the development of renewable energy technologies through financing schemes. ARENA is still not applicable to wind energy, but CEFC has significant investments in onshore wind energy, with a wind investment in portfolio valued at AUD 259 million in 2014-2015. (WAWRYK, 2018).

3. BRAZIL WIND ENERGY REGULATION

3.1. The development of an offshore wind regulation

Brazil is a fertile territory for offshore wind, but the regulatory framework is still under development. The market and the energy industry expect that the laws and regulations required for completion of the regulatory framework will be made available soon. Energy auctions focused on power wind projects are already on the horizon.

The regulation and structuring of offshore wind projects in Brazil will involve mainly regulation by the National Electricity Agency ("ANEEL") regarding power generation regulatory aspects and the use of the seabed area. It shall also be taken into consideration the appreciation on real estate aspects, demanding regulatory actions by the government's Public Real Estate Secretary ("SPU"), as the transmission lines will need to cross onshore land to connect to the grid and the towers will use part of the Brazilian maritime territory to be installed.

Besides these government bodies, offshore wind exploration shall also involve around nine government houses, such as: **(i)** the National Petroleum and Natural Gas Agency ("ANP") and offshore regulation, **(ii)** the Navy Command and the floating installation to be placed in Brazilian sea waters; **(iii)** IBAMA, in order to issue the Environmental licensing, considering the potential impacts that offshore wind projects may pose to the local environment, and the existing challenges to project development and considering requirement to confirm existence of other environmental-licensing proceedings in the area; **(iv)** ICMBio, given the activities' potential environmental impacts; **(v)** Ministry of Infrastructure, to evaluate compatibility with the ports and sea-transportation plans; **(vi)** Ministry of Agriculture, Livestock and Supply, in view of potential impacts on fishing; **(vii)** Ministry of Tourism, to assess possible impacts on tourism; **(vii)** National Telecommunications Agency ("ANATEL"), to avoid conflicts with communications areas and systems; and **(ix)** Air Force Command, given the possibility of interference in air operations ("Nine Houses").

While some offshore wind projects in Brazil have already obtained preliminary environmental licenses based on onshore wind regulations, which were applied by analogy[27], soon enough the market realized that there are too many incompatibilities between onshore and offshore projects and that a specific regulatory framework for the latter is necessary. Recently, projects that had started the licensing proceedings have been disqualified due to the inadequacy of the onshore regulation. This fact alone demonstrates the urgency of more specific regulations.

Nevertheless, we can already see some progress by governmental agencies towards offshore wind regulation in Brazil. On November 2020, the Brazilian Institute for the Environment and for Renewable Natural Resources ("IBAMA") took the first step by establishing a Reference Term (*Termo de Referência*)[28] which provides a guideline for interested parties to prepare their Environmental Impact Studies and Reports in order to apply for an environmental license ("EIA/RIMA"). As of April 2022, 54 offshore wind projects have been submitted to IBAMA's licensing review, already adding up to 133.333 MW[29].

On 25 January 2022, the Brazilian Government published Decree No. 10,946/2022 ("Decree"), which regulates the exploration of offshore energy in Brazil through the assignment of physical spaces of the Federal Government's internal waters, the territorial sea, the exclusive economic zone and of the continental shelf of Brazil. The Decree has boosted the regulatory discussions and established important orientations to guide the lawmaking by the sector as detailed below. However, there are also gaps in the Decree that still need to be defined under law and regulatory norms. There are also bills of law under discussion in the Brazilian Congress, which could eventually complement or replace the Decree.

Finally, also in 2022, the Brazilian Navy has issued the Maritime Authority Norm No. 11 ("NORMAN 11") that describes the procedure to obtain authorization from the navy to install an

[27] Onshore wind energy regulations include: (i) Laws no. 8987/1995 and 9074/1995, which govern how electricity generation concessions and authorizations are granted; (ii) Law no. 10,848/2004 and Decree no. 5163/2004, which establish rules for electricity trading; (iii) Decree no. 2003/1996, which regulates the production of electricity by Independent Producers; (iv) ANEEL Regulatory Resolution no. 876/2020, which established the requirements and procedures to authorize wind farm operations and alterations to their installed capacity, and; (v) Regulatory Resolution no. 389/2009, which established the duties, rights and other general conditions applicable to said authorizations.

[28] IBAMA. **Termo de Referência Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental EIA/RIMA**. November 2020. Available at: http://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/publicacoes/2020-11-TR_CEM.pdf

[29] IBAMA. **Mapas de projetos em licenciamento – Complexos Eólicos Offshore**. April 2022. Available at: http://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/2022-04-20_Usinas_Eolicas_Offshore_Ibama.pdf

offshore wind farm.

3.1.1. Decree No. 10,946/2022

The Decree represents an important milestone for the industry and addresses the use of maritime areas and land areas necessary for logistical support facilities that belong to the federal government. The Decree establishes that exploration rights shall be granted through the assignment of the use of *prisms* (which means designated areas located in Brazilian offshore waters), authorised by the Ministry of Mines and Energy ("MME") and formalised by means of an assignment contract for the use of public real-estate property. Although published in the beginning of 2022, the Decree only entered into force on 15 June 2022 and provides that the MME has one hundred and eighty (180) days from such date to issue complementary regulations related to the Decree.

According to the Decree, the use of the area may be assigned through a planned assignment by the government, with the offer of prisms to private parties following a bidding procedure, or through an independent assignment, in which private companies may submit a request to the MME for the exploration of specific prisms, provided that studies are carried out beforehand. For the development of research and technological activities related to offshore wind generation, the assignment of use shall be made without the payment of a granting fee.

Similarly to what is required from oil and gas companies exploring in the offshore, the interested parties must prove that they have sufficient technical, operational, economic-financial and legal capacity to guarantee the implementation of the project, the operation and the decommissioning of activities. The winner bidding will be the company that presents to the government the proposal with the highest economic return for the exploration of the prisms. The MME is responsible for signing Use License Agreements[30] (directly or through delegation to ANEEL).

Although the bidding proceeding has been established, obtaining access to the area is not

[30] The Decree also determines that the Use License Agreements must include the following clauses: (i) financial guarantees for facility commissioning and decommissioning; (ii) obligatory submission of offshore energy potential studies as a grant requirement; (iii) the concessionaire will be allowed to place or build electricity generation and transmission structures on the seabed if the requirements of maritime authorities are met and if the environmental license is issued by the competent authority; (iv) definition of what Federal Government controlled seabed or subaquatic spaces are necessary and sufficient to lay pipes or cables up to their final destination, including surface spaces if pipes or cables will be laid underground, including space for signage, provided that their concomitant uses are compatible; (v) rules for the offshore generation project's decommissioning, operating life extension and/or alteration of installed capacity.

sufficient to develop an energy generation project. The Decree establishes that ANEEL must authorise the activities for the generation of energy in the prisms.

The assignment of use of the prisms is also conditioned to the issuance of a Prior Interference Declarations ("DIPs") of the prism by the Nine Houses as explained and listed in item 3.1. The DIPs aim to identify if the prism would interfere with other activities, facilities, or environmental conditions on the designated maritime area. Each related governmental body or agency must confirm that there is no interference with other interests and that the area cab be subject to an assignment of use.

While a number of DIPs, the expectation is that the system will be set to allow for a "single counter" approach, in which the interested party will request all the DIPs through a single electronic form and receive one answer only. The Decree also allows ANP and ANEEL shall publish joint rules for hybrid power generation and oil and natural gas production projects, without specific regulation, hybrid oil and gas and wind projects are not feasible.

We expect that each governmental authority responsible for the DIPs will create or improve its own sets of regulations in the near future to consider offshore wind projects.

3.1.2. Bill of Law No. 576/2021

Regarding the ongoing Brazilian legislation for the implementation of offshore wind energy projects, Bill No. 576/2021 ("Bill")[31] is the most advanced bill under discussion in the country.

Several aspects of the Bill have already been covered by the Decree. For example, both the Bill and the Decree have followed the international standard of public bidding for the planned or independent assignment of use of maritime areas. The need of prior technical and environmental studies and specific decommissioning provisions are also common to the Decree and the Bill.

However, the Bill has some unique provisions for the feasibility of infrastructure implementation. Among the differences, there is a provision for a public consultation process for the formation of energy prisms within the available offshore areas, observing the harmonization of public policies among the different governmental bodies and agencies to avoid or mitigate potential conflicts on

[31] PRATES. Jean Paul. **Projeto de Lei nº 576/2021**. Available at https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=8930696&ts=1652120329991&disposition=inline

the use of these areas. The provision for public consultation is already a step forward in terms of the Decree's regulation. However, the Bill does not detail how the public consultation process will be carried out and in which moment the interested private agents shall participate.

Another factor that is addressed in the Bill – and perhaps the most important factor for measuring the financial valuation of offshore wind power projects - is the judging criteria for the selection process. According to the Bill, the award of prisms shall be granted to the proposal with the highest value offered for governmental participation, which shall be stipulated in the public notice. However, the Bill goes further and provides the following compulsory governmental participations: **(i)** Signature Bonus - amount to be paid upon execution of the contract for assignment of use of public area; **(ii)** Payment for the occupation or retention of the area - amount to be paid monthly, per square kilometre or fraction of the surface of the energy prism; and **(iii)** Proportional Participation - amount to be paid monthly, as of the date of entry into commercial operation, in an amount corresponding to five percent (5%) of the energy effectively generated and commercialized at each energy prism, to be distributed among the Federal Government (30%), States (35%) and Municipalities (35%). Contrariwise, the Decreet does not require the payment of such compulsory governmental participations.

The requirement to pay government participation is a debatable matter in Brazil. Another bill of law on the matter, Bill of Law No. 11247/2018, proposes that the license holders shall only be responsible for a payment related to the use of the area, to be made monthly under the terms established in a resolution of the National Council for Energy Policy ("CNPE"). This other bill of law also diverges from the Bill, by defining that the amount collected in government participation shall be distributed among states, municipalities, the Ministry of the Environment, the Ministry of Mines and Energy and the National Fund for Scientific and Technological Development.

4. CONCLUSION

What can Brazil learn with the international regulation and the comparative case study with UK and Australia Regulation?

The provisions of the Decree are already a result of international cooperation between Brazil and the UK and other international agents involved in offshore wind projects and regulation. Now that Brazil has established the method for the use of the area at sea, there are other critical aspects to be addressed through regulation. In this context, this Article focus on two (2) aspects in which

Brazil should pay close attention. First, the significant number of governmental bodies and agencies involved will require developing an approval process that runs efficiently. Second, transparency and public engagement is key when developing complementary regulations and rules.

In the UK, the authorization process for the assignment of use is no longer centralized and unified through the public Administration, such as DIP is intended to be. Based on the UK's experience with the first rounds, they have decided to simplify the process and provided more flexibility to the request of licenses and consents mechanism. The high number of actors involved in the issuance of the DIP and the lack of clarity regarding the rules, guidelines and relationship between the Nine Houses could compromise the projects' efficiency and costs. In this sense, the government aims at creating a "single counter" approach seems to be a very positive response.

On its turn, the Australian government has been involving the public in all phases of the area assignment process. Both countries, Australia, and Brazil, provide schemes and notes clearly defining the regulatory proceedings. Since offshore energy generation is still recent in Brazil, for the next steps, the government must ensure maximum transparency and stakeholders' participation.

The industry looks forward to what will be accomplished in Brazil in the matter of offshore wind energy projects in the following years. The government efforts on the regulatory framework combined with the world high expectation and the attention of the main energy players shall raise Brazil as one of the world leaders in offshore wind exploration.

5. REFERENCES

GENIN et. Al. Carolina. **O saldo da COP 26: O que a Conferência do Clima significou para o Brasil e o mundo. November 2021**. Available at https://wribrasil.org.br/pt/blog/clima/o-saldo-da-cop26-o-que-conferencia-do-clima-significou-para-o-brasil-e-o-mundo

EPE. **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2022 – ano base 2021.** Available at: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf

GNPW Group. **Investimentos em transição energética: entenda o crescimento**. March 2022. Available at https://www.gnpw.com.br/energia-renovavel/investimentos-em-transicao-energetica-entenda-o-crescimento/

COMMITTEE Climate Change. **Cop 26: Key outcomes and next steps for UK.** December 2021. P. 9. Available at: https://www.theccc.org.uk/publication/cop26-key-outcomes-and-next-steps-for-the-uk/

GOVERNMENT. UK**. Net Zero Strategy: Build Back Greener**. October 2021. P. 50. Available at: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1033990/net-zero-strategy-beis.pdf

MP. Hon Angus Taylor. Minister for Industry. Energy and Emissions Reduction. **Australia Welcomes Positive Outcomes at COP 26**. November 2021. Available at: https://www.minister.industry.gov.au/ministers/taylor/media-releases/australia-welcomes-positive-outcomes-cop26

DUGGAL. Hanna. Aljazeera. **Infographic: What has your country pledged at COP26?** November 2021. Available at: https://www.minister.industry.gov.au/ministers/taylor/media-releases/australia-welcomes-positive-outcomes-cop26

GWEC. **Annual Wind Report 2022**. April 2022. Available at https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/04/Annual-Wind-Report-2022_screen_final_April.pdf

THE CROWN ESTATE, **The Crown Estate's role in the development of Offshore Renewable Energy**, January 2016, available at https://www.thecrownestate.co.uk/media/1771/ei-the-crown-estate-role-in-offshore-renewable-energy.pdf

GONZÁLEZ et al., Mario Oreste Aguirre, **Regulation for offshore wind power development in Brazil**, August 2020, p. 6, available at journal homepage https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421520304791

MMO. **Marine Management Organization**. September 2014. Available at https://www.gov.uk/guidance/generating-energy-offshore

BEIS. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. **Consents and planning applications for national energy infrastructure projects**. Available at https://www.gov.uk/guidance/consents-and-planning-applications-for-national-energy-infrastructure-projects

TCE. The Crown Estate. **Seabed Survey Licences**. Available at: https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/what-we-do/on-the-seabed/seabed-survey-licences/

THOMAS. Gemma n. Office for National Statistics. **Wind Energy in the UK: June 2021** Available at: https://www.ons.gov.uk/economy/environmentalaccounts/articles/windenergyintheuk/june2021

TCE. The Crown Estates. **The Crown Estate confirms intention to proceed to the final stage of Offshore Wind leasing Round 4**. Available at: https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/media-and-insights/news/the-crown-estate-confirms-intention-to-proceed-to-the-final-stage-of-offshore-wind-leasing-round-4/

DUMAN Et. Al. Seyda. Milbank LLP. **Q&A: the legal framework for renewable energy in United Kingdom**. July 2020. Available at: https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=53cf6a26-0366-4f62-be84-4659bf200f36

MITCHELL, Cory. **An Introduction to Contract for Differences (CFDs)**. August 29, 2021. Available at https://www.investopedia.com/articles/stocks/09/trade-a-cfd.asp#:~:text=How%20CFDs%20Work-,A%20contract%20for%20differences%20(CFD)%20is%20an%20agreement%20between%20an,utilized%20by%20experienced%20traders%20only

TCE. The Crown Estates. **The Crown Estate confirms intention to proceed to the final stage of Offshore Wind leasing Round 4**. Available at: https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/media-and-insights/news/the-crown-estate-confirms-intention-to-proceed-to-the-final-stage-of-offshore-wind-leasing-round-4/

HASSAN et. Al. Munir. **Renewable Energy and Regulation in United Kingdom**. Available at: https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-renewable-energy/united-kingdom

TCE. The Crown Estates. **Archaeological Written Schemes of Investigation for Offshore Wind Farm Projects. July 2021**. Available at: https://www.thecrownestate.co.uk/media/3917/guide-to-archaeological-requirements-for-offshore-wind.pdf

Global Wind Energy Council (GWEC) **Offshore Wind Technical Potential in Australia**, Published: June, 2021, available at https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/06/Australia_Offshore-Wind-Technical-Potential_GWEC-OREAC.pdf

GOVERNMENT. Australia. Department of Industry, Science, Energy and Resources. **Establishing Offshore Renewable Energy Infrastructure**. Available at: https://www.industry.gov.au/regulations-and-standards/establishing-offshore-renewable-energy-infrastructure

IBAMA. **Termo de Referência Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental EIA/RIMA**. November 2020. Available at: http://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/publicacoes/2020-11-TR_CEM.pdf

IBAMA. **Mapas de projetos em licenciamento – Complexos Eólicos Offshore**. April 2022. Available at: http://www.ibama.gov.br/phocadownload/licenciamento/2022-04-20_Usinas_Eolicas_Offshore_Ibama.pdf

PRATES. Jean Paul. **Projeto de Lei nº 576/2021**. Available at https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=8930696&ts=1652120329991&disposition=inline

WAWRYK, Alexandra. **Legal Framework to Develop Offshore wind in Australia**. Available at Legal Framework to Develop Offshore Wind in Australia by Alexandra Wawryk :: SSRN

NOPSEMA. Australia's Offshore Energy Regulator. **Offshore Electricity Infrastructure Framework**. June 2022. Available at: https://www.nopsema.gov.au/sites/default/files/2021-11/Offshore%20electricity%20infrastructure%20framework%20regulatory%20process%20map.pdf

Gestão e monitoramento de dados anemométricos como instrumento de mitigação de riscos regulatórios e perda de receita

Yasmim de Souza [1]
Pamela Rugoni Belin [2]
Frederico Perillo [3]

Resumo - A consistência e disponibilidade das medições anemométricas e climatológicas impactam diretamente nos resultados dos empreendimentos eólicos, nas mais variadas fases, desde o projeto inicial, passando pela campanha de prospecção e, por fim, durante toda a operação comercial. Problemas técnicos com os sensores, data loggers ou sistemas de comunicação das torres anemométricas podem comprometer a continuidade e qualidade das informações coletadas, além de possibilitar perdas financeiras significativas, uma vez que elevam os riscos regulatórios e impõem um fardo operacional imprevisto. Conhecer os problemas mais comuns no processo de medição, aliado a boas práticas de gestão e monitoramento através do uso da tecnologia, ilustram opções relevantes para mitigar os riscos regulatórios e de perda de receita. Este artigo aborda os problemas mais frequentes na operação de torres anemométricas, por meio de cases do Centro de Operação da Medição Way2, além de propor soluções de telemetria e supervisão dos dados como estratégias para minimização de riscos e impactos.
Palavras-chave - Mitigação de riscos regulatórios. Torres anemométricas. Eficiência operacional. Tecnologia.

Abstract - Consistency and availability of anemometric and climatological measurements directly impact the results of wind farms in various phases, from the initial project, through the prospecting campaign and finally throughout the commercial operation. Technical problems with sensors, data loggers or the anemometric towers communication systems may compromise the continuity and quality of the collected information, as well leads to significant financial losses, since they increase regulatory risks and impose an unforeseen operational burden. Being aware of the most common problems in the measurement process, along with good management and monitoring practices through the use of technology, illustrate relevant options to mitigate regulatory and revenue loss risks. This article addresses the most common problems in the operation of anemometric towers, through cases of the Way2 Measurement Operation Center, and proposes solutions for telemetric and data supervision as strategies to minimize risks and impacts.
Keywords - Regulatory risk mitigation. Anemometric towers. Operational efficiency. Technology.

[1] Centro de Operação da Medição, Way2 Tecnologia (yasmim.souza@way2.com.br)

[2] Produtos, Way2 Tecnologia - (pamela.rugoni@way2.com.br)

[3] Produtos, Way2 Tecnologia - (frederico.perillo@way2.com.br)

1. Introdução

O Brasil é o sexto maior gerador de energia eólica do mundo. Desde 2020, os parques eólicos no país tiveram crescimento de quase 30%, atingindo a marca de 21,7 GW de capacidade instalada em maio de 2022 [1]. Em dias de recorde, a fonte já chegou a atender 17% de todo Brasil durante todo o dia [2]. Os incentivos governamentais de estímulo à demanda, como promoção de leilões de compra e venda de energia eólica, associado ao desenvolvimento de linhas de créditos competitivas para essa fonte, promovido pelo BNDES, são alguns dos instrumentos que favoreceram o crescimento da penetração de fonte eólica na matriz energética.

O Ministério de Minas e Energia (MME) tem papel fundamental em traçar as diretrizes desse crescimento de geração nacional. Para fazer os estudos e acompanhamentos dos dados energéticos brasileiros, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Após a instauração desses órgãos e determinação de normas técnicas para os empreendimentos eólicos, estruturou-se um banco de dados robusto que contém informações sobre as condições climáticas e anemométricas das mais diversas regiões do território brasileiro, facilitando o acesso à informação do potencial de geração de cada região do país. Dados esses que também contribuem para a construção do Plano Decenal de Expansão de Energia [3], que mostra as perspectivas de expansão no setor energético brasileiro.

Planejar, validar e construir empreendimento eólicos são processos longos e custosos. Além disso, as Torres de Medição Anemométrica (TMA) são grandes estruturas metálicas sujeitas ao estresse das chuvas e ventos, e variações na sua estrutura mecânica ou elétrica podem afetar as medições. Adicionalmente, é comum os parques de geração estarem localizados em regiões remotas, de difícil acesso e com climas ainda mais abrasivos aos equipamentos, uma vez que estas condições tendem a favorecer o fator de capacidade desta fonte.

Desta forma, é fundamental que a operação seja exitosa e, para tanto, é preciso que haja uma gestão eficiente. O processo de monitoramento e gestão destes ativos exige a coleta e processamento de dados de maneira confiável durante toda operação, evitando erros comuns, como na estimativa do potencial local, garantia física do parque e direção predominante do vento.

Este artigo, portanto, tem objetivo exploratório e descritivo, com enfoque qualitativo. A pesquisa e o caso de uso apontam os principais motivadores para se garantir qualidade no compartilhamento de dados anemométricos, em conformidade com o que consta nas normas técnicas da EPE. Também sugere boas práticas de medição que mitigam riscos e penalidades, por meio de tecnologia nos processos de gestão e operação dos dados anemométricos.

2. Torres anemométricas e a mitigação de riscos

Os dados utilizados em estudos e pesquisas que subsidiam o planejamento do setor energético brasileiro precisam ser confiáveis. No que tange o segmento eólico, existem normas específicas para chancelar a disponibilidade e confiabilidade dos dados, com penalidades instituídas em caso de descumprimento destes instrumentos legais.

O recurso legal é aplicado por duas partes independentes, a EPE e a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). A primeira como notificadora de violação e a segunda como aplicadora da punição. Quando a EPE identifica um descumprimento das instruções para medições, ela notifica a CCEE quanto ao período sem cumprimento e a penalidade é aplicada diretamente no rendimento repassado à geradora.

No caso de empreendimentos destinados a leilões - principal forma de contratação de energia no Brasil - a presença de estações para medição e registro de dados anemométricos se torna obrigatório, uma vez que esses dados devem ser encaminhados à EPE durante todo período de vigência do contrato de leilão contemplado.

Para isso, a EPE desenvolveu uma plataforma chamada de Acompanhamento das Medições Anemométricas (AMA), onde os agentes dos parques em operação devem enviar as medições registradas por instrumentos instalados na TMA e, assim, permitir uma melhor gestão dos dados climatológicos do Brasil. Neste sistema também são cadastradas as informações sobre a localização da torre, seus instrumentos e intervenções realizadas.

Mas a importância e presença das torres anemométricas se inicia bem antes, já na etapa de avaliação e estudo de viabilidade dos locais potenciais para construção de novos parques. As torres empregadas nesta etapa recebem o nome de torres de desenvolvimento ou de prospecção e tem por finalidade compor dados confiáveis para realização de estudos sobre as condições climáticas e anemométricas, a partir dos quais sejam projetadas as plantas geradoras. Adicionalmente, a campanha de medição é fundamental para que se determine corretamente o valor de garantia física dos empreendimentos.

Embora as características típicas do vento de determinado local possam ser obtidas através dos “Atlas do Vento” (documentos elaborados por organizações especializadas e atualizados periodicamente), essas informações, que limitam-se às macro condições meteorológicas para uma região, não costumam ser suficientes para embasar um projeto [4].

Além disso, para conseguir a habilitação para participar de leilões, exige-se a medição do recurso eólico no local por no mínimo 36 meses consecutivos, conforme art. 6º, II, da Portaria MME nº 02/2016 [5]. Os dados também devem ser suficientes para caracterizar todas as estações do ano, bem como representar as ocorrências com ciclo maior que anual, como o El Niño e La Niña. Após esse período, as informações são transmitidas à EPE, que avalia a consistência e define se os empreendimentos de geração estão aptos a participar dos leilões de energia. Dentro desse período é necessário que as medições não ultrapassem o limite de 10% de indisponibilidade, sejam por avaria dos instrumentos ou por falha no registro das medições.

Após a habilitação adquirida e sendo vencedor de um leilão de energia, é exigido o compromisso do envio periódico dos dados anemométricos ao AMA, visando o atendimento à itens contratuais assumidos na conquista do Leilão de Energia. Essas medições são referenciais para estudos sobre a energia eólica no

país, por isso, é necessário descartar quaisquer medições inconsistentes antes do envio ao sistema AMA. Caso isso não ocorra, o sistema identifica a medição e notifica o empreendedor através da abertura de uma pendência no próprio AMA [6].

Os parques em operação também devem se atentar para os limites de indisponibilidade. Conforme a nota técnica [6], cada instrumento deve ter índice de indisponibilidade abaixo de 20% a cada ano calendário. Ainda, a regulamentação exige que os anemômetros sejam substituídos a cada 36 meses de uso, para realização de calibração, devido ao desgaste natural do sensor e constante exposição às intempéries, que modificam os fatores de calibração originais do instrumento.

O envio dos dados deve ser realizado de forma quinzenal, com prazo máximo de 9 dias corridos após cada quinzena, com exceção dos casos de falha no sistema de comunicação ou vandalismo, onde é previsto atraso máximo de 60 e 90 dias, respectivamente.

Os níveis de indisponibilidade são apurados individualmente por sensor e devem ser administrados com atenção. À medida que as ocorrências são atendidas ao longo do ano, os dados com maior indisponibilidade devem ser acompanhados com cautela. O tempo de resposta para manutenção pode ser longo, devido às localizações isoladas. Nos casos mais críticos, é importante prever o tempo de atendimento necessário para não ultrapassar a indisponibilidade.

A ultrapassagem da indisponibilidade de 20% implica em retenção de 1% do valor da renda fixa do parque no mês em que a infração foi gerada e também nos meses subsequentes até o final do ano. Quando os prazos de calibração ou de retorno de medições consistentes não são cumpridos, a penalidade aplicada também é de 1% sobre o valor da renda fixa do parque no mês em que foi gerada, mas se estende somente até o mês em que foi normalizada. Em vista disso, a penalidade imposta pode ser elevada, especialmente em grandes empreendimentos, como os parques eólicos de 30MW, ou quando as infrações são identificadas já no início de um ano. Por este motivo, a aplicação de boas práticas na gestão das medições é tão importante para reduzir o risco de penalidade.

2.1. Aspectos construtivos das torres

A fim de proporcionar estabilidade no funcionamento do sistema e reduzir os índices de indisponibilidade, a regulamentação estabelece determinações para instalação da torre anemométrica e de seus instrumentos.

Os instrumentos de medição e *o* registrador dos dados (*datalogger*) das torres devem ser definidos de forma a se obter um sistema robusto, com baixo índice de erros e alta disponibilidade. A EPE disponibiliza aos agentes uma lista de marcas de instrumentos aceitos em torres do sistema AMA.

A instalação dos instrumentos na torre deve ser realizada de acordo com o projeto, que deve ter sido feito com base na norma IEC 61400-12-1:2005 [7]. A Figura 1 mostra a distribuição dos instrumentos obrigatórios em uma torre anemométrica vencedora de leilão.

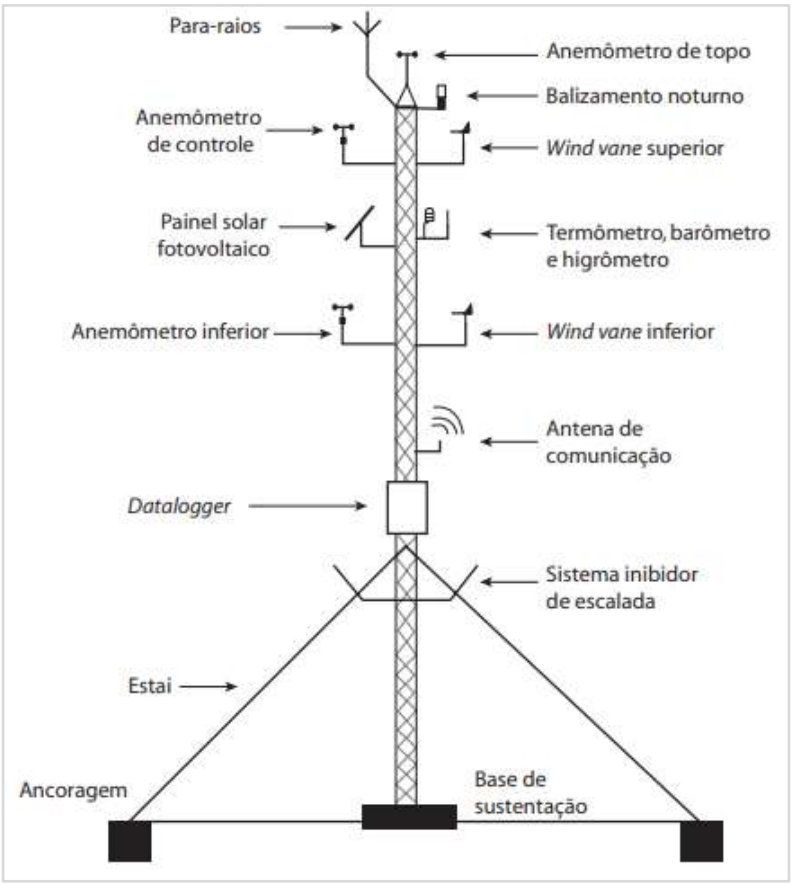


Figura 1: Disposição dos instrumentos em uma torre anemométrica. Fonte: [8]

Além dos equipamentos de medição, é fundamental investir nos demais componentes das TMAs. O sistema de alimentação da torre, por exemplo, deve ser um modelo de alta disponibilidade e confiabilidade, composto por uma conexão com o sistema elétrico da planta geradora e por uma estrutura que possa suprir os períodos de falta do sistema primário, como painel solar e baterias, ou qualquer estrutura que atenda esta função, minimizando a perda de dados ocasionada por desligamentos eventuais.

O Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) e os equipamentos de proteção contra surtos, compõem importante papel na proteção dos instrumentos, visto que são frequentes as avarias ocasionadas por descargas elétricas incidindo sobre a torre ou oscilações na fonte de energia. A estrutura mecânica da torre também exerce importante função na garantia da consistência das medições. Equipamentos anti-torção e o correto tensionamento dos estais asseguram a coerência no registro de direção do vento.

Até mesmo a pintura da torre contribui para a conservação da estrutura, que muitas vezes está localizada próxima ao mar, o que acelera o processo de oxidação e desgaste da mesma. Por fim, a devida parametrização e calibração dos sensores, assim como a correta instalação e posicionamento deles, contribui para que a qualidade dos dados obtidos esteja de acordo com os limites desejáveis.

Ao final da montagem, deve-se certificar que todos os instrumentos, a tensão nas baterias e do painel solar e o sistema de aterramento estejam em conformidade com o projeto.

2.2. Manutenções corretivas e preventivas

Por mais que sejam utilizados equipamentos de qualidade e adotadas boas práticas de Operação e Manutenção (O&M), as torres anemométricas ainda sim poderão apresentar algum tipo de falha de medição ou defeito estrutural, seja por desgaste dos equipamentos ou pelo estresse oferecido pelas intempéries climáticas. Por isso, é importante manter o monitoramento contínuo da consistência dos dados no decorrer da campanha de medição, visando identificar rapidamente anormalidades que demandam manutenção. Além disso, é preciso dispor de equipe técnica capacitada para atender situações em caráter emergencial, tal que as ocorrências possam ser tratadas antes que o índice de perda de dados se torne elevado.

Sempre que forem identificadas medições fora do esperado, é preciso detectar a origem de tais inconsistências. Cabe ressaltar que nem sempre as medições que fogem ao padrão normal de funcionamento correspondem a uma avaria física dos instrumentos. Por isso, o primeiro passo na detecção de falhas se dá ainda na fase de análise dos dados. Deve-se avaliar se existem outras medições que corroboram com o comportamento apresentado, ou se tal situação ocorre de forma isolada.

É importante que todo diagnóstico de falha seja documentado para posterior acompanhamento. São frequentes os problemas que apresentam reincidência com o passar do tempo. Assim, ao comparar uma falha de medição com o histórico de ocorrências anteriores, é possível que sejam identificados comportamentos iguais ou semelhantes que simplificam o processo.

Concluída a análise da falha, deve-se encaminhar ao responsável pela manutenção o detalhamento da ocorrência. Fatores como condições climáticas desfavoráveis, dificuldade de acesso ao local da estação, indisponibilidade de equipe técnica (interna ou terceirizada) e limitação de recursos materiais ou financeiros, podem exigir o adiamento de determinadas manutenções. Por isso, é preciso equilibrar esses fatores com os riscos atrelados à falha de medição e suas potenciais consequências, como penalização e degradação irreversível dos equipamentos da torre.

Algumas empresas optam por postergar o atendimento de determinadas ocorrências, visando otimizar a logística ao realizar verificações em conjunto com outras situações reportadas em torres próximas, de forma a aproveitar o deslocamento das equipes a campo. Este tipo de escolha deve ser feito de forma cautelosa, visto que os defeitos apresentados podem se agravar, inclusive comprometendo outros instrumentos, tornando a resolução de situações inicialmente simples em atividades onerosas para a equipe de campo.

As manutenções corretivas são fundamentais para assegurar a preservação dos índices de indisponibilidade de dados dentro dos limites aceitáveis. Estas, contudo, não atuam sozinhas para que as medições se mantenham consistentes durante uma campanha de medição. As manutenções preventivas também cumprem

importante papel na conservação da estrutura mecânica das torres e na mitigação de falhas futuras. Conforme orienta a Norma Técnica da EPE [6], as torres de medição anemométrica devem passar por manutenções preventivas semestrais, durante as quais devem ser avaliadas não somente as condições dos instrumentos de medição, mas toda a estrutura mecânica e os sistemas de alimentação e comunicação.

A checagem ativa realizada na manutenção preventiva, ao contrário da reativa, pode prevenir que falhas simples, como um conector com folga ou um suporte mal fixado à torre, se transformem em uma falha maior, evitando uma perda de dados desnecessária. Da mesma forma, situações que representem desgaste dos equipamentos ou uma avaria em estágio inicial, como rachaduras nos suportes de fixação, oxidação na estrutura da torre ou falta de tensionamento nos estais, podem ser tratadas antes que evoluam para uma falha crítica.

Para garantir a efetividade das manutenções corretivas, todas as boas práticas supracitadas devem ser aplicadas. Esse tipo de intervenção, no entanto, é realizada somente sob demanda. As manutenções preventivas e a substituição de anemômetros para calibração, por outro lado, podem e devem ser planejadas com antecedência. Além disso, é importante que se mantenha em estoque equipamentos em bom estado de conservação. Independente da finalidade da substituição que se fizer necessária, seja para calibração ou correção de falhas na medição, pode haver demora no fornecimento de tais equipamentos No Brasil, por exemplo, existem poucos laboratórios de ensaio que atendam às exigências mínimas previstas na Norma Técnica, no que diz respeito a calibração dos anemômetros de topo. Assim, importar este tipo de equipamento às pressas pode representar um custo elevado e um longo período de espera para transporte do mesmo.

Tendo em vista o constante risco de deterioração do estado de conservação das TMAs e, por conseguinte, de descumprimento regulatório e de perda de receita, se torna evidente que é fundamental investir em equipamentos de qualidade e em equipes de manutenção especializadas, capazes de dar vazão às necessidades de atendimento de forma eficaz.

2.3. Relatórios de manutenção e pós-intervenção

Além das boas práticas já citadas e da execução adequada das manutenções, é preciso dedicar atenção especial ao período subsequente às atividades em campo, uma vez que é frequente o insucesso na correção de falhas apresentadas. Acontece, por exemplo, em falhas que se manifestam de forma intermitente, dificultando ou até mesmo inviabilizando a detecção dessas.

Existem ainda, ocorrências, até então inexistentes, geradas devido a instalação incorreta de equipamentos ou substituição indevida de equipamentos funcionais por outros avariados em seu lugar. Por isso, a validação da efetividade da intervenção é um passo importante na correção das falhas.

Sempre que há notificação de manutenção em alguma das torres gerenciadas, é procedimento indicado solicitar ao cliente o encaminhamento do Relatório da Intervenção, para que seja possível avaliar se as atividades realizadas em campo

condizem com o resultado verificado posteriormente. Caso contrário, orientar que verifique novamente a situação com base nas novas divergências identificadas.

Da mesma forma, a EPE solicita aos empreendimentos que cadastrem na plataforma AMA os Relatórios de Intervenção, sejam eles de manutenções corretivas, preventivas ou substitutivas, para que sua equipe técnica consiga avaliar os períodos de inconsistência na medição e reconhecer dados fora do esperado ou encerrar pendências relativas a tais situações.

Dada a importância desses relatórios, é essencial alocar tempo adicional para as intervenções, a fim de registrar as informações pertinentes à confecção dos documentos, tais como a captura de fotografias das instalações e instrumentos, registro dos números de série de equipamentos substituídos e instalados, bem como aferição da leitura instantânea de todos os sensores antes e depois da intervenção.

A prática mostra que, em geral, os relatórios elaborados com base em um modelo simples e genérico costumam apresentar maior quantidade de erros do que aqueles elaborados com base em um modelo completo e bem estruturado. As falhas mais comuns durante a redação dos relatórios são: a falta de atualização dos números de série dos instrumentos, erro de digitação, informações incompletas e inconformidade entre as fotos fornecidas e os dados presentes na tabela de informações. Evitando essas inconsistências nos relatórios, evita-se a abertura de pendência relacionada às falhas nos documentos.

2.4. Análise de correlação entre torres próximas

É possível estruturar padrões de comportamento esperados para o vento e demais grandezas climatológicas de uma determinada localidade. No entanto, é comum detectar ocorrências atípicas, como por exemplo tempestades, que podem modificar temporariamente os padrões de uma região. Nesse contexto, a correlação de medições de torres geograficamente próximas constitui uma técnica eficaz para validação das medições durante este tipo de evento.

É possível estabelecer relações que levam em conta a distância entre os parques e a topografia da região para validar oscilações presentes na direção e intensidade do vento, na temperatura, na umidade e na pressão atmosférica de determinada estação. Essas relações complementam a análise realizada por um operador treinado, apoiando na identificação de medições fora do esperado.

2.5. Resposta às pendências abertas AMA

O intercâmbio de informações oficial entre geradora e EPE é realizado através do sistema AMA, onde a equipe especializada da EPE realiza a análise dos dados anemométricos encaminhados e das informações cadastradas para cada uma das estações de medição, notificando o agente gerador através de pendências, caso encontre inconsistências.

Pelo fato da operação de uma TMA envolver mais de uma equipe, podem surgir erros de comunicação que resultam em inconsistências nos dados obtidos ou nas documentações elaboradas. Fatores como erros de configuração dos parâmetros de calibração dos instrumentos e submissão de documentação incorreta e/ou

incompleta, podem fazer com que as conclusões extraídas pela equipe técnica da EPE sejam imprecisas. Assim, a resposta às pendências abertas na plataforma AMA é de suma importância para validar quaisquer ruídos que possam existir entre a interpretação da EPE e o fato real.

3. Tecnologia aplicada à medições anemométricas

A gestão eficiente dos dados anemométricos e climatológicos vai além da análise das medições de vento e monitoramento do sistema eletrônico de medição. O uso de tecnologia adequada e a automatização dos processos potencializa as boas práticas, minimizando falhas humanas.

A periodicidade na coleta de dados é um dos critérios essenciais para boa administração das medições. Nos casos de coletas manuais, é comum observar uma periodicidade esparsa, especialmente para torres localizadas em lugares remotos e de difícil acesso. Já torres com acesso à rede de comunicação, permitem que a coleta ocorra de forma automática. Neste caso, a telemetria com boa confiabilidade é uma das soluções mais recomendadas, especialmente para sistemas com acesso via web, nos quais acrescenta-se a verificação e operação online do data logger.

Concomitante com a telemetria, rotinas automáticas que controlam a efetividade do envio dos dados contribuem no processo. Com essas, é possível identificar de maneira ágil se houveram falhas de comunicação ou se há erro lógico na rotina de envio de dados do datalogger, por exemplo.

O uso da tecnologia e aplicação de inteligência às medições resulta em dados consistentes e seguros, além de otimizar o tempo operacional destinado para cada etapa do fluxo de gestão e operação das medições anemométricas. Desta forma, o sistema supervisor das medições anemométricas é o fator principal para garantir a confiabilidade nos dados analisados, classificar os cenários de possível erro ou erro crítico e viabilizar eficiência no tempo de resposta.

A supervisão do sistema anemométrico, além da detecção de erros críticos, traz uma concentração das informações sobre o parque. Com base nessas informações é possível otimizar o processo de envio das equipes a campo, antecipar falhas futuras e otimizar as manutenções, garantindo uma economia de tempo e dinheiro.

4. Cases operacionais - Centro de Operação da Medição Way2 Tecnologia

As exigências de qualidade dos dados de medição anemométrica e os critérios de disponibilidade e plausibilidade requerem uma abordagem de tratamento crítica. A base das rotinas de análise e ferramentas desenvolvidas no Centro de Operação da Medição Way2 Tecnologia (COM) para tratamento e gestão dos dados anemométricos é composta pelo documental técnico disponibilizado pela EPE,

plataforma AMA e estudos focados no tratamento das medições anemométricas e climatológicas.

Por motivo de sigilo, o número de torres atendidas no COM não será relatado, contudo, este fator é determinante para que situações anômalas sejam identificadas com rapidez, uma vez que todas as ocorrências contribuem para o *know-how* desta operação.

A seguir, serão apresentados três cases operacionais para estudo de caso - lacunas, plausibilidade das medições, Instalação incorreta de instrumentos e relatório incoerente. Além dos cases, serão apresentadas as devidas soluções aplicadas, combinadas a boas práticas da operação do COM.

4.1. Lacunas de dados

As lacunas de dados, quando se estendem por longos períodos, contribuem para o crescimento do índice de indisponibilidade de todos os instrumentos. Em casos mais severos, onde as lacunas se manifestam de forma recorrente, o crescimento da indisponibilidade pode resultar em penalização para o agente gerador.

Em uma determinada TMA, foram identificadas lacunas intermitentes para todos os instrumentos durante o período noturno, conforme ilustrado na Figura 2.

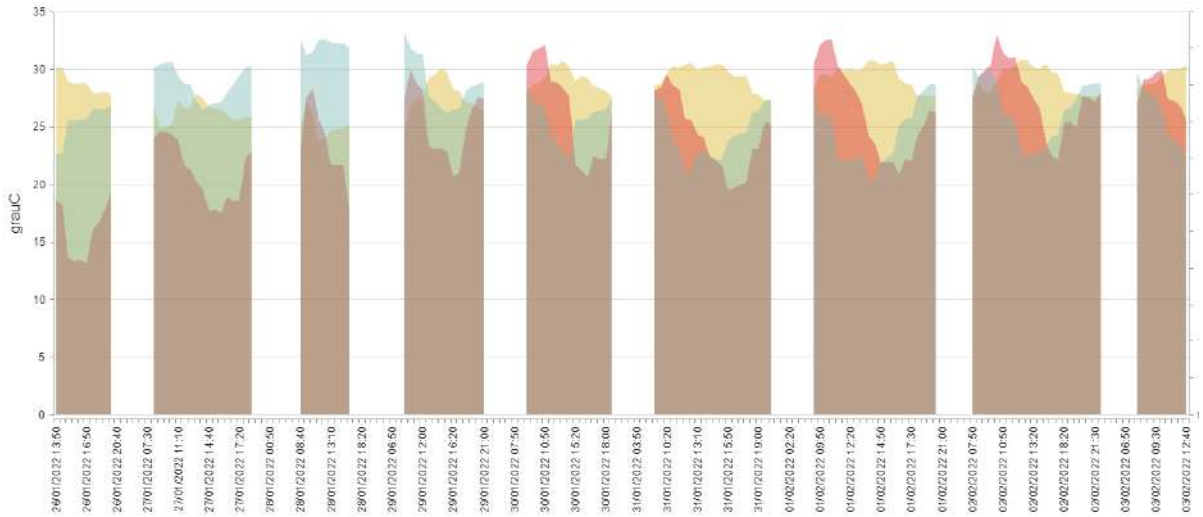


Figura 2: Gráfico de área traçado através da Plataforma Integrada de Medição (PIM) da Way2 com lacunas de dados em período noturno

As lacunas de dados são um dos tipos de falha detectados através da estrutura de alarmes presente na Plataforma Integrada de Medição (PIM), utilizado como ferramenta oficial da COM. Com base nos alarmes gerados, na análise gráfica das medições e na verificação do arquivo de dados do data logger, foi possível identificar que a causa das lacunas de dados era decorrente de instabilidade no sistema de alimentação do data logger.

Ao avaliar o sinal da tensão de alimentação, foi verificado que este apresentava valores reduzidos às margens das lacunas, as quais coincidem com os horários de início e fim do período de insolação diária. A topologia de alimentação empregada nesta torre possui um link principal com a rede interna do parque, além de um painel

fotovoltaico em conjunto com um sistema de carregamento de baterias. Devido a uma falta no link principal, a torre foi obrigada a operar através do sistema auxiliar. Durante o período do dia, o painel fotovoltaico era capaz de fornecer a energia para o sistema e carregar a bateria. Contudo, devido ao desgaste da bateria, no período noturno esta não conseguia suprir a alimentação necessária, ocasionando as lacunas expostas.

Após o diagnóstico da falha, a equipe de manutenção foi comunicada com tempo hábil para realizar a intervenção, evitando um impacto significativo no índice de disponibilidade anual da TMA.

Cabe ressaltar que em um modelo operacional onde a coleta de dados é realizada manualmente e de forma demasiadamente esparsa, o cenário seria oposto ao descrito acima. Evidenciando que a eficácia na gestão dos dados anemométricos está diretamente atrelada a boa prática de telemetria com uma rede de comunicação de alta disponibilidade e estabilidade.

4.2. Plausibilidade das medições

Os registros das medições devem ser encaminhados à EPE a cada 15 (quinze) dias. A plausibilidade das medições deve ser aferida e medidas implausíveis, isto é, aquelas realizadas por equipamento defeituoso, devem ser suprimidas antes do envio ao AMA. As seguintes verificações indicam medidas implausíveis:

- Pressão atmosférica: P < 800 hPa ou P > 1060 hPa
- Temperatura: T < -15C ou T > 50C
- Umidade do ar: U <0% ou U > 110%
- Velocidade média do vento (10 min): V < 0 m/s ou V > 50 m/s
- Velocidade máxima do vento (1 seg): V < 0 m/s ou V > 70 m/s

A solução encontrada para identificar de forma ágil medições implausíveis, consiste na aplicação de inteligência aos dados e no uso de tecnologia. O COM utiliza a PIM para garantir a consistência dos dados coletados do data logger. A cadeia de validações contempla desde a verificação da fonte de dados até a plausibilidade das medições de forma automática, indicando a saúde das medições e se há necessidade de intervenção.

Para auxiliar a análise quinzenal dos dados das torres anemométricas, a equipe do COM utilizou dashboards do PIM para garantir a consistência dos dados antes de realizar o envio dos dados à plataforma AMA. Nesses painéis, é possível verificar a correlação das grandezas registradas por mais de um instrumento na torre, como nos casos dos *wind vanes* e anemômetros (figura 3). Além disso, a equipe também conta com uma tela onde, para cada uma das grandezas, são mostrados os valores de máximo, média e mínimo (figura 4), evitando que dados implausíveis sejam enviados ao órgão regulador.

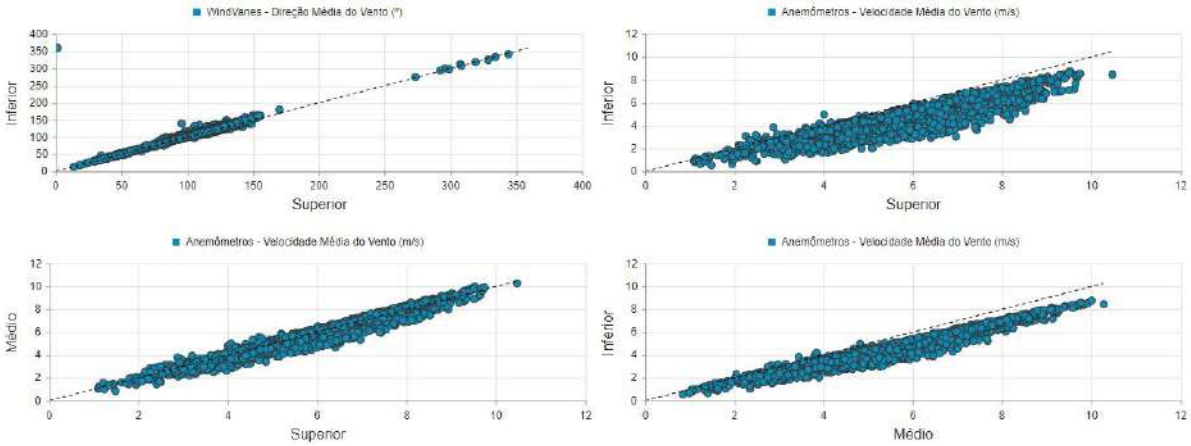


Figura 3: Análise de correlação de instrumentos com medições consistentes no dashboard anemométrico do PIM

Grandeza	Altura Instrumento	Mínimo	Médio	Máximo	Distribuição Gráfica
Direção do Vento (Desvio Padrão - Wind Vane 2)	58.00	0.64	6.37	71.28	
Direção do Vento (Desvio Padrão - Wind Vane Superior)	78.00	0.62	5.77	69.29	
Direção do Vento (Média - Wind Vane 2)	58.00	12.93	111.97	359.91	
Direção do Vento (Média - Wind Vane Superior)	78.00	1.35	109.71	344.05	
Pressão Atmosférica	70.00	985.77	989.06	992.86	
Temperatura do Ar	70.00	21.67	25.20	30.18	
Umidade Relativa do Ar	70.00	52.74	85.20	97.16	
Velocidade do Vento (Desvio Padrão - Anemômetro 2)	40.00	0.05	0.55	2.04	
Velocidade do Vento (Desvio Padrão - Anemômetro 3)	60.00	0.07	0.58	2.32	
Velocidade do Vento (Desvio Padrão - Anemômetro Superior)	85.00	0.05	0.55	2.35	

Figura 4: Análise realizada no PIM com todas as grandezas e seus valores máximos, médios e mínimos

A Figura 5 mostra um caso em que um dos instrumentos de uma torre estava com medições inconsistentes. Analisando a imagem, percebe-se que o anemômetro intermediário apresentou medições zeradas no período selecionado. Isso mostra como a correlação de instrumentos pode ajudar a identificar avarias e evitar que dados inconsistentes sejam encaminhados à plataforma AMA. O COM da Way2 utiliza os gráficos de correlação em sua operação diária para auxiliar na detecção de anomalias.

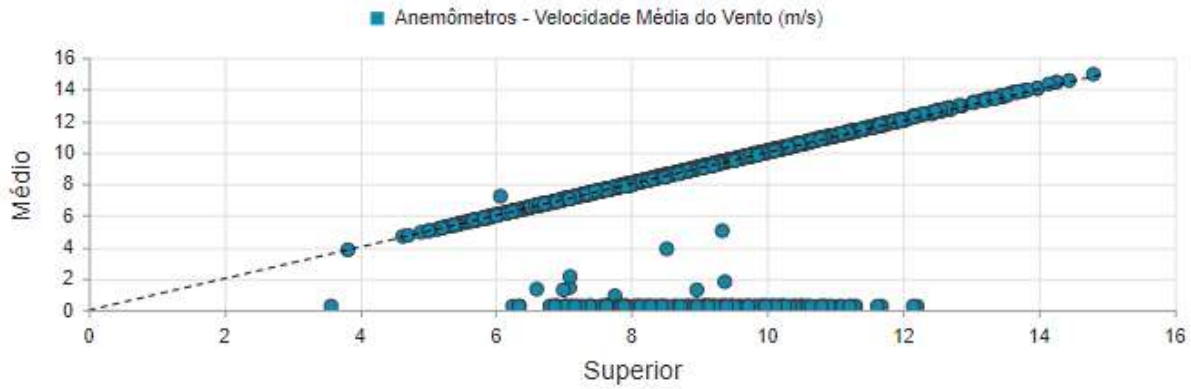


Figura 5: Análise realizada no PIM. Correlação dos anemômetros superior e intermediário (médio), com medições inconsistentes em um dos instrumentos.

4.3. Instalação incorreta de instrumentos e relatório incoerente

Após a substituição do barômetro de uma determinada TMA, foi verificado que as medições de pressão deste novo instrumento apresentaram uma redução significativa na correlação com as demais torres próximas. Segundo o relatório de manutenção encaminhado, a instalação havia sido bem sucedida e operava de acordo com o recomendado.

A Figura 6 ilustra a divergência nas medições de pressão deste novo instrumento, representado pela área preenchida em vermelho, em relação a outra torre (linha amarela) nas proximidades do parque em questão. A mediana dos dados de pressão passou de 919 hPa para 926 hPa.

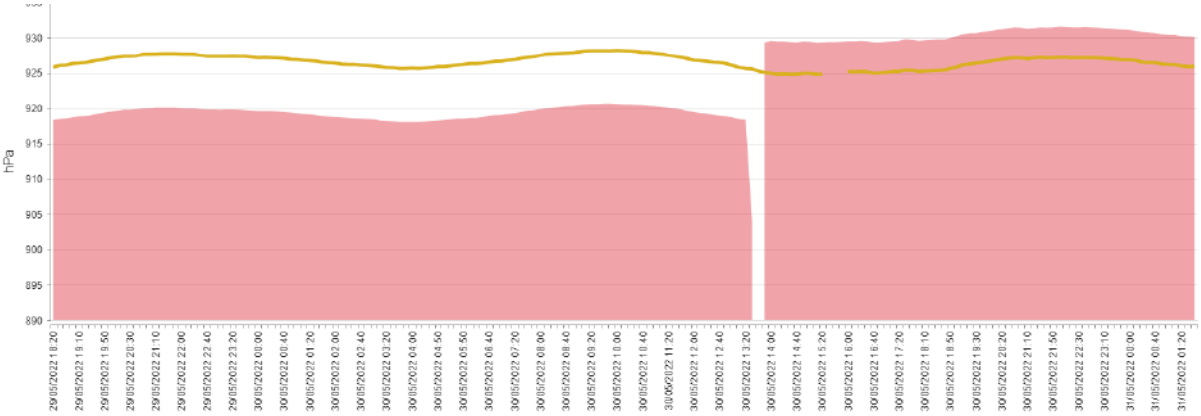


Figura 6: Medições de pressão após a substituição do barômetro

Ao identificar tal anomalia, o processo seguinte consiste em sinalizar ao cliente para que a situação seja repercutida, uma vez que não há sinais que indiquem a origem da divergência. Ao acionar a equipe de manutenção, foi possível constatar que a origem do problema estava na instalação incorreta do barômetro.

O instrumento anterior estava instalado a cerca de 93 metros de altura, porém quando substituído, ele foi instalado próxima à base da torre, numa posição com comportamento de pressão divergente daquela a 93 metros, conforme ilustrado pelas condições das torres próximas e medições que antecederam a intervenção. Essa situação ilustra dois problemas típicos: primeiro, a falha durante a manutenção em

campo, quando realizou-se a alteração na posição do instrumento sem motivo adequado para tal; e segundo, a falha na elaboração do relatório de manutenção, não indicando que a posição do instrumento havia sido alterada, o que atrasou o diagnóstico correto do corrido.

Após a identificação da origem do problema, pôde-se orientar que o equipamento fosse instalado na posição adequada. A Figura 7 ilustra as medições de pressão após a instalação do sensor na posição correta.

Comparando os gráficos (Figuras 6 e 7), é possível notar que, após corrigida a instalação do barômetro, as medições de pressão retomaram a correlação esperada com as torres próximas, voltando a apresentar mediana em torno de 919 hPa.

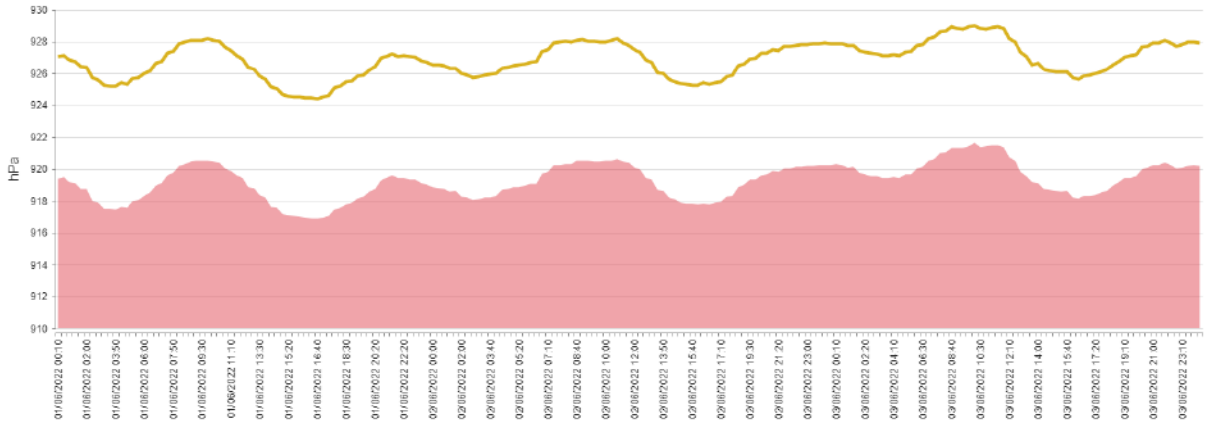


Figura 7: Medições de pressão após adequação na instalação do barômetro

5. Considerações finais

Este trabalho demonstrou a importância dos dados de medição anemométricos e climatológicos em todo o ciclo de um empreendimento eólico, desde as fases de prospecção, durante a campanha de medição do vento, até o término de vigência de seus contratos de fornecimento.

A confiabilidade dos dados garante desde correto dimensionamento de projetos até proteção contra penalidades e perdas de receitas aos investidores.

Foram apresentados neste artigo os principais desafios enfrentados diariamente em Centros de Operação da Medição no que tange a gestão e operação das medições anemométricas e climatológicas, com cases do COM da Way2. A partir desses cases foi possível observar como as boas práticas combinadas com uso de tecnologia e inteligência de dados garantem escalabilidade operacional, oferecendo uma gestão saudável e sustentável.

Além disso, foram exemplificados os benefícios na utilização dos dados analíticos consistidos como insumo para indicadores de cunho estratégico, contemplando a previsão de geração, acompanhamento de performance e apoio no planejamento de operação e manutenção dos parques. Da mesma forma, foi sugerida a aplicação de boas práticas e acompanhamento periódico, que são fatores determinantes para o sucesso do empreendimento, uma vez que há mitigação de riscos de penalidade e custos emergenciais.

6. Referências Bibliográficas

[1] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. RALIE - Acompanhamento da Implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica. 17 jun. 2022, Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMGYyZWI0NzgtMGRlOC00M2ZjLTljZDYtZTVkYjljZjkxZDBkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 17 de jun. 2022.

[2] CANAL ENERGIA. Energia eólica chega a 18 GW de capacidade instalada no Brasil. 18 fev. 2021. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53163929/energia-eolica-chega-a-18-gw-de-capacidade-instalada-no-brasi>l. Acesso em: 30 jun. 2022

[3] EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia. 2020. Disponível em: <www.epe.gov.br/ pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>. Acesso em: 08 jun. 2022.

[4] CRESESB. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/AtlasEolicoRJ.pdff> . Acesso em: 30 jun. 2022.

[5] MME - Ministério de Minas e Energia. Portaria MME nº 02/2016. 2016

[6] EPE-DEE-RE-057 - R3. Estudos para licitação da expansão da geração. 2016. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/acesso-restrito/Documents/DEE_057_16_Instru%C3%A7%C3%B5es%20Medi%C3%A7%C3%B5es%20Anemom%C3%A9tricas_r3.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2022.

[7] IEC. IEC 61400-12-1:2005 Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines. Dez, 2005.

[8] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Guia de Boas Práticas para Instalação de Estações Anemométricas, 2015. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-236/Guia%20Boas%20Pr%C3%A1ticas%20Esta%C3%A7%C3%B5es%20Anemom%C3%A9tricas.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2022.

Proposta de Usina Eólica Autoprodutora de Energia para o Oferecimento do Lastro Energético de uma Unidade Consumidora do SAAE de Sobral/CE

João Gabriel Botelho Cunha, Prof. Dr. Ana Fabíola Leite Almeida

Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Ceará (UFC)

Av. Mister Hull, s/n - Pici - CEP 60455-760 - Fortaleza – CE

joaogabrielbotelhocunha@alu.ufc.br, anafabiola@ufc.br

RESUMO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vive atualmente um processo de modernização, caracterizado, principalmente, pela maior conferência de autonomia ao consumidor final de energia: grandes unidades consumidoras, tais como indústrias e grandes comércios, já possuem poder de decisão sobre quem será o seu fornecedor de energia elétrica, bem como os preços através dos quais os montantes energéticos serão contratados. Tudo isto é possível graças ao ambiente regulatório denominado de Ambiente de Contratação Livre (ACL). Para os consumidores enquadrados como agentes do mercado livre, a modalidade de Autoprodução de Energia (APE) se destaca como opção de geração de energia própria, devido aos benefícios financeiros que o modelo traz, sobretudo a isenção de alguns encargos setoriais que oneram a tarifa de energia elétrica. Diante disso, o presente trabalho buscou a proposição de uma usina eólica caracterizada como autoprodutora de energia para a compensação energética de uma unidade consumidora do Serviço Autônomo de Água e de Esgoto (SAAE) de Sobral/CE. A análise técnica realizada apontou para a necessidade da implantação de uma usina de 1,25 MW de potência, enquanto a análise econômico-financeira revelou as seguintes métricas que caracterizam o investimento como atrativo: tempo de retorno de aproximadamente 04 anos, Valor Presente Líquido (VPL) de R$ 4.541.651,43 e Taxa Interna de Retorno (TIR) de 25,55%.

Palavras-chave: *Autoprodução de Energia, Usina Eólica, Mercado Livre de Energia, Energia Renovável.*

1. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Anterior à proposição do modelo de negócios alvo deste estudo, faz-se necessário o estabelecimento de um referencial teórico acerca de pontos relevantes para o perfeito entendimento da

proposta, sendo eles: (i) tecnologia de geração eólica; e (ii) modelo de geração a partir de Autoprodução de Energia (APE) no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

1.1. Tecnologia de Geração Eólica

A energia proveniente dos ventos é indiretamente uma forma de energia resultante do aquecimento desigual da superfície da terra, já que de tal processo resulta a formação de zonas de alta e baixa pressão responsáveis pelo deslocamento das massas de ar [1]. O regime de ventos de uma região é o principal fator para determinação de seu potencial eólico. O vento possui comportamento estatístico, podendo apresentar grandes variações ao longo de um dia, em função sobretudo das características topográficas da região analisada. Dentre os principais fatores que influenciam o potencial eólico de uma região, destacam-se:

- Variações da velocidade com a altura;
- A rugosidade do terreno, em função de sua vegetação, utilização da terra, presença de construções etc.;
- Existência de obstáculos nas adjacências do *site*; e
- Características topográficas da região analisada (relevo), as quais podem causar efeitos de aceleração ou de desaceleração na fluidodinâmica do ar.

A Figura 1 ilustra o comportamento do escoamento do vento em função das características topográficas da região, com rugosidade do terreno representada por z_0. Destaca-se a região denominada de camada limite[1] originada pelos efeitos da rugosidade do local. Acima da camada limite, denomina-se o vento como geostrófico, sendo este de interesse para o aproveitamento do recurso eólico.

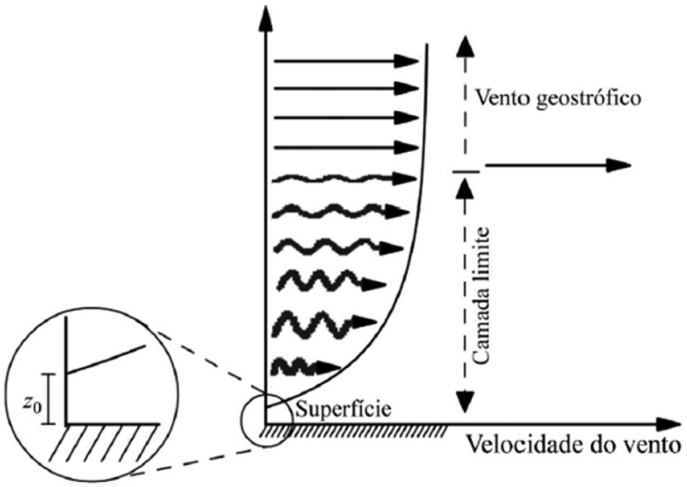


Figura 1 – Perfil vertical da velocidade do vento desde a superfície até a altura do vento geostrófico [2].

[1] Definida como a região do escoamento de um fluido nas imediações de uma superfície, de modo que o escoamento é prejudicado do ponto de vista da dissipação de energia mecânica e demais efeitos difusivos.

O conhecimento do comportamento do vento não é importante apenas para que seja possível estimar a geração do parque eólico e seus rendimentos, mas também é fundamental para que os fabricantes possam aperfeiçoar suas turbinas de acordo com o local onde serão dispostos os aerogeradores, visando dotar o sistema de maior eficiência no aproveitamento da energia contida no vento. Sendo assim, uma extensa coleta de dados sobre a velocidade do vento em determinada região é primordial para que se criem as chamadas “Séries Temporais” (conjunto de observações realizadas em momentos diferentes de tempo, estando sujeitas a variações aleatórias) [3].

Criadas as séries temporais, utilizam-se modelos probabilísticos para a definição de funções densidade de probabilidade, as quais representam o comportamento aleatório do vento em uma dada região de interesse e são fundamentais para análises de geração de energia elétrica. A função mais largamente utilizada é a Função de Weibull, definida pela equação (1), na qual v representa a velocidade para que se deseja calcular a probabilidade, c e k são, respectivamente, os fatores de escala e de forma.

$$f(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}\right] \quad (1)$$

Os parâmetros de forma e de escala podem ser estabelecidos, respectivamente, pelas equações (2) e (3), nas quais σ representa o desvio padrão dos dados da série temporal e V, a velocidade média.

$$k = \left(\frac{\sigma}{V}\right)^{-1,086} \quad (2)$$

$$c = \frac{V}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (3)$$

A determinação da velocidade do vento em função da altura é dada a partir da equação (4), na qual h_{ref} representa a altura para a qual a velocidade v_{ref} foi medida e z_0, o comprimento de rugosidade para uma dada região. A lei logarítmica é uma combinação de pesquisa teórica e empírica originada de fluxo de camada de limite em dinâmica dos fluidos. Esta lei é usada para variação de velocidade de vento vertical modelada em uma condição de terreno particular [4].

$$v(h) = v_{ref} * \frac{ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad (4)$$

A lei da potência, esquematizada pela equação (5) é um modelo matemático semelhante ao apresentado pela equação (4), de modo que há a adição do parâmetro α, denominado de expoente de camada limite, dado em função do comprimento da rugosidade da superfície, conforme correlação proposta por [5], esquematizada pela equação (6). Os dados de rugosidade de terrenos típicos são tabelados e uma convenção de valores largamente utilizada é esquematizada pela Figura 2.

$$v(h) = v_{ref} * \left(\frac{h}{h_{ref}}\right)^{\alpha} \quad (5)$$

$$\alpha = 0{,}096 * log_{10} z_0 + 0{,}016 * (log_{10} z_0)^2 + 0{,}24 \qquad (6)$$

Classe de Rugosidade	Comprimento de Rugosidade (m)	Descrição da Paisagem
0	0,0002	Superfície do mar
0,5	0,0024	Terreno com a superfície plana, aberto, como aeroportos, grama cortada, etc.
1	0,03	Área agrícola aberta, sem fendas e cercas e construções dispersas
1,5	0,055	Área agrícola com algumas casas e cercas com até 8 m de altura, com uma distância de até 1250 m
2	0,1	Área agrícola com algumas casas e cercas com até 8 m de altura, com uma distância de até 500 m
2,5	0,2	Área agrícola com muitas casas, plantas e arbustos, ou cercas de até 8 m de altura, com distância de até 800 m
3	0,4	Vilas, cidades pequenas, áreas agrícolas com cercas altas, florestas e terrenos irregulares e com rugosidade
3,5	0,8	Grandes cidades com edifícios altos
4	1,6	Cidades muito grandes com edifícios altos e arranhacéus

Figura 2 - Classe de rugosidade de acordo com a paisagem [6].

1.1.1. Aerogeradores para Geração de Energia Elétrica

As turbinas eólicas são equipamentos que convertem a energia do vento em energia elétrica, em duas etapas. Em um primeiro estágio, as turbinas convertem parte da energia cinética do vento em energia mecânica. Depois disso, a energia mecânica é transformada em energia elétrica no gerador, e então é transmitida para a rede elétrica. Dependendo da tecnologia utilizada pelo aerogerador, o multiplicador mecânico e o conversor eletrônico não são necessários (Figura 3) [2].

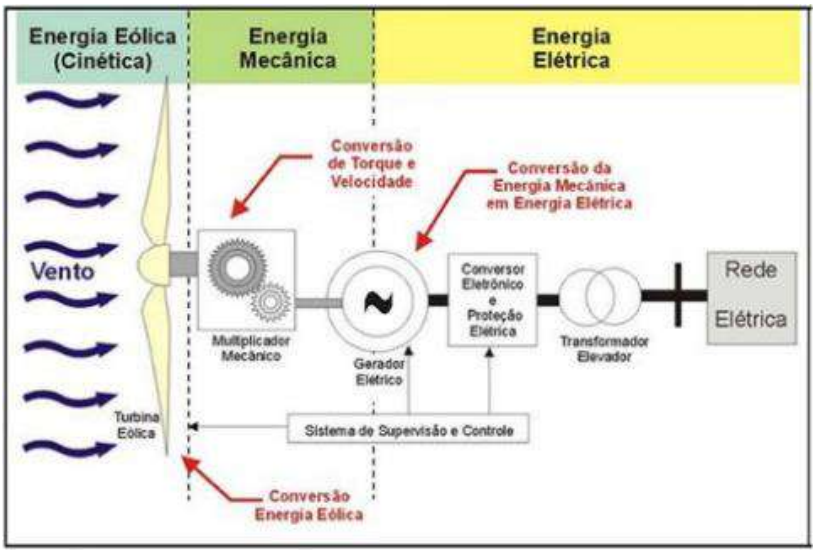


Figura 3 - Funcionamento de um aerogerador [2].

As turbinas são classificadas com base no eixo ao redor do qual as pás giram. As que possuem eixo paralelo ao solo, são as chamadas turbinas de eixo horizontal (Horizontal Axis Wind Turbine - HAWT) e as de eixo perpendicular ao solo são denominadas turbinas de eixo vertical (Vertical Axis Wind turbine – VAWT) [8]. As turbinas de eixo horizontal ainda são as aplicações mais utilizadas em centrais geradoras eólicas de grande porte e podem ser classificadas em duas tipologias: turbinas upwind e downwind. A Figura 4 ilustra essa classificação.

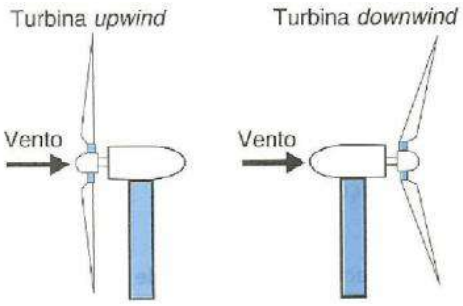


Figura 4 - Classificação de usinas eólicas de eixo horizontal [8].

Os principais componentes de um aerogerador, além dos destacados pela Figura 3, encontram-se ilustrados pela Figura 5. A torre é um componente cujas principais funções são o fornecimento de sustentação mecânica para o aerogerador e condução do cabeamento que saí do gerador elétrico para o transformador elevador de tensão, que geralmente é localizado na base da torre. A nacele é uma estrutura de proteção do aerogerador, na qual localiza-se o gerador elétrico, as caixas de engrenagem e demais dispositivos de controle e de automação. O cubo é o mecanismo através do qual conectam-se as pás, sendo responsável pela transmissão da energia mecânica gerada por elas para o eixo do rotor, o qual é associado ao gerador elétrico, responsável pela conversão da energia mecânica em elétrica. Por fim, a fundação, assim como a torre, é um sistema de aço e de concreto responsável pelo fornecimento da sustentação mecânica da máquina.

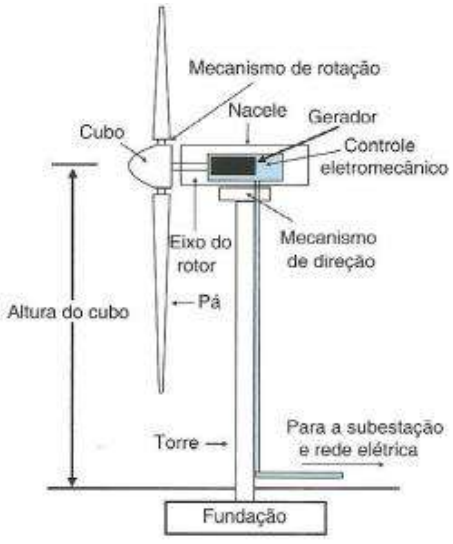


Figura 5 - Principais componentes de um aerogerador com turbina de eixo horizontal [8].

A potência elétrica gerada pelo aerogerador pode ser calculada através da equação (7), na qual C_p é o coeficiente de potência do aerogerador utilizado, ρ é a massa específica do ar, dada em Kg/m³, A é a área varrida pelas pás da turbina, em m², v é a velocidade cinética do vento, dada em m/s, e η é a eficiência dos sistemas mecânicos e gerador elétrico da máquina. Destaca-se que a potência elétrica gerada é diretamente proporcional ao cubo da velocidade do vento. A Figura 6 demonstra a forma típica de uma curva de potência de um aerogerador, com destaque para dois valores de velocidade de vento relevantes: velocidade de partida (Vconexão) e velocidade nominal.

$$P = \frac{1}{2} * C_p * \rho * A * v^3 * \eta \qquad (7)$$

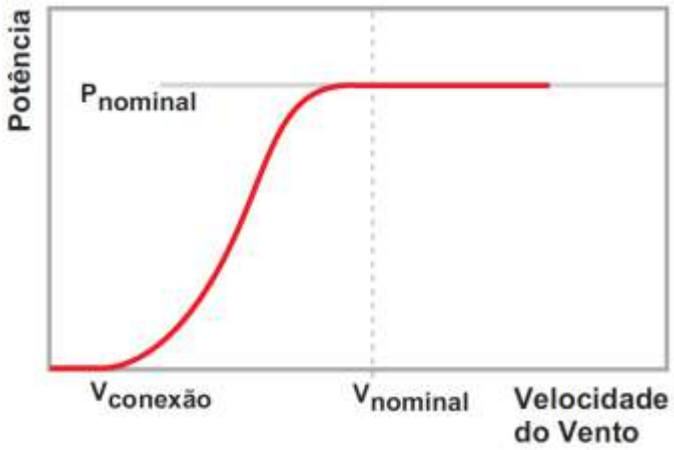


Figura 6 - Forma típica de uma curva de potência de um aerogerador em função da velocidade do vento [1].

1.2. Autoprodução de Energia (APE) no Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Na configuração regulatória do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), destaca-se a divisão entre os ambientes de contratação livre e regulado: neste as tarifas de energia são definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio de resoluções homologatórias publicadas anualmente e o consumidor2 não possui liberdade de escolha do seu fornecedor de energia, enquanto naquele o consumidor possui liberdade de escolha quanto ao seu fornecimento de energia elétrica, sendo os preços livremente negociados entre as partes (consumidor – comercializador e/ou consumidor – gerador) e acertados por meio de contratos bilaterais.

Dentro do ACL, destaca-se a Autoprodução de Energia (APE) como mecanismo de geração própria. A APE foi regulada pelo Decreto Federal n° 2003/1996, que a define em seu art. 2° como sendo a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

[2] Para a migração do ambiente cativo para o livre, o consumidor interessado deve atender a alguns requisitos técnicos, tais como demanda contratada mínima de 1000 kW, na data de escrita deste artigo.

Por meio da APE, os geradores assumem e operam o risco de preço e garantia de suprimento energético, reduzindo custos e garantindo a competitividade em suas atividades. Além disso, produzir a própria energia permite às empresas seguirem uma política interna própria de produção/consumo, amplificando o domínio sobre o insumo e agregando valor estratégico ao seu produto. A APE pode ter sua instalação física tanto junto à carga (in situ), modelo de negócios representado de maneira ilustrativa na Figura 7, ou de forma remota, quando geração e consumo se dão em locais distintos.

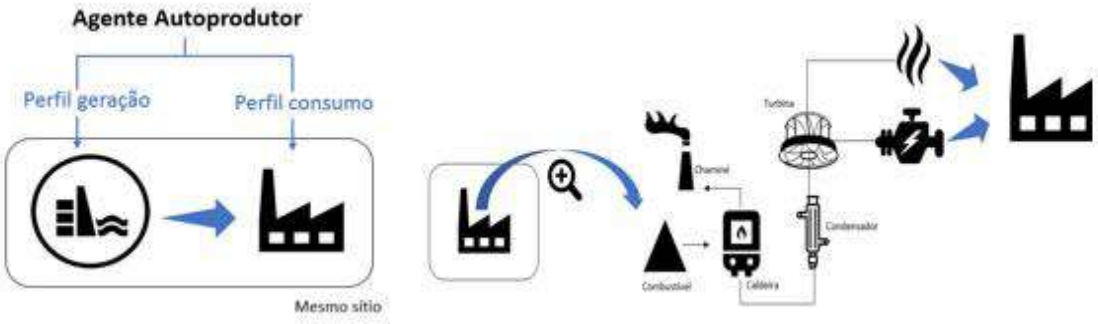


Figura 7 - Modelo de negócios de APE com instalação junto à carga [9].

Um modelo de negócios clássico para APE consiste em um consumidor investir na instalação de uma usina geradora para seu uso exclusivo, dentro de sua(s) unidade(s) produtiva(s) ou em local a sua escolha, assumindo todos os riscos atrelados. Como vantagem, ele tem isenção sobre a energia autoconsumida dos encargos setoriais que oneram a conta de energia, como Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Outra vantagem desse modelo é que a energia não consumida pode ser vendida no mercado. Como o próprio consumidor é proprietário da usina, não se faz necessário o firmamento de contratos de fornecimento de energia, garantindo maior previsibilidade dos custos e melhor controle operacional. Esse modelo é ideal para consumidores com alta demanda energética que não podem ficar expostas à volatilidade de preços, às incertezas das condições de fornecimento e que necessitam de previsibilidade de custos.

A Figura 8 compara a estrutura tarifária de consumidores pertencentes ao grupo A, subgrupo A3, modalidades azul e azul APE. Destaca-se a diferenciação dos valores da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) volumétrica, dada em R$/MWh. Essa discrepância se dá por conta do benefício da isenção dos encargos setoriais dada ao agente autoprodutor. Essa redução na TUSD de consumo é da ordem de 78,71%.

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
				TUSD		TE
				R$/kW	R$/MWh	R$/MWh
A3 (69kV)	AZUL	NA	P	18,20	53,19	467,27
			FP	8,76	53,19	290,02
	AZUL APE	NA	P	18,20	11,32	0,00
			FP	8,76	11,32	0,00
	GERAÇÃO	NA	NA	19,28	0,00	0,00

Figura 8 - Estrutura tarifária de um consumidor horossazonal azul e horossazonal azul APE [10].

A Resolução Normativa n° 876, de 10 de março de 2020, estabelece os requisitos e procedimentos necessários para obtenção de outorga de autorização para exploração comercial de centrais geradoras de fonte incentivada com potência superior a 5 MW, bem como a implementação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida, destinada à figura do autoprodutor de energia. Para centrais com potência instalada superior a 5 MW, utiliza-se o processo ilustrado pelo fluxograma da Figura 9.

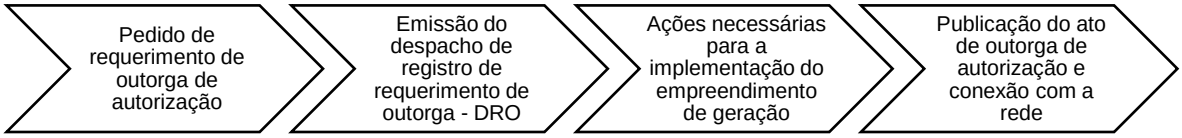


Figura 9 - Procedimentos necessários para a outorga de usinas APE com potência superior a 5 MW.

O pedido de requerimento de outorga de autorização pode ser feito pelo representante legal da empresa, conforme instruções disponíveis no site da ANEEL, mediante a apresentação da documentação listada no Anexo I da REN 876 de 2020.

Os requerimentos de outorga para a exploração de centrais geradoras de fonte incentivada são objeto de publicação de Despacho de Registro do Requerimento de Outorga (DRO), o qual tem como finalidade facilitar a obtenção de pedidos de informação de acesso pela concessionária de distribuição ou de transmissão, bem como a obtenção de licenças e/ou autorizações dos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental. Após a emissão do DRO, o interessado poderá dar início, por sua conta e risco, a todas as atividades necessárias para a implementação do empreendimento de geração de energia devendo a documentação constante no Anexo II da REN n° 876/2020 ser apresentada no sítio eletrônico da ANEEL.

Após a apresentação desta documentação, o Ato de Outorga deverá ser emitido. Após a emissão do deste, o empreendimento deverá ser implementado e ter sua conexão efetivada na rede de distribuição ou de transmissão em até 36 meses.

Para ativos de geração, caracterizados como APE ou PIE, cujas capacidades instaladas sejam menores ou iguais a 5 MW, a REN n° 876/2020 estabelece que apenas uma comunicação de implantação será necessária, conforme Capítulo V da referida resolução.

2. METODOLOGIA

Para a verificação da viabilidade técnica e financeira do modelo de negócios proposto por este trabalho (usina eólica autoprodutora de energia), a metodologia apresentada pelo fluxograma da Figura 10, e desenvolvida por [17], foi empregada.

Por se tratar de um modelo intrínseco ao mercado livre de energia, o primeiro passo é a análise da viabilidade financeira da migração de um consumidor cativo ao ACL. Para tanto, utilizou-se o método do break-even point, ou ponto de equilíbrio, descrito por [11].

O segundo passo, no caso de a análise anterior apontar em resultado positivo, é a modelagem do perfil de consumo do futuro agente autoprodutor em base horária, devendo haver o descritivo do consumo para cada hora de um dia típico. Isso ocorre em detrimento da atual metodologia de balanço energético empregada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): a instituição, ao final de um mês operativo, verifica os montantes energéticos consumidos (requisito) e contratados, e/ou gerados (recurso), para cada hora do mês de análise. Caso o requisito seja superior ao recurso em uma dada hora, o agente deverá pagar uma conta de débito calculada pela multiplicação da diferença entre requisito e recurso e o valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) para o período de comercialização analisado. Ao contrário, caso o recurso seja superior ao requisito3, a diferença entre ambos será valorada ao PLD e ao agente será previsto um crédito financeiro.

Conclui-se que para a análise realizada é imprescindível o conhecimento da curva de consumo do futuro agente e da curva de geração da usina que futuramente oferecerá seu lastro energético. Assim, modela-se a curva de geração da usina eólica em base horária e realizam-se as análises financeiras cabíveis, através da aplicação das tarifas divulgadas pelas Resoluções Homologatórias, conforme detalhamento da Figura 08. A análise de viabilidade econômico-financeira passa pelo cálculo de métricas importantes, tais como: (i) tempo de retorno do investimento (payback); (ii) Valor Presente Líquido (VPL); e (iii) Taxa Interna de Retorno (TIR).

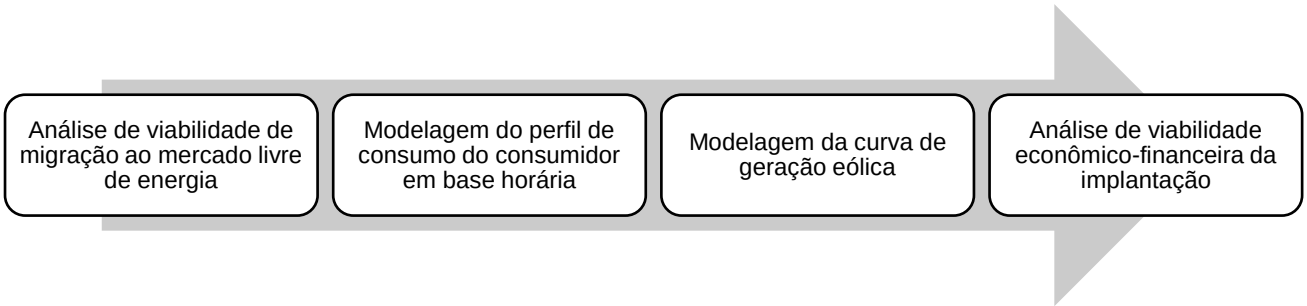


Figura 10 - Metodologia desenvolvida para a análise de viabilidade financeira da implantação de usina eólica autoprodutora de energia.

[3] No caso de agentes autoprodutores, sempre que a geração for superior ao consumo, em base horária, a diferença positiva entre tais montantes pode ser comercializada através de contratos bilaterais.

3. RESULTADOS

3.1. Apresentação do consumidor beneficiado pela proposta

O Serviço Autônomo de Água e Esgoto (SAAE) de Sobral/CE é uma autarquia municipal vinculada à Secretaria de Infraestrutura da Prefeitura Municipal de Sobral/CE. Compete ao SAAE estudar, projetar e executar, diretamente ou mediante contrato com organizações especializadas em engenharia sanitária, ou ainda em parceria com outros órgãos estatais, as obras relativas à construção, ampliação ou remodelação dos sistemas públicos de abastecimento de água potável e de esgotamento sanitário [12].

A empresa possui 12 unidades consumidoras conectadas em média tensão, com tensão de fornecimento de 13,8 kV, faturadas, por conseguinte, no Grupo A.

Para fins desse estudo, foi escolhida a unidade consumidora 429965, denominada de ETA Sumaré. Foi fornecida pela direção do órgão um total de 12 contas de energia, havendo a descrição do consumo mensal de energia e dos custos mensais para os meses de outubro de 2020 a setembro de 2021. A unidade é classificada como A4 – Horossazonal azul, havendo, pois, o faturamento do consumo ativo por posto horário e faturamento da demanda (contratada ou registrada) também por posto horário. O Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) contratado pela UC é 600 kW, o que já é um indicativo de um possível enquadramento da unidade como consumidora especial do Ambiente de Contratação Livre.

O consumo mensal médio da empresa no período analisado foi de 346.538 kWh, enquanto o custo médio mensal com energia, R$ 223.242,35 (duzentos e vinte e três mil, duzentos e quarenta e dois reais e trinta e cinco centavos). No que tange ao perfil de consumo diário da ETA Sumaré, tem-se o exposto no Gráfico 01, obtido a partir de análise do sistema de telemetria da Enel Ceará. Foi feito um tratamento de todos os dados de consumo horário de outubro de 2020 a setembro de 2021, chegando-se na seguinte curva média de consumo diário. As colunas em azul referem-se ao consumo no posto fora ponta, enquanto as colunas em vermelho, posto hora ponta.

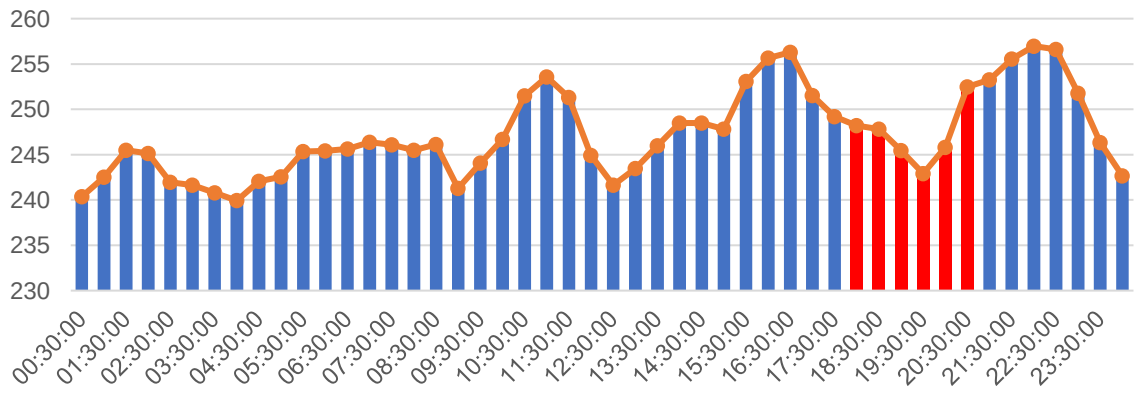


Gráfico 1 - Perfil de consumo médio diário da ETA Sumaré

3.2. Dimensionamento preliminar da potência eólica necessária

Para o dimensionamento da potência preliminar necessária, utilizou-se a equação (8), na qual FC corresponde ao fator de capacidade anual da fonte de geração e CA, ao consumo anual da unidade consumidora beneficiada. Para a determinação do FC, buscou-se referências na literatura, chegando-se ao parâmetro médio de 38% para a fonte eólica na modalidade onshore, conforme apresentado por [13]. Partindo-se de um consumo anual de 4.158,45 MWh4, tem-se que a potência preliminar necessária é de aproximadamente 1,25 MW.

$$Potência\ (MW) = \frac{CA\ (MWh)}{8760 * FC\ (\%)} \qquad (8)$$

3.3. Comparação entre as curvas de consumo e de geração em base horária

Para a modelagem da curva de geração eólica em base horária, faz-se necessária a determinação de uma alternativa locacional para a implementação da central geradora. Para tanto, realizou-se uma consulta ao Atlas Eólico e Solar do Ceará, em sua versão mais recente. Buscou-se uma localidade que possuísse conjuntamente as seguintes características:

- Velocidade média anual acima de 7,5 m/s para uma altura de rotor de 100 metros;
- Fator de forma da distribuição de Weibull (k) acima de 3;
- Fator de capacidade anual acima de 50% em 100 metros de altura; e
- Existência de parques eólicos.

A partir da análise dos mapas de potencial eólico apresentados por [14], conclui-se que o litoral cearense, sobretudo a região a noroeste do estado, apresenta todas as características técnicas listadas. O município de Paracuru foi então escolhido para a composição deste estudo. As Figuras 11, 12 e 13 ilustram, respectivamente, a distribuição probabilística dos ventos em Paracuru, os dados de velocidade média mensal e de fator de capacidade médios em base horária, para uma altura de rotor de 100 metros.

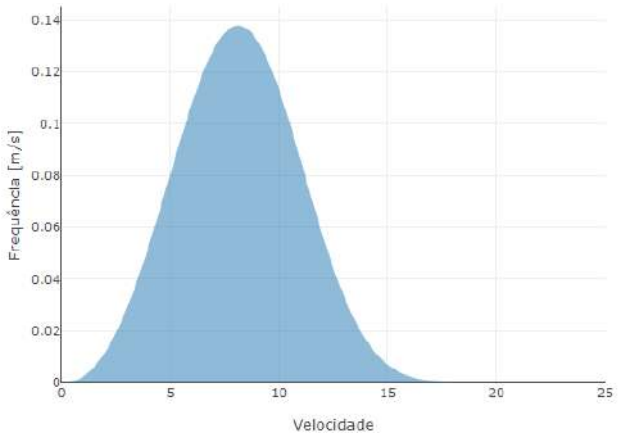


Figura 11 - Distribuição de Weilbull para 100 metros de altura [14].

[4] Multiplicação do consumo médio mensal apresentado no tópico anterior por 12.

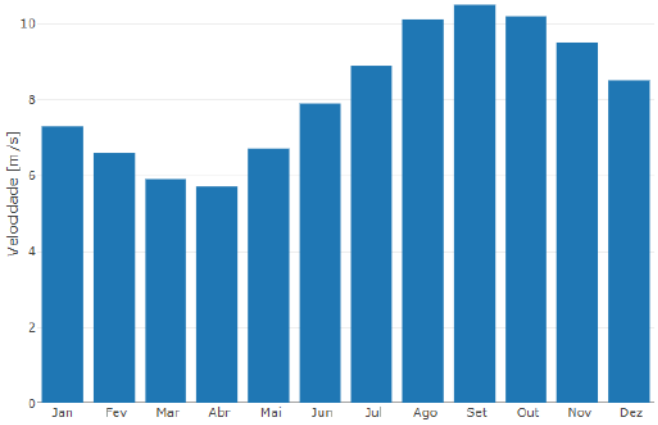


Figura 12 - Comportamento da velocidade média mensal para altura de 100 metros [14].

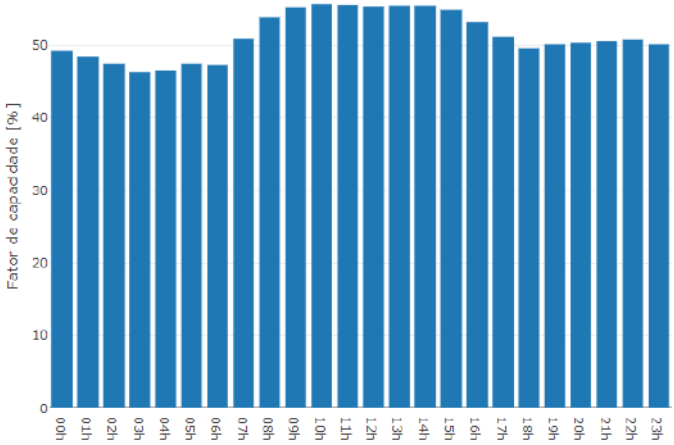


Figura 13 - Curva de fator de capacidade em base horária para um dia típico [14].

A versão online do Atlas Eólico e Solar do Ceará possibilita ao usuário o download de uma base de dados, no formato ".xls", contendo os dados de fator de capacidade horários apresentados na Figura 13. Para a composição de tais dados de FC não há, no entanto, a consideração de perdas aerodinâmicas que influenciam na geração de energia da central eólica. Portanto, para o cálculo do montante energético gerado em cada hora, utilizou-se a equação (9), na qual FC corresponde ao fator de capacidade horário, PA, às perdas aerodinâmicas, TI, à taxa de indisponibilidade da usina e PE, às perdas elétricas associadas.

$$Geração\ (MWh) = Potência_{eólica}(MW) * FC_{horário} * (1 - TI + PA + PE) \quad (9)$$

Os seguintes parâmetros de perdas descritos em [14] foram utilizadas:

- Taxa de Indisponibilidade – TI: 4,68%;
- Perdas Aerodinâmicas – PA: 6,00%; e
- Perdas Elétricas – PE: 3,00%.

A aplicação da equação (9) resultou em dados de geração horária, os quais, comparados ao perfil de consumo retratado pelo Gráfico 01, resultaram no Gráfico 02. Nele, duas regiões relevantes são destacadas: (i) região A: o montante energético sob a curva de perfil de consumo representa a

energia efetivamente alocada da usina eólica à unidade consumidora, no total de 355.907,73 kWh/mês5; e (ii) região B: o montante energético sob o perfil horário de geração e sobre o perfil horário de consumo representa a quantidade de energia que o agente autoprodutor poderá comercializar no ACL a partir da celebração de contratos, no total de 42.243,27 kWh/mês. A comercialização desta quantidade de energia propiciará à unidade consumidora uma receita acessória, contribuindo para a aceleração do período de amortização do investimento, como será descrito.

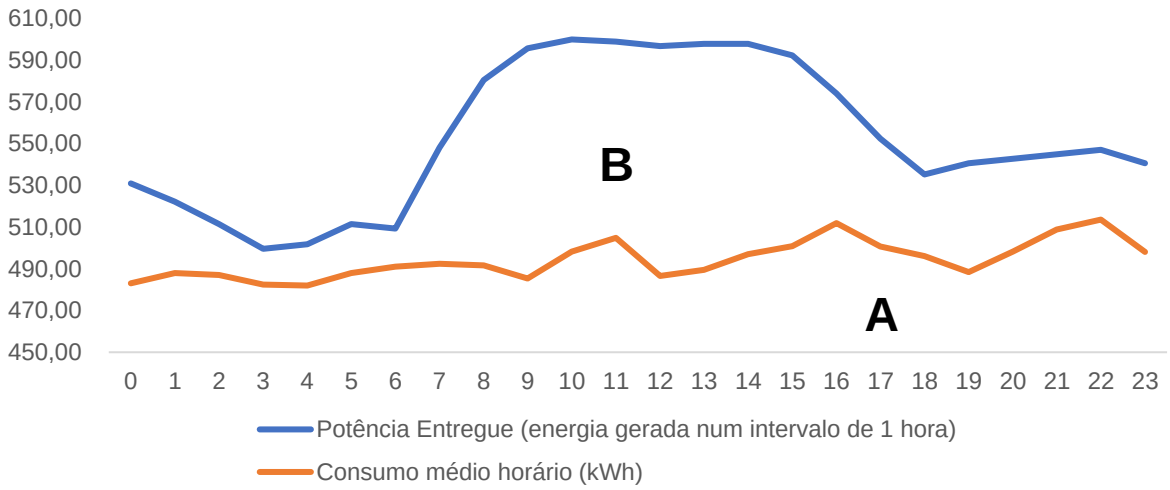


Gráfico 2 - Geração energética horária da usina eólica modelada versus o consumo horário da unidade consumidora beneficiada com a proposta.

3.4. Análise econômico-financeira do investimento

A análise financeira da proposta foi dividida em três etapas: (i) análise da viabilidade da migração da ETA Sumaré ao mercado livre de energia; (ii) análise pertinente ao ano 1 após a implementação da usina eólica; e (iii) análise pertinente aos demais anos de operação da usina. Isso é necessário em detrimento da aplicação de perdas energéticas anuais relativas à degradação dos equipamentos constituintes da usina. Para tanto foi utilizado o percentual de 1,30% ao ano, conforme descrito por [14].

A aplicação da metodologia do ponto de equilíbrio, conforme [11], resultou em uma economia de R$ 68.216,20/mês, ou 30,56% em relação aos custos atuais, após a migração da UC para o ACL. Para tal análise, as premissas presentes na Tabela 01 foram empregadas.

Descrição	***Valor adotado***	***Fonte***
Desconto TUSD (ACL)	50,00%	[15]
TE ACL (R$/MWh)	R$ 212,00	[16]
EER (R$/MWh)	R$ 1,00	[11]
ESS (R$/MWh)	R$ 6,00	[11]
Contribuição Associativa (R$/MWh)	R$ 0,10	[11]

Tabela 1 - Premissas utilizadas na aplicação do método do ponto de equilíbrio.

[5] Sobre esse montante, aplicam-se as tarifas do fio próprias do agente autoprodutor de energia.

As premissas apresentadas pela Tabela 02 foram aplicadas para a verificação da economia no primeiro ano após a implantação da central geradora eólica. Em suma, os custos totais do agente são divididos em dois centros: (i) custos relativos à usina eólica: rubrica relativa ao Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) e às atividades de operação e manutenção do empreendimento (Operational Expenditure – OPEX); e (ii) custos relativos à unidade consumidora autoprodutora de energia: rubrica relativa a TUSD de consumo do agente, a TUSD de demanda, aos encargos setoriais pagos mensalmente (Encargo de Energia de Reserva – EER – e Encargos de Segurança do Sistema – ESS), à contribuição associativa paga mensalmente pelo agente à CCEE e à taxa de iluminação pública. A metodologia de cálculo de tais centros de custos é descrita por [17].

Descrição	***Valor adotado***	***Fonte***
Desconto TUSD	50,00%	[15]
TUSD de geração (R$/kW)	R$ 17,80	[10]
TUSD de consumo ponta - APE (R$/MWh)	R$ 28,97	[10]
TUSD de consumo fora ponta - APE (R$/MWh)	R$ 28,97	[10]
TUSD de demanda ponta – APE (R$/kW)	R$ 59,34	[10]
TUSD de demanda fora ponta - APE (R$/kW)	R$ 28,97	[10]
ICMS	27,00%	Faturas de energia entregues pelo consumidor
PIS/PASEP	0,71%	Faturas de energia entregues pelo consumidor
COFINS	3,13%	Faturas de energia entregues pelo consumidor
TE ACL (R$/MWh)	R$ 212,00	[16]
EER (R$/MWh)	R$ 1,00	[11]
ESS (R$/MWh)	R$ 6,00	[11]
Contribuição Associativa (R$/MWh)	R$ 0,10	[11]
CAPEX (R$/kW)	R$ 5.500,00	[13]
OPEX (R$/kW/ano)	R$ 270,00	[13]
Montante alocado ao consumidor (kWh/mês)	355.907,73	Gráfico 2
Montante passível de ser vendido no ACL (kWh/mês)	42.243,27	Gráfico 2

Tabela 2 - Premissas utilizadas para a modelagem financeira da usina autoprodutora no primeiro ano após a implantação da central geradora eólica.

Dessa forma, a análise para o primeiro ano após a implementação resultou em um gasto mensal total de R$ 101.901,15, o que representa uma economia de R$ 121.341,19/mês, ou 54,35%, em relação aos custos atuais do órgão público. O valor a ser investido na implantação do empreendimento (Capital Expenditure – CAPEX) é estimado em R$ 6.875.000,00 [13], enquanto o OPEX, R$ 337.500,00/ano, ou R$ 28.125,00/mês [13]. O Gráfico 03 esquematiza a representatividade de cada rubrica no custo mensal total do agente autoprodutor.

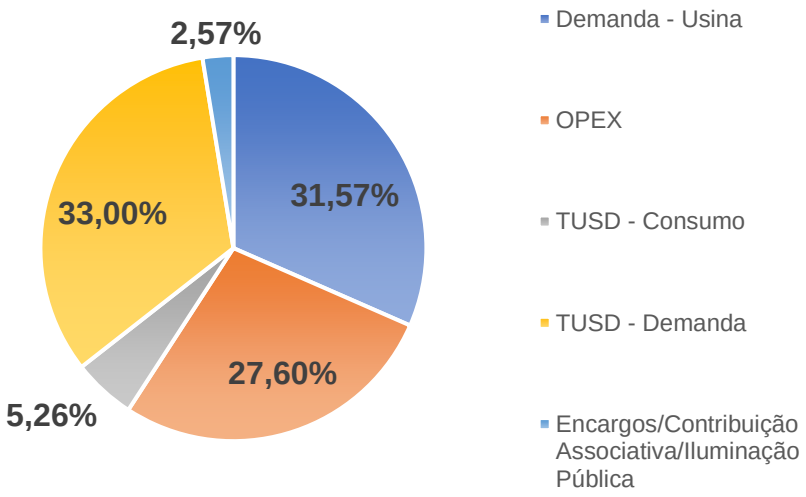


Gráfico 3 - Representatividade de cada rubrica constituinte do custo mensal total do agente APE.

Para a análise dos resultados financeiros do investimento após o segundo ano de implantação da usina, faz-se necessária a realização de uma projeção futura dos custos. Para tanto, as premissas presentes na Tabela 03 foram utilizadas. Em suma, aplicou-se a variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) sobre o valor do OPEX e a inflação energética sobre as rubricas que dependem diretamente de dados tarifários (custo com demanda da usina, TUSD de consumo APE e TUSD de demanda APE). O valor de inflação energética calculado corresponde à média dos reajustes tarifários da Enel/CE de 2012 a 2021, valores que podem ser obtidos em [18].

Descrição	***Valor adotado***	***Fonte***
IPCA	3,20%	[19]
Inflação energética	6,73%	[18]

Tabela 3 - Premissas financeiras utilizadas para a projeção dos custos após o segundo ano de operação da usina eólica autoprodutora de energia.

Com a aplicação do parâmetro de perdas por degradação da usina de 1,30%, conforme [14], verificou-se que após o décimo ano de operação da central geradora, o consumo anual do agente APE será superior à geração energética. Diante disso, é prevista a necessidade da contratação extra de energia no ACL. Ademais, após esse período, verificou-se que o agente APE não se beneficiará de receitas acessórias advindas da venda do excedente de geração no mercado livre. Para o cálculo do gasto com contratação extra e da receita acessória, utilizou-se a premissa de tarifa de energia de R$ 212,00/MWh, conforme [16]. A Tabela 04 traz o detalhamento das projeções futuras de geração, de consumo, dos custos com contratação extra de energia, de receitas acessórias e de gastos, comparando as despesas do órgão público sem e com a usina autoprodutora.

Ano	***Geração Anual (MWh)***	***Consumo Anual (MWh)***	***Contratação Extra***	***Receita Acessória***	***Custo Sem Usina APE***	***Custo Com Usina APE***	***Economia Total***
1	4.777,81	4.270,89	R$ -	R$ 107.466,88	R$ 2.678.908,13	R$ 1.222.813,79	R$ 1.563.561,22
2	4.715,70	4.270,89	R$ -	R$ 94.299,23	R$ 2.859.160,38	R$ 1.291.069,36	R$ 1.662.390,25

Ano	Geração Anual (MWh)	Consumo Anual (MWh)	Contratação Extra	Receita Acessória	Custo Sem Usina APE	Custo Com Usina APE	Economia Total
3	4.654,40	4.270,89	R$ -	R$ 81.302,76	R$ 3.051.541,03	R$ 1.363.536,48	R$ 1.769.307,31
4	4.593,89	4.270,89	R$ -	R$ 68.475,24	R$ 3.256.866,15	R$ 1.440.486,31	R$ 1.884.855,08
5	4.534,17	4.270,89	R$ -	R$ 55.814,49	R$ 3.476.006,71	R$ 1.522.207,90	R$ 2.009.613,30
6	4.475,22	4.270,89	R$ -	R$ 43.318,32	R$ 3.709.892,30	R$ 1.609.009,33	R$ 2.144.201,29
7	4.417,05	4.270,89	R$ -	R$ 30.984,60	R$ 3.959.515,06	R$ 1.701.219,00	R$ 2.289.280,65
8	4.359,62	4.270,89	R$ -	R$ 18.811,22	R$ 4.225.933,86	R$ 1.799.186,98	R$ 2.445.558,09
9	4.302,95	4.270,89	R$ -	R$ 6.796,09	R$ 4.510.278,84	R$ 1.903.286,44	R$ 2.613.788,48
10	4.247,01	4.270,89	R$ 5.062,84	R$ -	R$ 4.813.756,17	R$ 2.018.978,05	R$ 2.794.778,12
11	4.191,80	4.270,89	R$ 16.767,60	R$ -	R$ 5.137.653,19	R$ 2.148.265,03	R$ 2.989.388,17

Tabela 4 - Projeções de custos futuros a partir das premissas financeiras apresentadas pela Tabela 03 e cálculo da economia total anual.

O Gráfico 04 ilustra o fluxo de caixa do investimento, enquanto o Gráfico 05, a contribuição da economia acumulada para a amortização do projeto. Percebe-se, que o investimento terá o seu retorno financeiro a partir do quarto ano após a implementação (descrito pelos Gráficos 04 e 05 como ano zero), o que já evidencia a atratividade financeira do projeto.

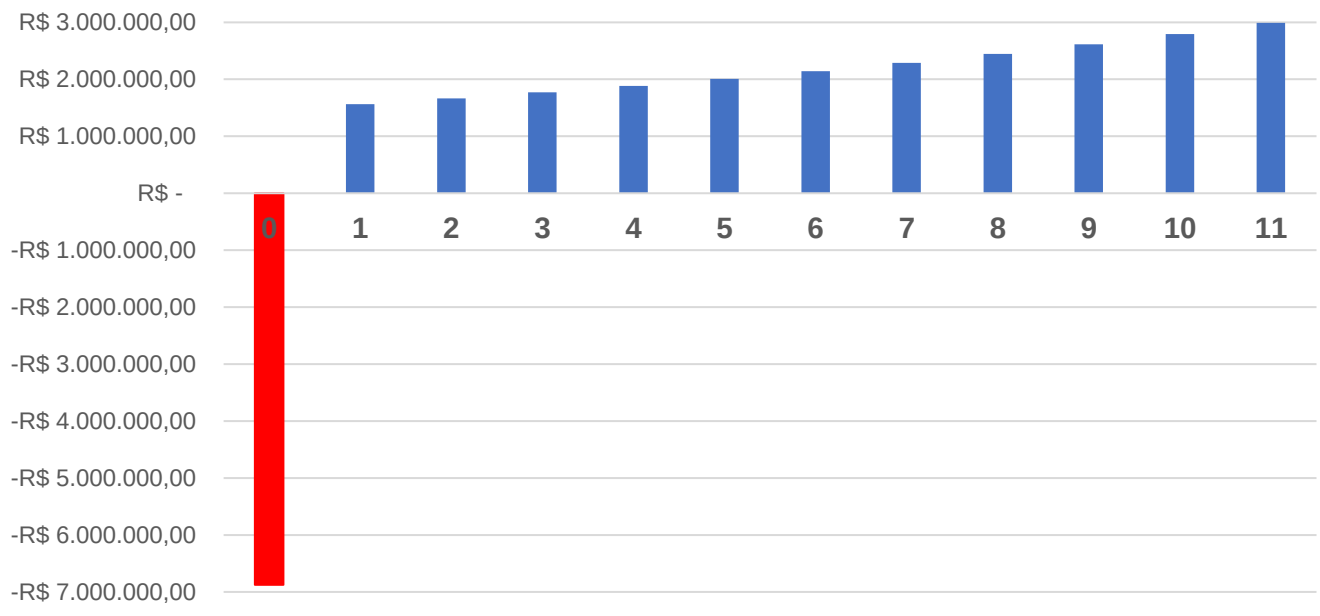


Gráfico 4 - Fluxo de caixa do investimento.

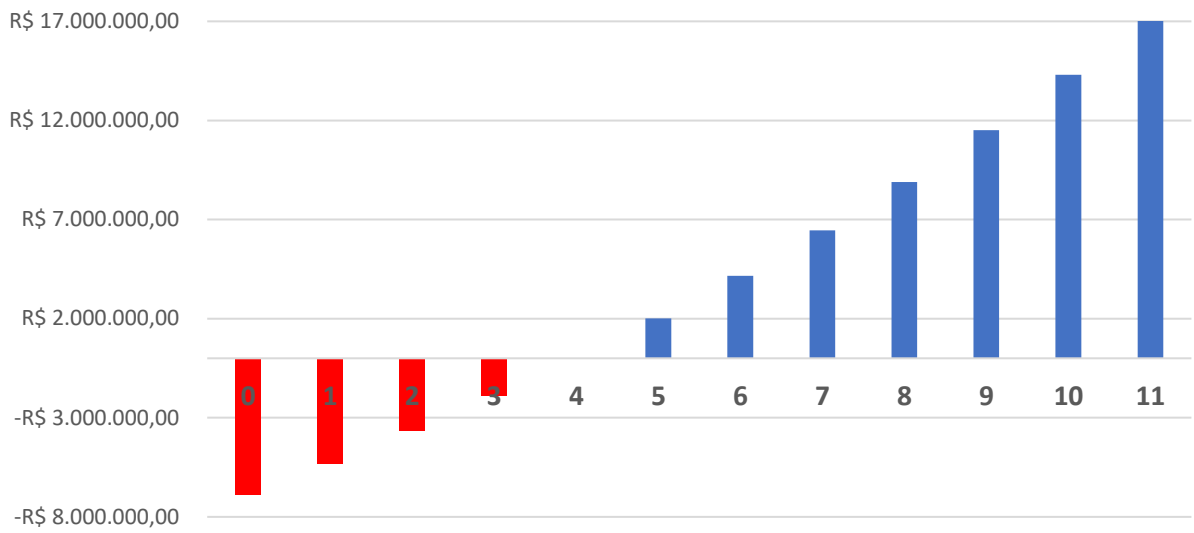


Gráfico 5 - Esquematização do tempo de amortização do investimento.

Para a determinação das métricas financeiras Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), as Equações (10) e (11) foram empregadas respectivamente, nas quais i representa a taxa de desconto considerada no projeto. Para fins desse trabalho, o valor da taxa SELIC de 13,25% [20] ao ano foi utilizada.

O VPL calculado foi de R$ 4.541.651,43. Sendo este parâmetro positivo, conclui-se que o investimento é atrativo. A TIR, por sua vez, resultou em 25,55%, superior a taxa SELIC considerada, o que demonstra que o investimento na usina autoprodutora proposta é mais atrativo que aplicações tradicionais, como o Tesouro Direto.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=0}^{n} \frac{F_c}{(1+i)^t} \quad (10)$$

Na qual,

- VPL = Valor presente líquido (R$);
- I_0 = CAPEX do projeto (R$);
- F_c = somatório do fluxo de caixa no período analisado (R$);
- i = Taxa de desconto (%); e
- t = período analisado no fluxo de caixa.

$$0 = -I_O + \sum_{t=0}^{n} \frac{F_c}{(1+TIR)^t} \quad (11)$$

Na qual,

- TIR = Taxa interna de retorno (%);
- I_0 = CAPEX do projeto (R$);
- F_c = somatório do fluxo de caixa no período analisado (R$);

- i = Taxa de desconto (%); e
- t = período analisado no fluxo de caixa.

4. CONCLUSÃO

Em face das transformações sofridas pelo Setor Elétrico Brasileiro, espera-se para os próximos anos um maior interesse dos consumidores em aderir ao chamado mercado livre de energia. Dentre as opções de geração de energia neste ambiente de contratação, destaca-se a autoprodução. Diante disso, este estudo focou na proposição de um modelo de negócios de autoprodução a partir de uma central geradora eólica para o oferecimento remoto do lastro energético de um consumidor específico.

As análises realizadas levaram em consideração parâmetros horários de consumo e de geração de energia, tendo em vista a atual metodologia do balanço energético empregada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A partir disso, gerou-se um gráfico que ilustra o perfil de consumo e de geração para um dia típico do consumidor beneficiado, permitindo a visualização dos montantes energéticos alocados ao consumidor e passíveis de comercialização no ACL através da celebração de contratos de venda de energia incentivada.

Sobre o montante efetivamente alocado ao consumidor, aplicam-se as tarifas específicas do agente autoprodutor de energia, as quais são beneficiadas pela isenção de encargos setoriais, tais como CDE, P&D e PROINFA. Tais tarifas são divulgadas anualmente pela agência reguladora em documentos denominados de resoluções homologatórias. Sobre o montante passível de comercialização, aplica-se uma tarifa de energia resultando em uma receita acessória ao agente autoprodutor, o que contribui para a aceleração da amortização do investimento.

As métricas financeiras calculadas permitem a conclusão de que a proposta trazida por este trabalho possui atratividade financeira, conforme evidenciado pelo tempo de payback obtido de aproximadamente quatro anos e os valores de VPL e TIR calculados.

Por fim, espera-se, com este trabalho, a disseminação de um conhecimento necessário para a proposição de modelos de negócios de geração de energia no ACL, contribuindo, assim, para a formação de um mercado em constante crescimento.

REFERÊNCIAS

[1] DUTRA, R. “Princípios e Tecnologia”. Tutorial de Energia Eólica. CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito) – 2008.

[2] PICOLO, Ana Paula *et al*. Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, Rio Grande do Sul, v. 36, n. 4, p. 1-13, 03 out. 2014.

[3] OLIVEIRA, Karina Lino Miranda de. **PROJETO BÁSICO DE UM PARQUE EÓLICO E ESTUDOS DE CONEXÃO**. 2014. 114 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2014.

[4] CAMELO, Henrique do Nascimento *et al*. Análise estatística da velocidade de vento do estado do Ceará. **Rev. Tecnol. Fortaleza**, Fortaleza, v. 29, n. 2, p. 211-223, dez. 2008.

[5] MANWELL J. F.; MCGOWAN J. G.; ROGERS A. L. Wind energy explained. New York : Wiley, 2002. 569 p.

[6] LEITE, A.P., "Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudo de Confiabilidade". Dissertação de Mestrado. Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE) – Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro – RJ. Abril de 2005.

[7] BASSO, Thalyta Mayara. **ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA PARA UMA UNIDADE ARMAZENADORA E SECADORA DE GRÃOS**. 2017. 94 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, 2017.

[8] PINTO, M. Fundamentos de Energia Eólica. 1 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013. 392 p. ISBN 9788521621607.

[9] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS INVESTIDORES EM AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA (ABIAPE). **Autoprodução**. 2020. Disponível em: http://abiape.com.br/a-autoproducao/. Acesso em: 04 jun. 2022.

[10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **REH N° 3.026/2022**: RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.026, DE 19 DE ABRIL DE 2022. Brasília: Aneel, 2022. 9 p.

[11] OLIVEIRA, Danilo Ramos. **ANÁLISE DA VIABILIDADE DE MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O MERCADO LIVRE**. 2019. 122 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

[12] SOBRAL/CE. Sistema Autônomo de Água e Esgoto. Saae Sobral/Ce (org.). **Nossa história - O SAAE**. 2022. Disponível em: https://saaesobral.com.br/o-saae/. Acesso em: 12 jun. 2022.

[13] BRASÍLIA. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética (org.). **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**: parâmetros de custos - geração e transmissão. Brasília: Diretoria de Estudos de Energia Elétrica, 2021. 22 slides, color.

[14] CEARÁ. GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ. (org.). **Atlas Eólico e Solar**. Fortaleza: Governo do Estado do Ceará, 2019.

[15] BRASIL (Estado). Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427compilada.htm. Acesso em: 16 jun. 2022.

[16] GREENER. **Estudo Estratégico**: grandes usinas solares 2021 - mercado livre e regulado. São Paulo: Greener, 2021. Color. Disponível em: https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-grandes-usinas-solares-2021/. Acesso em: 16 jun. 2022.

[17] CUNHA, João Gabriel Botelho. **Modelagem de usina autoprodutora de energia para oferecimento do lastro energético de uma unidade consumidora do serviço autônomo de água e esgoto de Sobral/CE**. 2022. 108 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energias Renováveis) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

[18] BRASÍLIA. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. . **Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição**. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao. Acesso em: 16 jun. 2022.

[19] INFOMONEY. **Relatório Focus: projeção para a inflação deste ano sobe pela 11ª semana seguida**. Disponível em: https://www.infomoney.com.br/mercados/relatorio-focus-projecao-para-a-inflacao-deste-ano-sobe-pela-11a-semana-seguida/. Acesso em: 16 jun. 2022.

[20] INFOMONEY. **BC eleva Selic em 0,5 ponto, para 13,25% ao ano, e projeta novo ajuste de igual ou menor magnitude**. 2022. Disponível em: https://www.infomoney.com.br/mercados/banco-central-eleva-a-selic-em-05-ponto-percentual-para-1325-ao-ano/. Acesso em: 16 jun. 2022.

Brazil Windpower Papers

05-06 outubro **/ 22**

Plataforma Digital BWP

CATEGORIA 4

O&M

Detecção automática de falhas em aerogeradores a partir da aplicação de métodos para identificação de anomalias contextuais de dados de vibração do *drive train*

Tiago Gomes de Sá, E-mail: tiago.gomessa@ufpe.br [1]

Gustavo de Novaes Pires Leite, E-mail: gustavonovaes@recife.ifpe.edu.br [1,2] (Autor para correspondência) *

Felipe Costa Farias, E-mail: felipe.farias@paulista.ifpe.edu.br [2]

Alexandre Carlos Araujo da Costa, E-mail: alexandre.acosta@ufpe.br [1]

Leonardo Petribú, E-mail: leopetribu@gmail.com [1]

Marrison Gabriel Guedes de Souza, E-mail: marrison.souza@neog.com.br [3]

Alvaro Antonio Ochoa Villa, ochoaalvaro@recife.ifpe.edu.br [2,4]

Enrique Lopez Droguett, E-mail: eald@ucla.edu [5,6]

[1] UFPE – Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Energias Renováveis (CER)

[2] IFPE – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco, Campus Recife, DACT/CACTR

[3] NEOG – New Energy Options Geração de Energia

[4] UFPE - Universidade Federal de Pernambuco, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPGEM)

[5] Garrick Institute for the Risk Sciences, University of California, Los Angeles, CA 90095, USA

[6] Department of Civil and Environmental Engineering, University of California, Los Angeles, CA 90095, USA

* Endereço para correspondência – IFPE - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco, Campus Recife, DACI/CACTR, Brasil, Av. Prof. Luiz Freire, 500, Cidade Universitária, Recife – PE, CEP: 50740-545.

RESUMO

Aerogeradores de grande porte são responsáveis pelo fornecimento de 8,8% das demandas elétricas nacionais no ano de 2020. Tais máquinas estão passíveis de falhas de naturezas variáveis ao longo de toda sua vida útil de operação. Tais falhas podem ser analisadas a partir de diferentes abordagens objetivando entendimento do fenômeno, proposições de soluções em diferentes prazos e, consequentemente, economia de capital financeiro e humano. A técnica que será apresentada nesse trabalho será a de identificação de falhas de caixa de engrenagem sob três diferentes abordagens não supervisionadas do método da floresta de isolamento aplicado a dados oriundos do sistema de monitoramento de condições das turbinas eólicas, com uma alta taxa de indicação de verdadeiros negativos e falsos negativos superando 28% e 66%, respectivamente.

Palavras-chave: Falhas. Detecção de anomalias. Aerogeradores. Floresta de Isolamento. Sistema de Monitoramento de Condições.

ABSTRACT

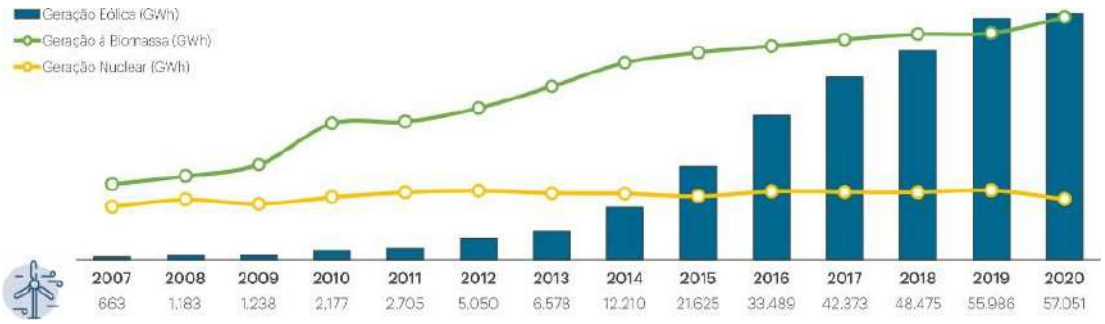
The wind turbines generators are responsible for supplying 8.8% of national electricity demands in 2020. These machines are subject to varying nature faults throughout their lifetime of operation. The study of such failures can be analyzed from different approaches aiming at understanding the phenomenon, proposing solutions in different time periods and, consequently, saving up financial and human capital. The technique that will be utilized in this work will be the identification of gearbox failures under three different non-supervised approaches of the isolation forest method applied to data from the wind turbine condition monitoring system, with a high rate of indication of true negatives and false negatives surpassing 28% and 66%, respectively.

Keywords: Fault. Anomaly detection. Wind turbine. Isolation Forest. Condition monitoring system. CMS.

1.INTRODUÇÃO

No Brasil, o primeiro aerogerador teve uma potência de 75 kW e foi instalado em 1992, no arquipélago de Fernando de Noronha, associadoa um sistema a Diesel, que já era utilizado para suprir as demandas elétricas dos moradores e turistas (PAVINATTO, 2005). O cenário atual difere bastante do que era visto há cerca de três décadas. A energia eólica alcançou o patamar 57 TWh gerados em 2020, mantendo sua liderança frente a energia gerada a partir de fissão nuclear e de biomassa pelo segundo ano consecutivo (EPE, 2021). O comportamento das gerações destas três naturezas distintas ao longo do tempo pode ser visto na Figura 1.

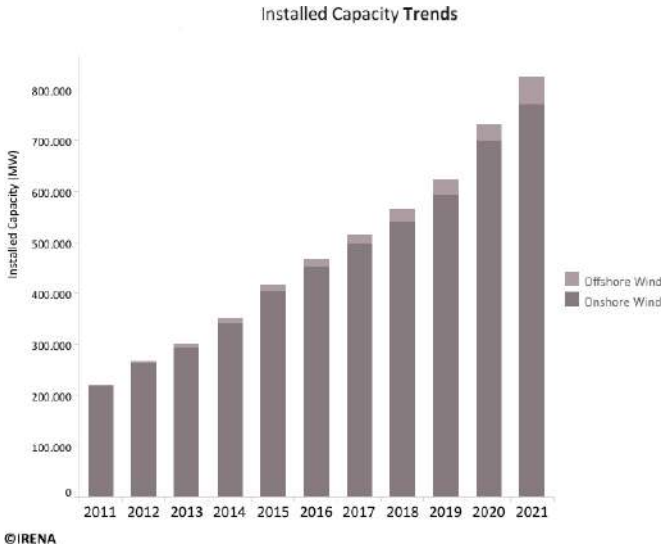
Figura 1. Geração anual de energia de origem nuclear, eólica e a partir de biomassa



Fonte: Balanço Energético Nacional 2021 – Relatório Síntese - Ano base 2020. (Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-588/BEN_S%C3%ADntese_2021_PT.pdf)

Já em âmbito global, a geração a partir dos ventos forneceu 1590 TWh a partir de uma capacidade instalada de 778 GW, sendo 35 GW em ambiente *offshore* com destaques para o Reino Unido e China com 10,5 e 9 GW, respectivamente (IRENA, 2022) (IEA,2020). O comportamento da capacidade instalada global ao longo do tempo pode ser visto na Figura 2. Além da expansão de potência instalada, a eólica mostra-se capaz de desempenhar complementaridade em duas regiões do Brasil comoutras fontes a nível horário e diário com as fontes solar fotovoltaica e hidrelétrica (Rosa, 2019).

Figura 2. Capacidade instalada global.



Fonte: IRENA. Disponível em: https://www.irena.org/wind

Com evolução progressiva em termos de capacidade instalada, energia gerada e porte das máquinas utilizadas para a geração massiva de energia elétrica de origem eólica surgem desafios ao longo dos períodos de operação e manutenção sobretudo a partir da óptica de falhas de origem mecânica que podem desencadear paradas longas e/ou sucessivas que acarretam em perdas de produção e, consequentemente, financeiras. Tais desafios são ainda mais complexos quando se trata de eólica desenvolvida em ambientes offshore, em que as máquinas estão inseridas em um ambiente de condições ainda mais intensas. No Brasil, projetos de desenvolvimento de eólica em águas em fase de licenciamento somam 80 GW,

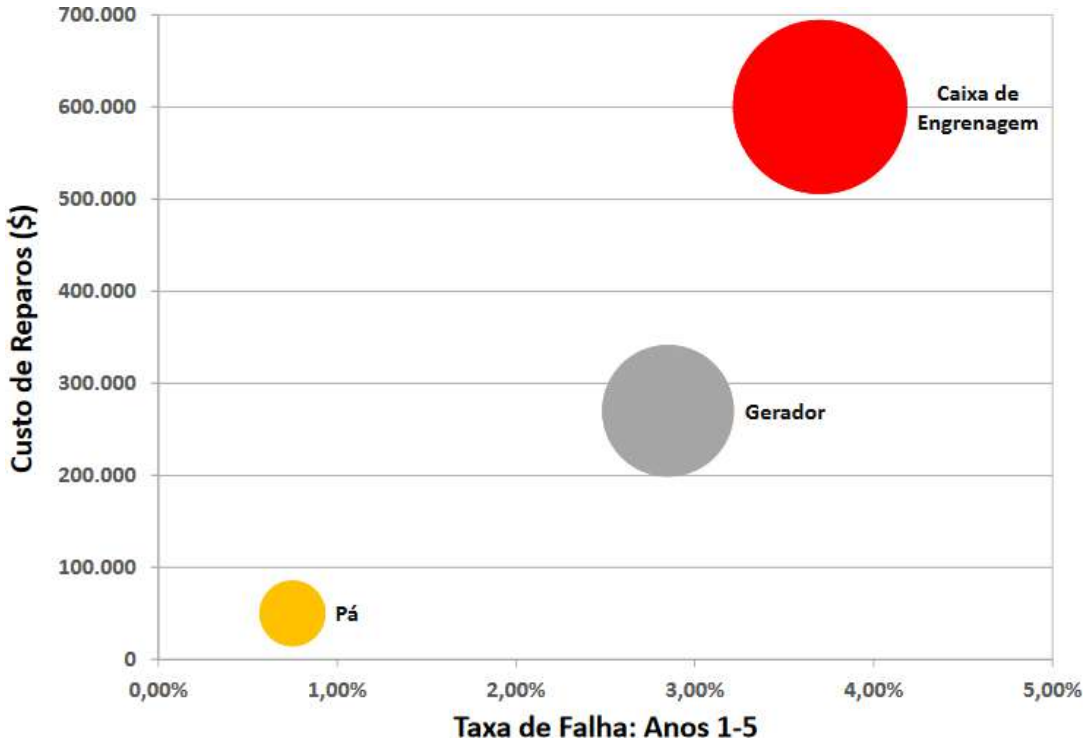
maisdo triplo da capacidade instalada atualmente (Machado, 2022). Tal ponto destaca ainda mais a necessidade de desenvolvimento de técnicas para se lidar com falhas ao longo de todo o tempo de vida útil dos parques.

Desta forma, objetivando uma melhor forma de se abordar tal problema,propõe-se uma abordagem contextual de sinais obtidos a partir do sistema de monitoramento de condições (CMS) para detecção de anomalias em aerogeradores utilizando um modelo de aprendizado não supervisionado denominado *Isolation Forest*. A utilização de modelos de Inteligência Artificial é bem vista objetivando a ampliação de automação de atividades recorrentes para garantir celeridade aos processos e redução de erros humanos.

Tal metodologia será implementada em dados obtidos a partir de conjunto de 18 aerogeradores que operam no litoral da região nordeste do Brasil. Por questões de confidencialidade, maiores informações sobre esses aerogeradores não serão apresentadas.

A escolha do ponto de medição dos sinais sobre dados de caixas de engrenagem foi baseada no tempo de indisponiblidade associado (Tavner, 2011) e na relação custo de reparo *versus* taxa anual de falhas ao longo dos cinco primeiros anos de operação (Pedrosa, 2016). Este último é apresentado na Figura 3.

Figura 3. Custo de Reparo versus taxa de falhas nos 5 primeiros anos.



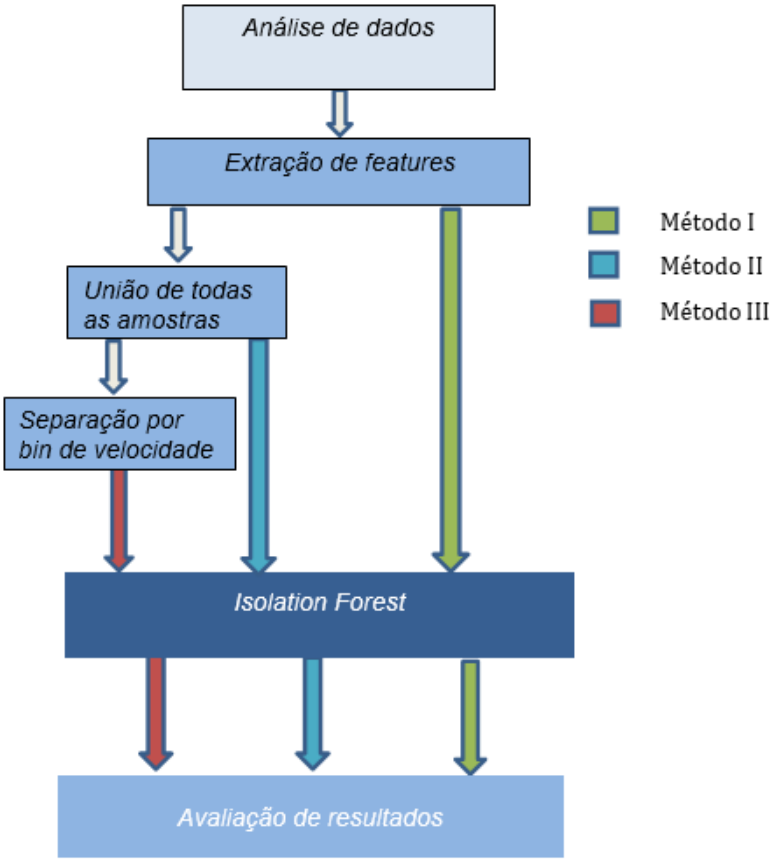
Fonte: Pedrosa, 2016. Disponível em: https://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/22218

2.METÓDOS

A metodologia aplicada neste trabalho baseia-se na análise de dados de vibração ao longo de três meses a partir de três abordagens. Inicialmente, tais abordagens são regidas por dois processos análogos: a análise de dados e a extração de *features*. Em seguida, as amostras

seguem três caminhos distintos: O método I, diz respeito a implantação imediata da técnica de Isolation Forest para cada um dos *datasets* de cada aerogerador separadamente, enquanto que os métodos II e III unem todos os dados em um *dataset* único antes do emprego da técnica de detecção, diferenciando-se ao empregar a separação dos dados pela velocidade de rotação desempenhada para o método III, conforme fluxograma da figura 4.

Figura 4: Fluxograma das três abordagens para a detecção das falhas.



Fonte: Própria

2.1 Análise dos dados

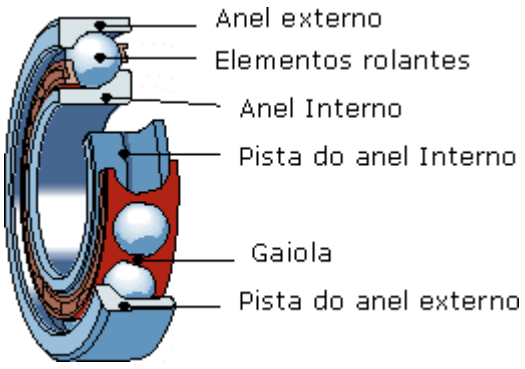
Nesta etapa os dados são analisados de forma exploratória no sentido de entender como estão organizados, se há homogeneidade das séries de dados, quantidade de amostras e frequência de amostragem.

2.2 Extração de features

Consiste na retirada de variáveis que serão utilizadas como entrada ao modelo Isolation Forest. No presente trabalho, as features foram extraídas nos domínios do tempo/estatístico, frequência, teoria da informação e mecânico. Fazendo uso de quantificadores estatísticos como média, moda, mediana, desvio padrão, erro médio quadrático, variância, pico-a-pico, curtose, assimetria, bem como, ao se trabalhar no domínio da frequência com rolamentos, as amplitudes de frequências características da análise de vibração, de seus harmônicos e de suas bandas laterais, como frequência de rotação do elemento rolante (BSF), falha da pista

interna (BPFI) e falhas na pista externa (BPFO). Tais componentes de rolamento podem ser visualizados a partir da Figura 5.

Figura 5: Componentes de um rolamento



Fonte: Acoplast Brasil (Disponível em: https://blog.acoplastbrasil.com.br/o-que-sao-rolamentos/componentes-de-um-rolamento/)

2.3 Variações das amostras de entrada

Objetivando avaliar o desempenho do algoritmo para a detecção de falhas, propõe-se duas variações além da entrada direta das *features* extraídas na etapa anterior, são elas: união de amostras e separação por bin de velocidade.

2.3.1 União de todas as amostras

Consiste na associação de amostras de diferentes máquinas no mesmo conjunto de dados para avaliação de performance do método Isolation Forest. Ao se inserir um maior volume de dados de turbinas entre aquelas que apresentaram ou não falhas é esperado um deslocamento de identificação de anomalias se comparado a entrada direta de cada aerogerador sendo um *dataset* independente.

2.3.2. Separação por bin de velocidade

O método de separação por bin de velocidade consiste em separar as amostras com base na velocidade de rotação que o eixo de alta velocidade desempenha. Tal análise parte da motivação de que determinados sinais podem ser impulsionados ou atenuados a depender da velocidade que o aerogerador desempenha (Castro Filho,2019). Além disso, objetiva a condensação de *features* retiradas para máquinas em nível de rotação análoga, servindo como um filtro para avaliar aerogeradores normais e em falha durante o desempenho em condições semelhantes.

2.4 Isolation Forest

O algoritmo de *Isolation Forest (Liu, 2008)* é responsável por fornecer, através de um sistema de pontuação, o que são observações anômalas e boas. Pode ser dividido em duas partes: treino e classificação.

A etapa de treino, consiste em selecionar *features* aleatoriamente e atribuir valores limites para o sistema de pontuação realizando este particionamento de formarecursiva. Depois de sucessivas passagens pelo treino, cada instância das amostras terá uma pontuação de anomalia. Quanto mais anômala determinada amostra se porta, menor deve ser a distância dela até as raízes das diversas árvores de isolamento e maior deve ser a pontuação de anomalia da mesma.

Em seguida, atribui-se um percentual de contaminação que definirá a quantidade de amostras que será efetivamente isolada como anomalias dentro do conjunto global.

2.5 Avaliação de resultados

A avaliação dos resultados consiste no cruzamento da saída dos dados identificados pelos modelos como anômalos e informações adicionais. Taisinformações podem ser advindas de saídas de outros modelos de detecção, relatóriosoperacionais, rotulação visual-manual, entre outros.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção trata da metodologia apresentada na secção anterior aplicada a dados obtidos durante a operação de 18 aerogeradores posicionados no litoral da região nordeste. Toda a análise baseou-se em códigos da linguagem Python implementados em ambiente do Jupyter Notebook, utilizando as bibliotecas *NumPy, Pandas, Plotly, Matplotlib, Seaborn e PyCaret*. A utilização desta linguagem baseou-se na versatilidade da linguagem, diversidade de bibliotecas e uso de linguagem de código aberto.

3.1 Análise dos dados observacionais

Os dados observacionais utilizados neste trabalho são oriundos de sistemas de monitoramento de condições de um conjunto de 18 aerogeradores dispostos no litoraldo nordeste brasileiro, mais especificamente, dizem respeito à componente radial da aceleração aferida no eixo de alta velocidade integrado ao gerador elétrico.

O controle da taxa de amostragem pode ser alterado mediante necessidade dooperador ou pelo acionamento de alguns alarmes, resultando em bases de dados comquantidades distintas para o mesmo período de tempo para cada aerogerador. Neste caso, a distribuição heterogênea é vista na seção de resultados

Os dados utilizados dizem respeito aos meses de agosto, setembro e outubro de 2020.Tal período conta com relatórios operacionais capazes de gerar comparação para a saída dos modelos.

3.2 Extração de features

As *features* extraídas como entrada do modelo são do domínio do tempo, frequência, mecânico e da teoria da informação. As medidas estatísticas compreendem erro médio quadrático, desvio-padrão, variância, pico-a-pico, curtose eassimetria. As variáveis de frequência são frequência média, frequência central e os cinco primeiros harmônicos da frequência de elementos rolantes (BSF), frequência depista interna (BPFI) e frequência de pista externa (BPFO). As da teoria da informação são a entropia da informação, divergência e complexidade.

3.3 Separação por bin de velocidade

A partir do histograma da rotação do eixo de alta velocidade, presente na Figura6, as máquinas em questão apresentam um comportamento consistente de rotaçãoque oscila entre 1200 e 1215 RPM, conforme apresentado na figura abaixo. Desta forma, o método que faz uso da discretização por *bin* de velocidade apresentará 16 modelos do método *Isolation Forest.*

Figura 6. Histograma do eixo de alta velocidade

Fonte: Própria

3.4 Resultados

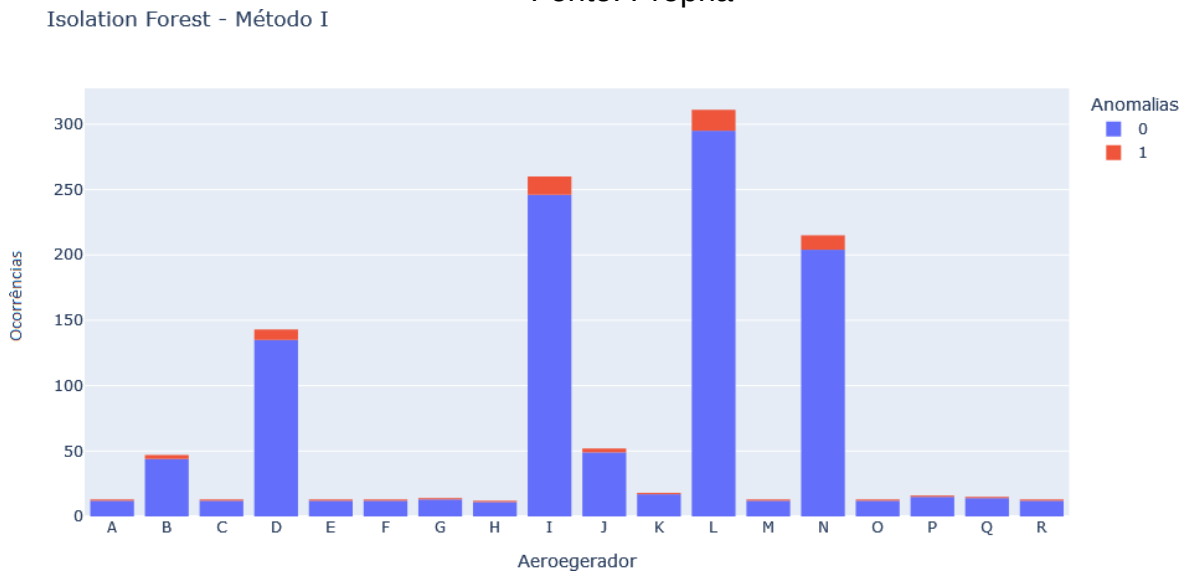
3.4.1 Método I

O primeiro método faz uso imediatamente das *features* extraídas dos dados fornecidos. Tal método apresenta uma distribuição percentual uniforme entre todas asmáquinas. Em termos absolutos, é perceptível o acúmulo de anomalias nas máquinas com maior quantidade de dados (D, I, L e N). Neste caso, há uma fixação do algoritmopara que todos

os aerogeradores apresentem a mesma taxa de contaminação/anomalias, destacando visualmente as máquinas com maior quantidade de dados disponíveis. Há fixação da taxa de anomalia em 5% por aerogerador, resultando em 48 amostras indicadas como anômalas. A distribuição para cada aerogerador pode ser vista na Figura 7.

Figura 7: Detecção de anomalias do método I. Índices: 1 - Anomalia, 0 – Comportamento normal

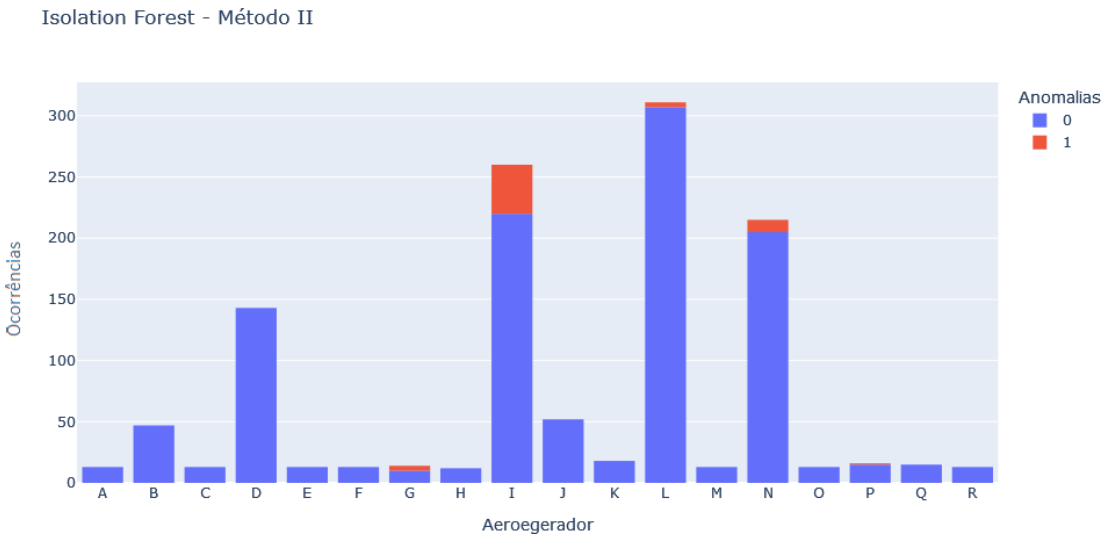
Fonte: Própria



3.4.2 Método II

Para o segundo método são unificados os dados de todos os aerogeradores antes da aplicação do *Isolation Forest*. Conforme Figura 8, a concentração de anomalias não se manteve uniformemente distribuída entre as máquinas como no método I. As máquinas que tiveram indicação de anomalias foram I (31), N (8), G (6),L (2) e P (1), em ordem decrescente de quantidade de anomalias.

Figura 8. Detecção de anomalias do método II. Índices: 1 - Anomalia, 0 – Comportamento normal.



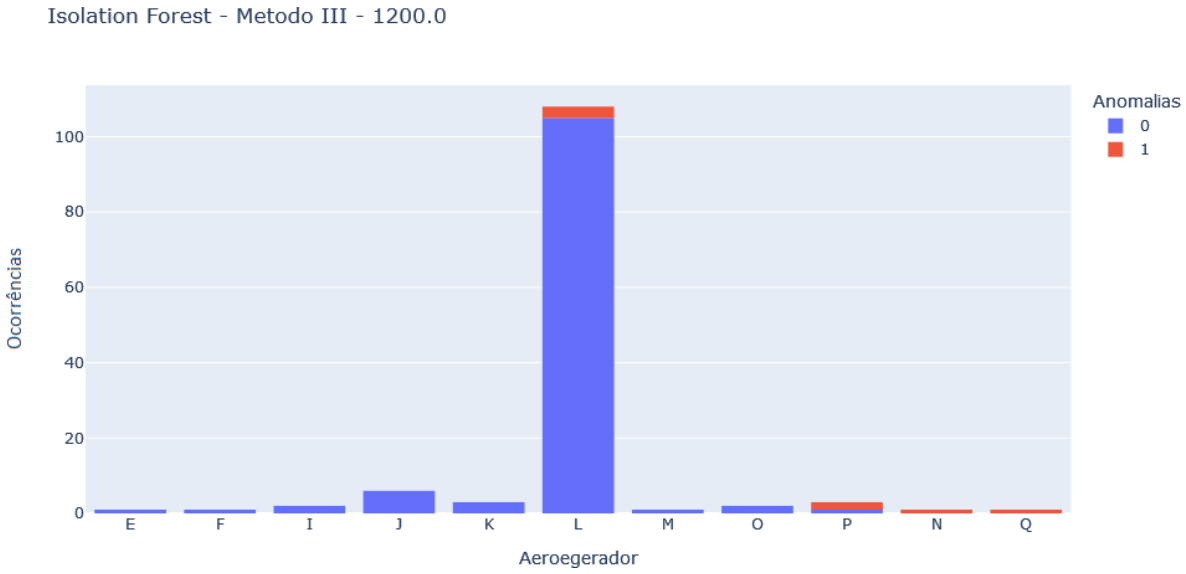
Fonte: Própria

3.4.3 Método III

Como resultado a última abordagem para os aerogeradores, têm-se 16 saídas distintas. Nesta

secção serão apresentados os gráficos que coincidem com a faixa de velocidade que concentra a maior quantidade de dados da amostra (1200 e 1201 RPM. Para o *bin* de velocidade mais baixa, o método performou identificando anomalias em apenas 5 aerogeradores. Destaca-se que, ao se filtrar asamostras a partir do *bin* de velocidade do eixo de alta velocidade, os gráficos podem não conter todas as 18 máquinas, conforme pode ser visto na Figura 9 em que apenas 11 máquinas têm seus resultados apresentados.

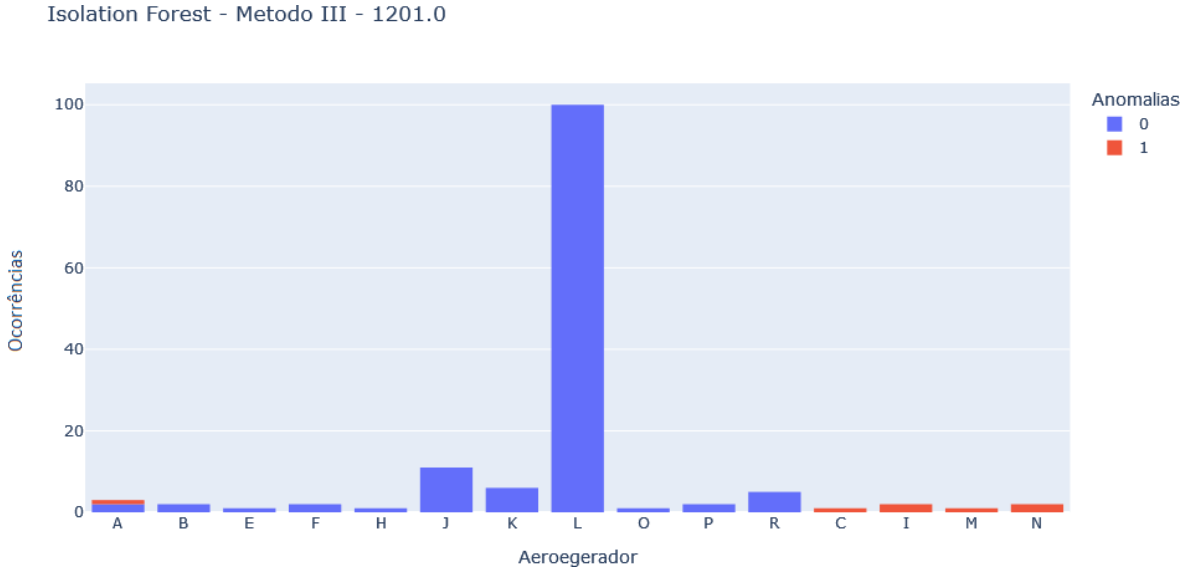
Figura 9. Detecção método III (1200 RPM). Índices: 1 - Anomalia, 0 – Comportamento normal



Fonte: Própria.

Percebe-se, que para a velocidade de rotação seguinte, presente na Figura 10, o comportamento das anomalias é semelhante ao da Figura 9, com a presença do aerogerador L que concentra boa parte das amostras e outros que tem uma densidadede dados menor. Ainda no segundo caso, quatro máquinas (C, I, M, N) estão com todos os seus dados classificados como anomalias e A está parcialmente indicada. Em termos de amostras a quantidade de máquinas que havia no *bin* imediatamente anterior, ampliou-se em 4 unidades.

Figura 10. Detecção método III (1200 RPM). Índices: 1 - Anomalia, 0 – Comportamento normal.



Fonte: Própria

3.5 Avaliação de Resultados

A avaliação de resultados ocorrerá sob duas perspectivas. A primeira será baseada na avaliação geral entre aerogeradores, analisando conjuntamente quais possuem problemas e quais foram indicados pelo método. Já a segunda, consiste nacomparação dos dados considerados anômalos pelo *Isolation Forest* frente a dados classificados como bons ou ruins a partir da análise de cada um dos espectros de aceleração no domínio da frequência.

3.5.1 Resultado Gerais

Nesta última fase são comparadas as saídas de cada abordagem com as ocorrências reais de condições aferidas para o mesmo período em que os dados foram captados. As condições operacionais mais recentes são apresentadas conforme a Tabela 1 para a caixa de engrenagem e para outros componentes.

Tabela 1 – Condições da caixa de engrenagem e de outros componentes.
Índices: 1 – Estado normal. 2 – Falha em estágio intermediário. 3 – Falha em estágio avançado

Aerogerador	Caixa de Engrenagem	Outros componentes	Aerogerador	Caixa de Engrenagem	Outros componentes
A	1	1	J	1	2
B	1	2	K	3	3
C	1	2	L	3	3
D	1	1	M	2	2
E	3	1	N	2	2
F	2	2	O	3	1
G	3	1	P	2	2
H	2	1	Q	2	3
I	3	3	R	2	2

Fonte: Própria.

Destaca-se que a classificação apresentada na Tabela 1 é obtida a partir de análises de um especialista. Nesta análise, para um sinal específico, ao se deparar com pelo menos uma amostra que indique severidade elevada, a máquina é classificada com falha em estágio avançado, mesmo que as demais amostras não indiquem tal comportamento. Assim, uma máquina classificada como livre de falhas só possuirá sinais classificados como bons e máquinas em

níveis intermediários e avançados de falha podem conter sinais que não indiquem problemas.

Comparando os resultados obtidos a partir do método I, é perceptível que o modelo se afastou bastante da caracterização do problema real. Ao se aplicar o *Isolation Forest* a cada base de dados de um aerogerador ocorre uma imposição de viés aos resultados. Máquinas com componentes sadios e defeituosos obtém a mesma proporção entre anomalias e amostras normais, destacando em termosabsolutos meramente os aerogeradores com maior número de amostras.

Por sua vez, para o método II, houve concentração de anomalias detectadas para algumas máquinas específicas. Ao realizar a união global dos conjuntos, o algoritmo performa de forma mais eficiente e retorna bons resultados. A Tabela 2 destaca as condições das cinco máquinas que tiveram pelo menos uma de suas amostras de dados indicadas como anômalas a partir do método II.

Tabela 2 – Condições das máquinas com anomalias detectadas pelo método II.
Índices: 1 – Estado normal. 2 – Falha em estágio intermediário. 3 – Falha em estágio avançado

Aerogerador	Caixa de engrenagem	Outros componentes
G	3	1
I	3	3
L	3	3
N	2	2
P	2	2

Fonte: Própria.

Percebe-se que o método performou de forma consistente ao não apontar anomalias em máquinas que performam em condições normais de operação. A baixa quantidade de dados para aerogeradores em estágio de falha avançada pode explicar o porquê do algoritmo não os detectar. Ademais, outra explicação para a detecção de aerogeradores que apresentem falhas em estágio intermediário na caixa de engrenagem e algum dos outros componentes pode vir da contribuição destes componentes próximos através do fenômeno de atravessamento de frequência, em que *"é* possível aferir em uma série temporal de determinado componente frequênciasadvindas *de outros" (Leite,* 2018).

Já para o método III é possível constatar um comportamento parcialmente

diferente dos dois anteriores. Aplicando-se a separação por *bin* de velocidade, são visíveis máquinas cujos dados são apontados totalmente como anomalias. Este caráter persiste para cada um 16 dos *bins* de velocidade, não se fixando a uma máquina permanentemente com dados classificados como anômalos. A tabela 3 fornece o conjunto de todos os aerogeradores com anomalias classificadas pelo método III e suas respectivas condições.

Tabela 3 – Condições das máquinas com anomalias detectadas pelo método III e vezes em que foram apontadas com anomalia.
Índices: 1 – Estado Normal. 2 – Falha em estágio intermediário. 3 – Falha em estágio avançado

Aerogerador	Frequência de Indicação	Quantidade de Anomalias	Caixa de engrenagem	Outros componentes
A	1	1	1	1
B	4	5	1	2
C	2	2	1	2
D	2	2	1	1
G	4	4	3	1
I	5	9	3	3
J	1	1	1	2
L	3	3	3	3
M	2	2	2	2
N	11	16	2	2
P	1	1	2	2
Q	2	2	2	3

Fonte: Própria

Afere-se que a utilização do método III resultou num comportamento bastante distinto dos dois métodos anteriores. As máquinas classificadas mais vezes com anomalias (N e I) também foram apontadas pelo método II, contudo, para as que apresentaram baixa frequência de detecção, têm-se um conjunto majoritariamente com máquinas que apresentaram falhas, excetuando-se as A e D. Desta forma, o método III mais que dobrou o número de aerogeradores apontados com anomalias, porém ocorreu paralelamente aumento da quantidade de máquinas boas definidas como portadora de anômalos.

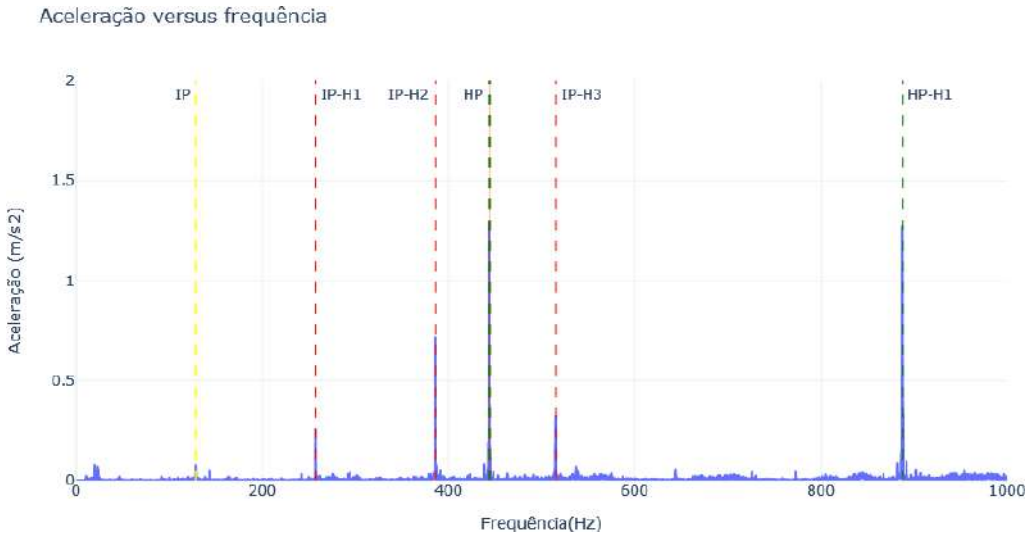
3.5.2 Resultados Específicos

A partir de cada amostra de dados dos 18 aerogeradores que compõem esta

análise, foram classificados como dados bons ou anômalos mediante análise *visual fixando as atenções no "carpete", termo usualmente aplicado em manuais* de análise de vibração para caracterizar a média das amplitudes em toda a faixa de frequência presente em um sinal, conforme (Benevenuti, 2004), nas amplitudes de frequências características e nos seus harmônicos e na presença de bandas laterais. Como exemplificação, as Figuras 11 e 12 pertencem a uma amostra em boas condições e uma com ocorrência de problemas, respectivamente.

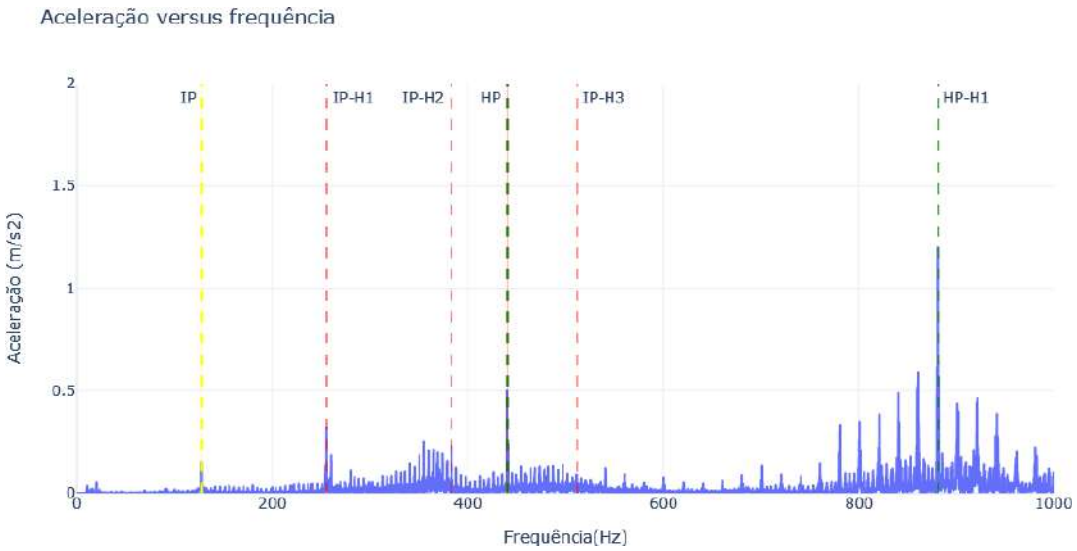
Destaca-se que tais dados não foram submetidos a procedimentos de garantia de qualidade antes da classificação. Assim, nenhuma amostra captada durante a etapa de aquisição foi desprezada ou rotulada como um valor extremo.

Figura 11. Espectro de aceleração versus frequência para uma máquina em boas condições. Siglas: IP - Frequência do pinhão do eixo intermediário. IP-H1, IP-H2 e IP-H3 são o primeiro, segundo e terceiro harmônicos da frequência IP. HP – Frequência do pinhão do eixo de alta velocidade. HP-H1 –Primeiro harmônico da frequência HP.



fonte: Própria

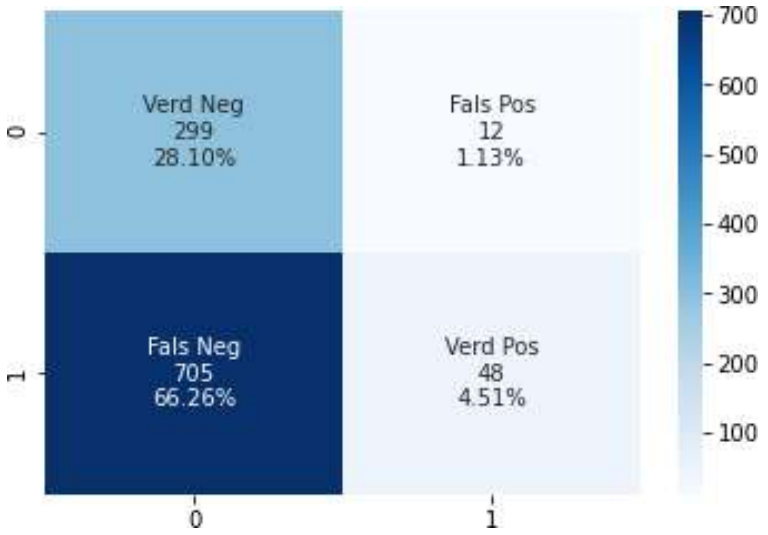
Figura 12. Espectro de aceleração versus frequência para uma máquina em más condições. Siglas: IP - Frequência do pinhão do eixo intermediário. IP-H1, IP-H2 e IP-H3 são o primeiro, segundo e terceiro harmônicos da frequência IP. HP – Frequência do pinhão do eixo de alta velocidade. HP-H1 –Primeiro harmônico da frequência HP.



Fonte: Própria

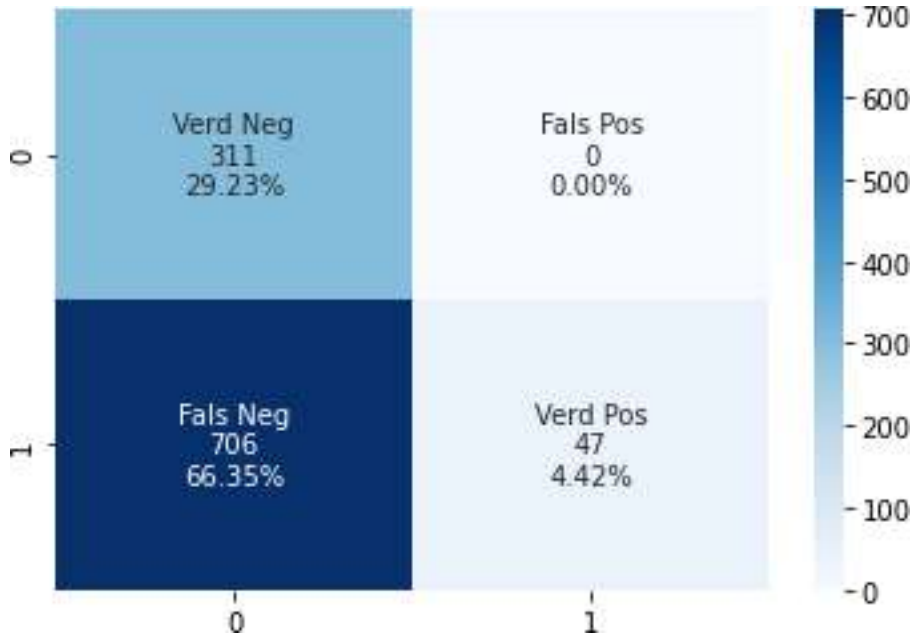
A partir desta classificação, pode-se comparar as saídas do modelo *Isolation Forest* com as saídas da identificação visual através de matrizes de confusão. Para os três métodos, há concentração das amostras na faixa de valores negativos, sejameles verdadeiros ou falsos. As três matrizes de confusão para os métodos I, II e III podem ser vistas nas Figuras 13, 14 e 15 abaixo.

Figura 13. Matriz de confusão método I



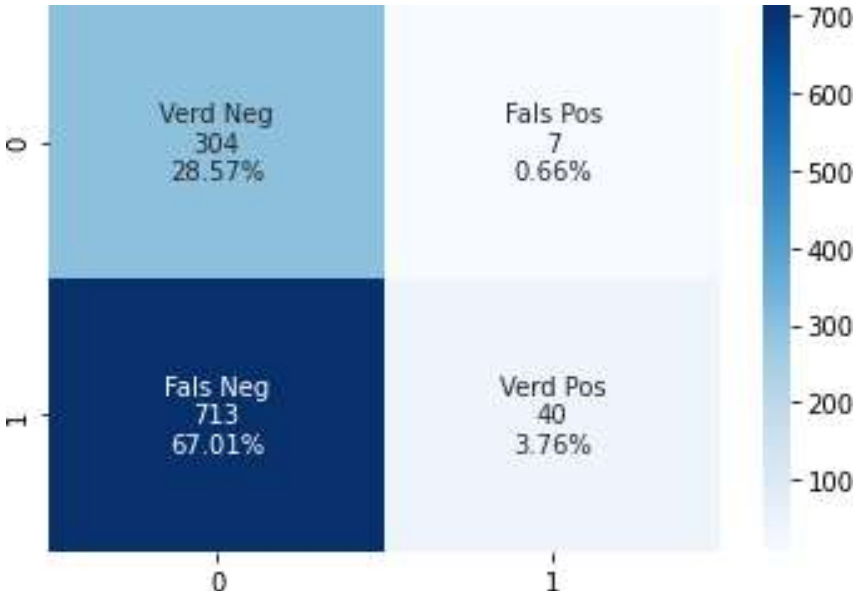
Fonte: Própria

Figura 14. Matriz de confusão método II



Fonte: Própria

Figura 15. Matriz de confusão método III



Fonte: Própria

Para os três métodos há uma alta taxa de indicação de verdadeiros negativos e falsos negativos superando 28% e 66%, respectivamente. Tal resultado corrobora com a ideia de que a amostra de dados utilizadas pode ter a detecção de anomalias melhor ajustada com aumento do percentual de contaminação na entrada do *Isolation Forest.*

4. Resultados

Este trabalho abordou a detecção de anomalias a partir do método de Isolation Forest a partir de três abordagens distintas.

O primeiro método mostrou-se ineficiente para realizar tal detecção visto que simplesmente faz uso de uma imposição de um valor para as anomalias e busca as dissimilaridades nas amostras de cada máquina, sendo responsável por aumento da quantidade de falsas anomalias detectadas, bem como redução das quantidades de anomalias verdadeiras.

Por sua vez, o segundo método mostrou-se como o mais robusto identificando com coerência máquinas que apresentaram elevados números de problemas na caixa de engrenagem, ocorrendo também possível influência de frequências advindas de outras partes do aerogerador.

Já para o terceiro método, ocorre uma maior generalização do que é visto para a segunda abordagem, porém com eventual caracterização de máquinas boas sendo portadoras de amostras anômalas.

Para os três métodos as matrizes de confusão indicaram desempenhos próximos com alta incidência falsos negativos.

Sob a ótica de ajustes futuros, a ampliação ou redução das features utilizadas, bem como a junção das de outros sensores, pode ser responsável por um método mais robusto para a detecção destas anomalias. A aplicação em um banco de dados que tenha um número maior de amostras também pode ser útil para melhor desempenho do modelo. Ademais, ajustes da quantidade de contaminação na entrada do algoritmo podem fornecer resultados ainda melhores, observando-se a indicação das matrizes de confusão.

Referências

BENEVENUTI, Érion de Lima. **Metodologia para a monitoração e diagnóstico de vibração das bombas moto-operadas do circuito primário de refrigeração do reator IEA-R1.** Dissertação (Mestrado em Ciências na Área de Tecnologia Nuclear – Reatores). Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares associada a Universidade de São Paulo. São Paulo. 2004. Disponível em:http://pelicano.ipen.br/PosG30/TextoCompleto/Erion%20de%20Lima%20Benevenuti_M.pdf. Acesso em: 28 abr. 2022.

CASTRO FILHO, Henrique Ataíde Nery de. **Estudo do comportamento dinâmico de aerogeradores**. 99 f. il. Dissertação (Mestrado em Estruturas e Construção Civil). Universidade de Brasília, Brasília. 2019.. Disponível em: https://repositorio.unb.br/handle/10482/37040. Acesso em: 24 abr. 2022.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2021 – Ano base 2020**. Rio de Janeiro: EPE, 2021.

IEA – International Energy Agency. **Wind TCP – Annual Report 2020**. IEA. 2020. Disponível em: https://iea-wind.org/wp-content/uploads/2021/12/IEA-WIND- AR2020.pdf. Acesso em: 24 abr. 2022.

WIND Energy. [S. l.]: **IRENA – International Renewable Energy Agency**. IRENA. [2022?]. Disponível em: https://www.irena.org/wind. Acesso em: 30 jun. 2022.

LEITE, Gustavo de Novaes Pires. **Diagnóstico de falhas em componentes de turbinas eólicas através da aplicação de quantificadores da teoria da informação**. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Pernambuco, Recife. 2018. Disponível em: https://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/31677. Acesso em: 24 abr. 2022.

LIU, Fei Tony; TING, Kai Ming; ZHOU, ZhiHua. **Isolation forest. In: 2008 eighth IEEE international conference on data mining**. IEEE, 2008. p. 413-422.

MACHADO, Nayara. **Eólicas offshore em licenciamento no Brasil somam 80 GW: Com crescimento significativo em relação ao ano passado (42 GW), valor é quase quatro vezes maior que o de projetos em terra. EPBR**, [S. l.], p. 1-1, 28 jan. 2022. Disponível em: https://epbr.com.br/eolicas-offshore-em-licenciamento-no- brasil-somam-80-gw-de-potencia/. Acesso em: 28 abr. 2022.

PAVINATTO, Eduardo Fiorini**, Ferramenta para auxílio à análise de viabilidade técnica da conexão de parques eólicos à rede elétrica** [Rio de Janeiro] 2005. IX, 165 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ. M.Sc., Engenharia Elétrica, 2005).

PEDROSA, Guilherme Tenório Maciel da Cunha. **Detecção e diagnóstico de falhas na performance de aerogeradores**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Pernambuco, Recife. Disponível em: https://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/22218. Acesso em: 24 abr. 2022.

ROSA, Caroline de Oliveira Costa Souza. **Estudo de complementaridade entre as energias hidrelétrica, eólica e fotovoltaica nas regiões Sudeste e Centro-Oeste**. 2019. Dissertação (Mestrado em Modelagem Computacional). Universidade Federal Fluminense. Disponível em: http://mcct.uff.br/wp-content/uploads/sites/454/2019/10/Disserta%C3%A7%C3%A3o- Caroline-de-Oliveira-defendeu-em-25-02-2019.pdf. Acesso em: 24 de abr. 2022.

TAVNER, P. J. **How are we going to make offshore wind farms more reliable?** Presented at the SUPERGEN Wind 2011 General Assembly. **Anais**. Durham: 2011

SOLUÇÕES DE FILTRAGEM HARMÔNICA PARA COMPLEXOS EÓLICOS: DETERMINAÇÃO DOS IMPACTOS NA MÉDIA TENSÃO

HARMONIC FILTERING SOLUTION FOR WIND FARMS: MEDIUM VOLTAGE IMPACTS DETERMINATION

Pedro Augustho Biasuz Block [*]
Arthur Fernando Bonelli [**]
Marco Leandro Bonelli [***]

RESUMO

Com o intuito de adequar os indicadores de desempenho dos parques eólicos e solares aos requisitos técnicos do ONS (Operados Nacional do Sistema Elétrico), no tocante ao atendimento dos limites de fator de potência e distorção harmônica de tensão, são comumente projetadas soluções de filtros harmônicos e bancos de capacitores. A análise da eficácia de tais soluções é usualmente realizada com foco no PAC (Ponto de Acoplamento Comum) da planta, porém, por questões técnicas e financeiras, estes equipamentos são majoritariamente instalados nos barramentos de média tensão. A metodologia requerida pelo ONS não contempla a análise dos barramentos de média tensão, porém a operação de tais solução sem a devida avaliação, e com uma metodologia adequada, pode acarretar na ocorrência de ressonâncias harmônicas, levando a problemas operativos, desligamentos e até a falha de equipamentos. Neste sentido, o presente trabalho apresenta uma metodologia para avaliação da operação de bancos de capacitores e filtros harmônicos na média tensão. A fim de demonstrar a efetividade e relevância da metodologia proposta, o trabalho apresenta os resultados de diferentes soluções propostas para um complexo eólico real. Os resultados demonstram que a solução projetada somente com foco no PAC do complexo, desconsiderando a análise dos barramentos de média tensão, apresenta elevado risco de ressonâncias harmônicas e consequentes problemas operativos. Já um projeto implementado tendo em vista tanto a metodologia exigida pelo regulador no PAC, quanto a análise da operação na média tensão, leva a uma solução confiável que não apresenta riscos operativos em termos de ressonâncias harmônicas.

Palavras-chave: Banco de capacitores; Estudo elétrico; Filtro harmônico; Qualidade de energia elétrica.

ABSTRACT

In order to meet the performance indicators of wind and solar farms to the ONS (Brazilian National Electric System Operator) technical requirements, in terms of power factor and harmonic voltage distortion, harmonic filters and capacitor banks are solutions commonly considered. The solution performance analysis is usually carried out for the power generator plant PCC (Point of Common Coupling), however, the equipment is mostly installed on medium voltage busbars due to technical and financial reasons. The methodology required by ONS does not include the analysis of medium voltage busbars, but the operation of these solutions without proper evaluation, and with a suitable methodology, can generate harmonic resonances, leading to operational issues, interruptions and even failure of equipment.

[*] Diretor Técnico na MAB Engenharia. Mestre em Sistemas Elétricos de Potência e Especialista em Qualidade da Energia Elétrica. E-mail: pedro.block@mab-engenharia.com

[**] Diretor Comercial na MAB Engenharia, Vice-presidente da Sociedade Brasileira de Qualidade da Energia Elétrica e Engenheiro Eletricista em Furnas. Graduado e Mestre pela Universidade Federal de Uberlândia. E-mail: arthur.bonelli@mab-engenharia.com

[***] Lead Sales & Proposal Manager na GE Grid Solutions, Engenheiro Eletricista pela UNESP - Universidade Estadual Paulista. E-mail: marco.bonelli@ge.com

Therefore, the present paper shows a methodology for evaluating the capacitor banks and harmonic filters operation at medium voltage busbars. In order to demonstrate the effectiveness and relevance of this approach, the paper presents the results of different solutions for a real wind farm. The results demonstrate that the solution designed focused on the PCC only, considering no medium voltage busbars analysis, presents a high risk of harmonic resonances and operational issues. However, a project designed with the methodology required by the regulatory agent on the PCC and the analysis of the medium voltage operation makes a reliable solution with no harmonic resonances risk.
Keywords: Capacitor bank, electrical study, harmonic filter, power quality.

1 INTRODUÇÃO

As fontes de energia renováveis estão a cada dia ganhando mais espaço na matriz energética mundial. Em particular no Brasil, a energia eólica e solar tem grande destaque. A eólica já está com 11,9% da matriz energética. Já a energia solar fotovoltaica encontra-se em pleno desenvolvimento e ganhando espaço com empreendimentos de grande porte entrando em operação e já soma 2,7% da matriz energética (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022).

Devido a características intrínsecas à fonte primária destas energias, no caso o vento e a radiação solar, há necessidade de trabalhar com tecnologias que possam compatibilizar a energia gerada através destas fontes com os requisitos de conexão do sistema elétrico. Via de regra, estas conexões são realizadas por conversores de frequência, os quais sincronizam a energia gerada com a tensão e frequência da rede elétrica.

Todavia, estes conversores possuem, dentre outros efeitos colaterais, a geração de distorções harmônicas de tensão e corrente. Assim, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) solicita que os novos agentes acessantes ao Sistema Interligado Nacional (SIN) realizem estudos para analisar o impacto do empreendimento no sistema elétrico brasileiro.

A Norma Técnica 009/2016 – Rev.03 do ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019) define as regras para realizações dos estudos em parques eólicos e usinas solares. Por sua vez, o Submódulo 2.9 dos Procedimentos de Rede do ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2020) apresenta os valores de distorções harmônicas de tensão admissíveis.

No caso dos resultados dos estudos apresentarem valores de distorções harmônicas geradas pelo complexo eólico ou solar acima dos limites regulatórios, é necessário implementar sistemas mitigadores, os quais podem ser compostos por filtros de harmônicos passivos e/ou ativos.

Tais complexos também são obrigados a ter capacidade de fornecimento de potência reativa para que o complexo seja capaz de manter o fator de potência de 0,95 capacitivo a 0,95 indutivo. Detalhes desta exigência estão no Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2021b).

Todas estas análises, distorção harmônica e capacidade de fornecimento de reativo, são realizadas com referência no bay de conexão do complexo com o SIN, ou seja, no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Todavia, como estes pontos de conexão possuem tensão alta, 69 a 500 kV, são comuns que as soluções sejam implementadas nos barramentos de 34,5 kV da subestação coletora com intuito de redução de custo. Ou seja, todas as análises para os estudos do ONS são feitas com referência em um barramento que não é, via de regra, o local de instalação das soluções.

Complementarmente, deve-se destacar que os complexos de energia renováveis possuem características que propiciam o aumento da ocorrência de ressonâncias harmônicas, quais sejam:

- Os geradores são providos de conversores de frequência que produzem correntes harmônicas sendo estas, muitas vezes, em ordens não convencionais às existentes no sistema elétrico;
- Os alimentadores são, em grande parte, constituídos por cabos blindados em 34,5 kV, os quais possuem capacitâncias relativamente altas;
- É comum a existência de bancos de capacitores e filtros harmônicos em vários estágios e no mesmo barramento.

Diante do exposto acima, se torna de suma importância realizar avaliações de ressonâncias harmônicas quando das entradas dos bancos de capacitores e filtros harmônicos nos barramentos de média tensão. Todavia, como esta prática não é comum ao setor, já existem casos de problemas que vão desde desligamentos do complexo até danos severos em equipamentos da subestação coletora, alimentadores e aerogeradores. Esses problemas poderiam ser evitados se houvessem um estudo prévio à implementação da solução de compensação de reativos e distorção harmônica.

Assim, este artigo vem apresentar um caso real de um complexo eólico de grande porte em que, caso a solução padrão fosse instalada, ou seja, somente fossem analisados apenas o impacto no PAC, conforme exigência do ONS, haveria grande possibilidade de ressonância nos barramentos de 34,5 kV com potenciais danosos aos equipamentos elétricos.

2 METODOLOGIA

A fim de permitir o compreendimento dos diferentes métodos de avaliação da efetividade/impactos das soluções de filtragem harmônica propostos no presente trabalho, as diferentes metodologias utilizadas são detalhadas a seguir. Primeiramente é apresentada a metodologia de avaliação de desempenho harmônico exigida pelo ONS e detalhada em (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019 e OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2021), e na sequência as premissas e critérios utilizados para avaliação dos impactos operacionais dos filtros harmônicos e banco de capacitores projetados na rede interna de complexo em questão.

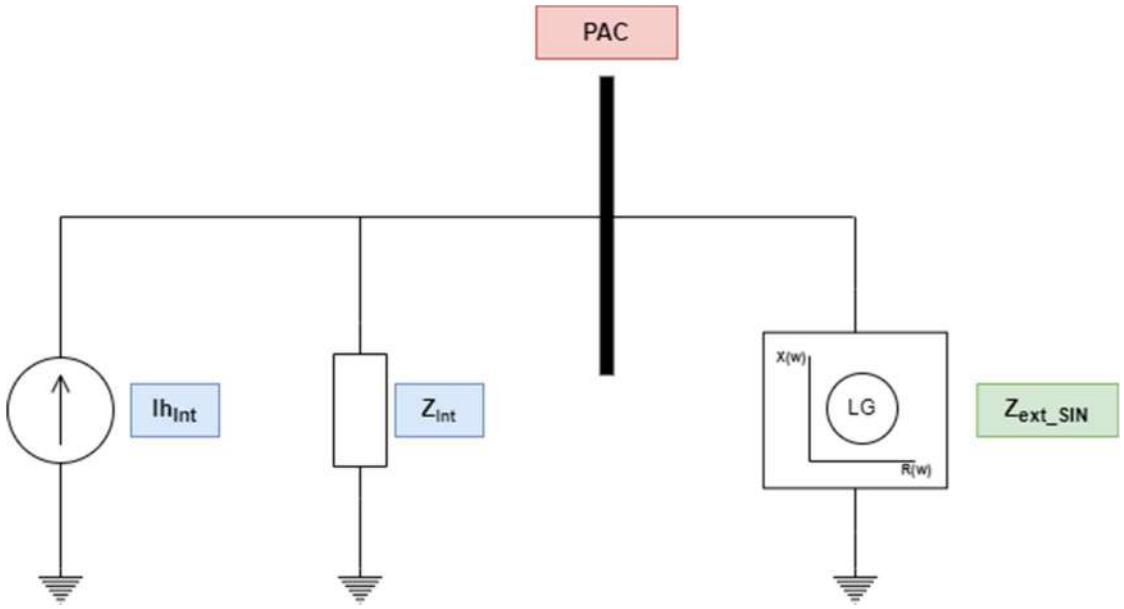
2.1 METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO HARMÔNICO - ONS

A metodologia de avaliação de desempenho harmônico para complexos eólicos e fotovoltaicos proposta pelo ONS é descrita de forma detalhada em (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019 e OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2021). O principal objetivo desta metodologia é determinar o pior caso da distorção harmônica de tensão no PAC do complexo avaliado devido a injeção de correntes harmônicas oriunda da respectiva fonte de geração (aerogeradores ou inversores fotovoltaicos). Para se calcular os piores níveis distorções de tensão no PAC é utilizado o equivalente de Norton da rede interna do parque (Z_{Parque}) e em paralelo o equivalente da rede do SIN (Sistema Integrado Nacional). Neste ponto destaca-se que a modelagem da rede externa considera diversos cenários de geração, ano de conexão e possíveis contingências, de forma que o equivalente da rede externa é representado por uma nuvem de pontos para cada frequência avaliada. Para solução desta

nuvem de pontos e determinação do pior caso volta-se para o método do Lugar Geométrico das Admitâncias, sendo que dentre os diversos envelopes possíveis, foi escolhido o tipo poligonal.

Uma vez solucionado o circuito paralelo através do método do Lugar Geométrico, a corrente harmônica de Norton (Ih) é injetada no referido circuito encontrando-se a distorção de tensão do PAC máxima dentre os cenários avaliados. A Figura 1 apresenta o referido circuito.

Figura 1 – Circuito equivalente para a realização do Lugar Geométrico



Fonte: Autoria Própria.

No tocante da modelagem das correntes harmônicas injetadas pelo referido complexo, os valores das correntes de Norton são calculados a partir das correntes geradas pelos aerogeradores/inversores presentes na rede interna. Assim, as correntes harmônicas do equivalente de Norton no PAC são calculadas através da formulação proposta em (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008), conforme abaixo:

$$I_{n,total} = \left(\sum_{i=1}^{m} I_{h,1}^{a} \right)^{1/a} \quad (1)$$

Onde:
h – ordem harmônica;
m – número total de fontes;
a – índice variante dependente da ordem harmônica:
$a = 1$ se $h < 5$;
$a = 1{,}4$ se $5 \leq h \leq 10$;
$a = 2$ se $h > 10$.

Desta forma, com o intuito de possibilitar a determinação da pior condição de distorção harmônica de tensão no PAC proveniente da citada injeção de corrente, é utilizado o Lugar Geométrico das Admitâncias. Assim, o valor de impedância da rede básica, pertencente ao LG, que maximiza o valor da tensão harmônica no PAC, para cada ordem harmônica (h), é obtido

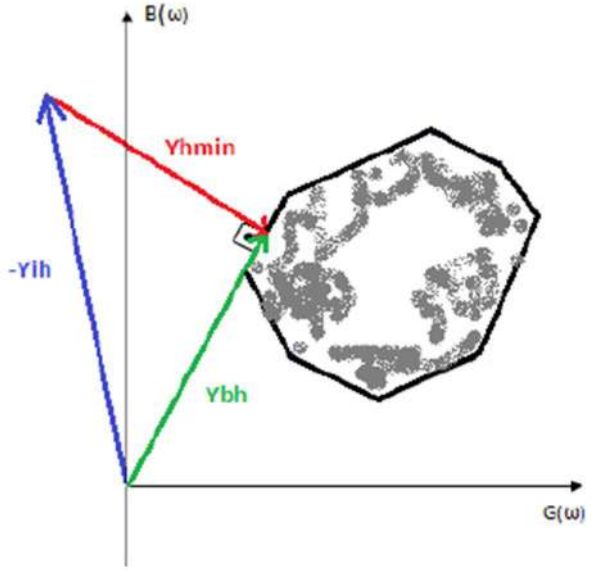
por cálculo geométrico no plano complexo de admitâncias, sendo a tensão harmônica máxima ($V_{hmáx}$) dada de acordo com a Equação (2).

$$V_{h_{máx}} = \frac{I_h}{Y_{h_{mín}}} \quad (2)$$

Onde:
I_h – corrente harmônica injetada no modelo do equivalente de Norton para ordem h;
$Y_{hmín}$ – admitância mínima do paralelo entre a rede do parque e o Lugar Geométrico do SIN.

A Figura 2 apresenta um exemplo da determinação do Lugar Geométrico das Admitâncias considerando um diagrama envoltório poligonal, bem como os vetores de determinação do valor de $Y_{hmín}$.

Figura 2 – Forma gráfica da utilização do Lugar Geométrico das Admitâncias



Fonte: Nota Técnica ONS NT 009/2016 Rev. 3 (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2019 p. 15).

2.2 METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO OPERATIVA DE FILTROS HARMÔNICOS NA REDE INTERNA

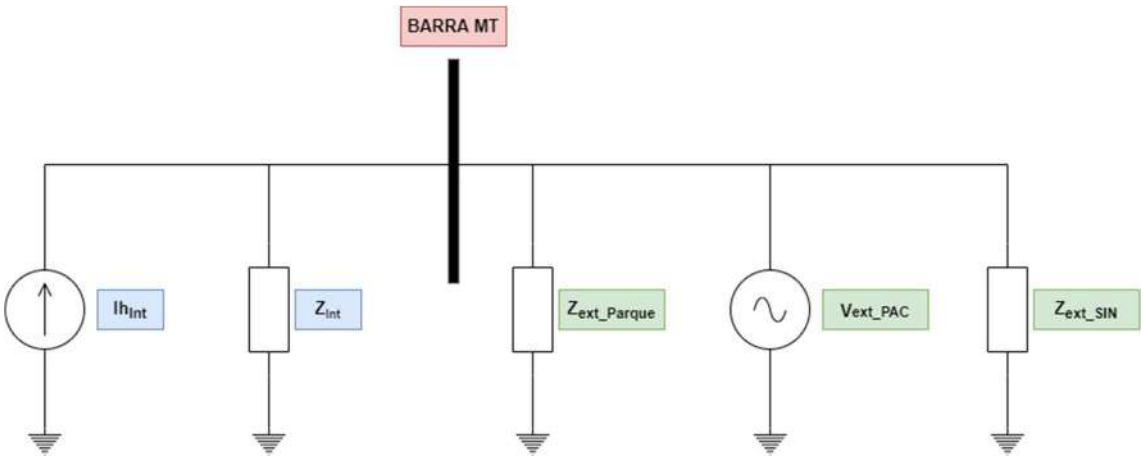
Uma vez avaliado o desempenho harmônico do complexo eólico ou fotovoltaico estudado, e determinada sua respectiva solução de filtragem harmônica e compensação de reativos, o presente estudo visa destacar a relevância de se ter uma avaliação das condições operativas destes filtros harmônicos e bancos de capacitores em termos de ressonâncias harmônicas do ponto de vista dos barramentos da rede interna. Neste sentido serão destacadas determinadas distinções essenciais entre a avaliação realização com fins ao atendimento dos critérios do ONS e a avaliação das ressonâncias nos barramentos da rede interna. A primeira e obvia distinção consiste na diferença de barra sob análise, enquanto na metodologia de avaliação do desempenho harmônico do complexo solicitada pelo ONS avalia somente o ponto de conexão do complexo estudado, para avaliação das ressonâncias harmônicas da rede interna

do parque é necessário avaliar cada um dos barramentos de média tensão da subestação coletora, com foco na operação de equipamentos de filtragem harmônica e compensação reativa.

Outra diferença fundamental entre os estudos propostos encontra-se na modelagem das fontes de distorções harmônicas, enquanto a avaliação do desempenho harmônico do complexo estudado considera somente as fontes de injeção harmônica internas ao complexo (aerogeradores ou inversores fotovoltaicos), para avaliação de possíveis ressonâncias harmônicas na operação das soluções de filtragem harmônica, faz se necessária a consideração dos efeitos da injeção de correntes harmônicas na rede interna, bem como as distorções harmônicas de tensão oriundas do SIN (Rede Externa).

Para tanto, a metodologia adotada no estudo de ressonâncias da rede interna emprega o equivalente de Norton da rede do parque (Z_{Parque}) e em paralelo com o equivalente da rede do SIN (pior caso entre todas as possíveis contingências da rede externa sem considerar o diagrama do lugar geométrico das admitâncias). A Figura 3 apresenta um diagrama resumido do modelo elétrico considerado para o estudo proposto.

Figura 3 – Circuito equivalente para avaliação das ressonâncias da rede interna.



Fonte: Autoria Própria.

Ressalta-se que como o ponto de análise das distorções harmônicas de tensão refere-se a um barramento de média tensão interna ao complexo avaliado, no diagrama apresentado na Figura 3 a rede externa considera as impedâncias existentes entre o barramento de MT e o PAC (linhas de transmissão, transformadores, equipamentos de compensação reativa e filtros harmônicos) referido como Zext_parque e as impedâncias equivalentes do sistema interligado nacional referido como Zext_SIN.

Já no tocante da modelagem das fontes de distorção harmônica a modelagem das correntes harmônicas do equivalente de Norton é realizada de forma muito similar a apresentada na primeira metodologia somente alterando a barra sob análise. A diferença principal encontra-se na necessidade de consideração das distorções harmônicas oriundas da rede externa, a qual é modelado no circuito como uma fonte de tensão, e os valores considerados idealmente devem ser oriundos de campanhas de medição representativas do ponto avaliado.

3 ESTUDO DE CASO

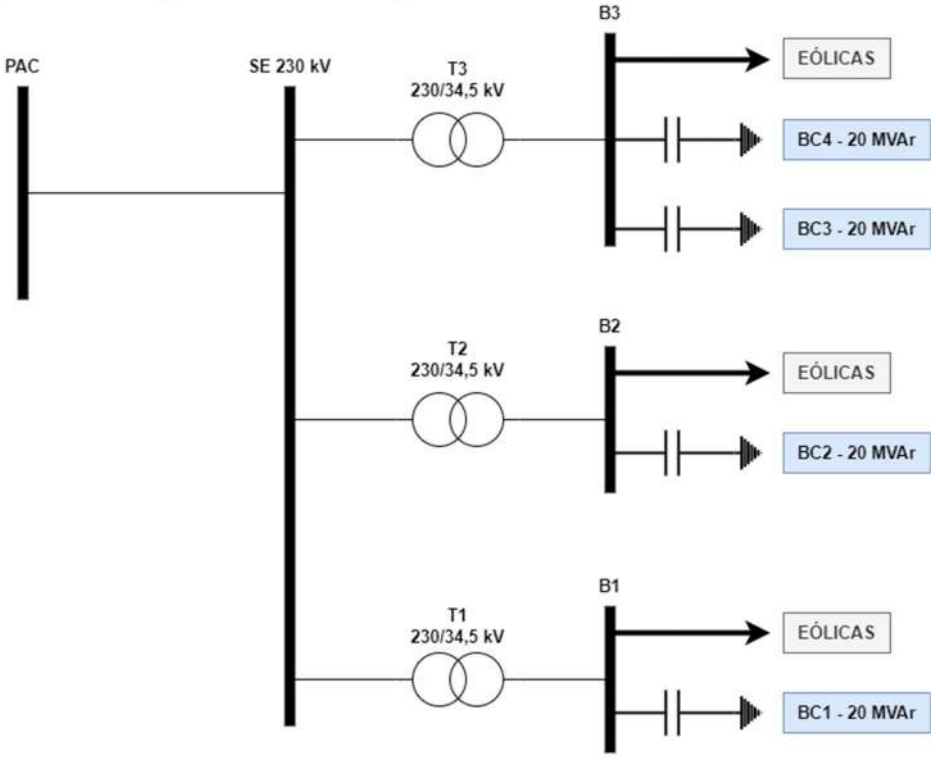
Até o momento foram detalhadas ambas as metodologias utilizadas no presente trabalho para avaliação de desempenho harmônico de complexos eólicos e fotovoltaicos, destacando as diferenças entre cada uma e a relevância de realizar, além dos estudos exigidos pelo ONS, uma avaliação da segurança operativa dos equipamentos de filtragem harmônica e compensação reativa do ponto de vista da rede interna. A fim ilustrar as considerações supracitadas serão apresentados os resultados da avaliação do desempenho harmônico realizada em um complexo eólico real de grande porte, apresentando os resultados da avaliação no PAC com os critérios do ONS, avaliação de ressonâncias da rede interna e proposição de diferentes soluções técnicas. Os dados utilizados nas simulações e os resultados apresentados referem-se a um complexo real o qual não será identificado por questões de confidencialidade.

3.1 COMPLEXO EÓLICO ESTUDADO

O complexo eólico objeto de estudo do presente trabalho possui mais de 100 aerogeradores de dois fabricantes distintos, com uma potência instalada total superior a 380 MW. Cada aerogerador é conectado na rede de média tensão de 34,5 kV através de um transformador elevador, todos os circuitos de média tensão conectam na subestação coletora a qual apresenta 3 barramentos de 34,5 kV conectados em 3 transformadores que elevam a tensão para 230 kV. Por fim, a subestação coletora é conectada ao SIN através de uma linha de transmissão em 230 kV até o PAC.

Além dos elementos apresentados, o complexo eólico possui a previsão de instalação de 4 bancos de capacitores de 20 MVAr cada distribuídos nos barramentos de 34,5 kV de acordo com o apresentado na Figura 4.

Figura 4 – Diagrama unifilar simplificado do complexo eólico avaliado.



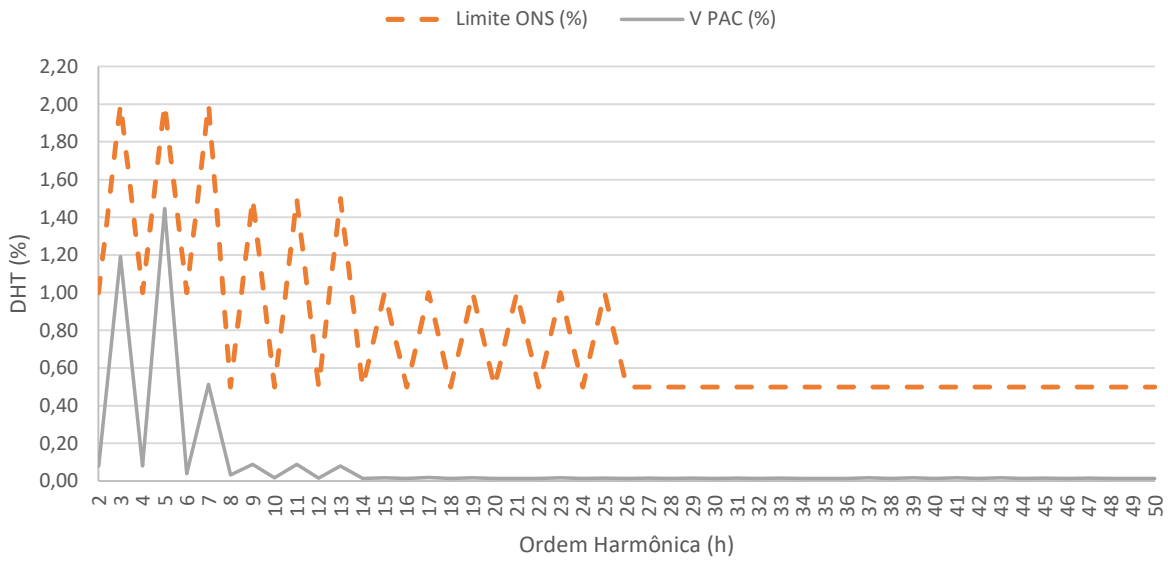
Fonte: Autoria Própria.

3.2 MODELAGEM DAS FONTES HARMÔNICAS

Para execução dos estudos propostos no presente trabalho é necessário modelar tanto as distorções harmônicas injetadas pelos aerogeradores, quanto as distorções harmônicas oriundas da rede externa. Os aerogeradores são modelados como fontes de injeção de correntes harmônicas determinados a partir da realização de campanhas de medição de acordo com o preconizado em (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2019).

Já as distorções harmônicas de tensão oriundas da rede externa são modeladas como fonte de tensão, e os valores utilizados são oriundos de campanha de medição realizada por mais de um ano no PAC do complexo eólico estudado. A Figura 5 apresenta os valores de distorções harmônicas de tensão consideradas existentes no PAC em comparação aos limites normativos do ONS.

Figura 5 – Distorção harmônica de tensão modelada no PAC em comparação com os limites normativos.



Fonte: Autoria Própria.

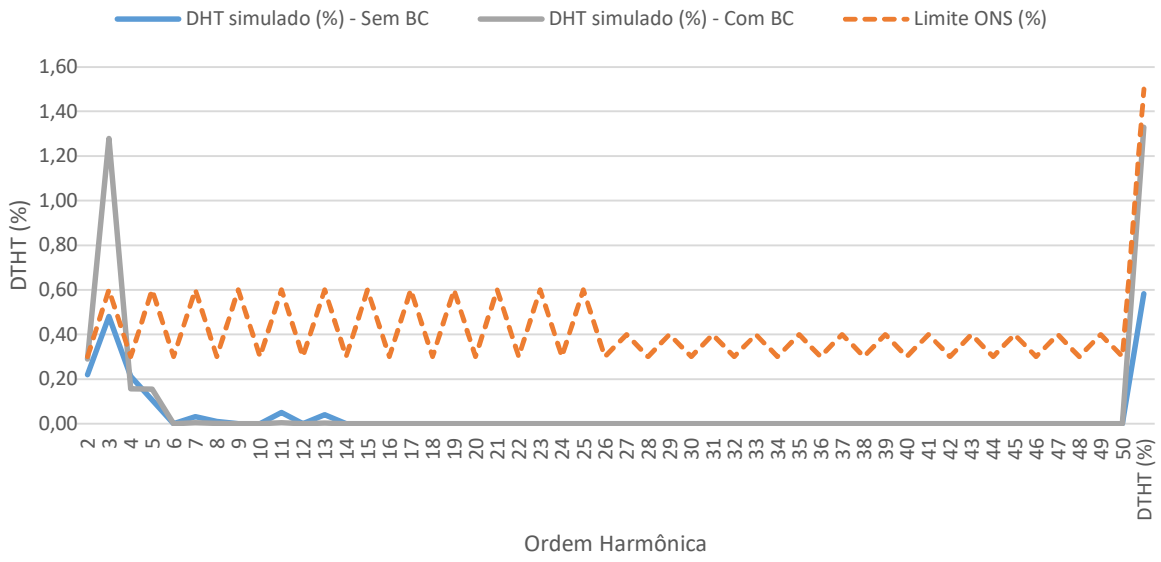
3.3 RESULTADO INICIAL – DESEMPENHO HARMÔNICO NO PAC

Uma vez apresentado o complexo eólico objeto de estudo, bem como suas principais características, o primeiro passo consiste na execução do estudo de desempenho harmônico no PAC nos moldes requisitados pelo ONS, a fim de verificar se os resultados simulados estão de acordo com os limites normativos, ou se existe transgressões destes limites e, portanto, a necessidade de proposição de soluções de filtragem harmônica. Destaca-se que, segundo as exigências do ONS, é necessário avaliar todas as condições operativas existentes na rede interna do complexo estudado. Desta forma, considerando os 4 bancos de capacitores distribuídos em 3 barras distintas de 34,5 kV são avaliadas 12 condições operativas distintas da rede interna. A fim de facilitar a compreensão dos dados, serão apresentados somente a condição sem banco (4 bancos de capacitores desconectados) e com todos os bancos (4 bancos de capacitores conectados).

A Figura 6 apresenta, respectivamente, os valores das distorções harmônicas de tensão no PAC determinadas através da metodologia requerida pelo ONS, sem e com a operação dos

bancos de capacitores. Tais valores são comparados com os limites normativos apresentados em (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2020).

Figura 6 – Gráfico das distorções harmônicas calculadas no PAC – sem e com bancos de capacitores.



Fonte: Autoria Própria.

Através da análise dos resultados apresentados, verifica-se que, sem a operação dos bancos de capacitores, o complexo eólico estudado não apresentou nenhuma transgressão dos limites normativos. No entanto, considerando a operação dos bancos de capacitores é possível verificar uma transgressão do limite normativo na 3ª ordem harmônica. Uma vez constatada a transgressão dos limites normativos, é então necessário projetar uma solução de filtragem harmônica para atendimento dos requisitos do operador do sistema. A proposição das soluções, sua eficácia e o impacto nas análises no sistema de média tensão, serão apresentadas no próximo capítulo.

4 AVALIAÇÃO DAS SOLUÇÕES PROPOSTAS

De acordo com o apresentado, a avaliação inicial do desempenho harmônico no PAC do complexo eólico estudado apresentou transgressões dos limites normativos, acarretando, assim, a necessidade de se projetar soluções para mitigação das distorções harmônicas simuladas. Desta forma, a presente seção analisa distintas soluções de filtragem harmônicas propostas, tanto no sentido de avaliar sua eficácia frente aos requisitos normativos do ONS, quanto analisando possíveis ressonâncias harmônicas nos barramentos de média tensão do complexo sob análise.

Com o intuito de demonstrar a relevância de analisar o comportamento harmônico do sistema do ponto de vista da média tensão, são propostas 2 soluções distintas, sendo a primeira (Solução 1) projetada somente visando atender os requisitos técnicos do ONS no PAC, e a segunda (Solução 2) visando atender os requisitos técnicos normativos bem como avaliando eventuais ressonâncias na MT.

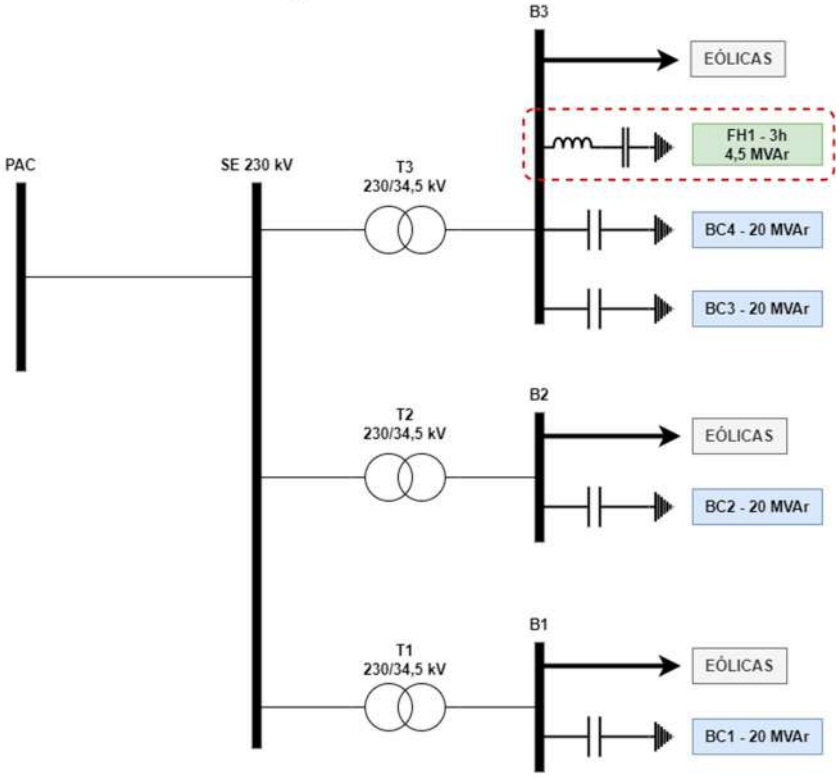
4.1 PROPOSTA DE MITIGAÇÃO HARMÔNICA - SOLUÇÃO 01

A Solução 01 foi projetada visando atender somente os requisitos do normativos do ONS no PAC, e, portanto, utilizando a metodologia descrita na seção 2.1. A seguir é apresentado o descritivo desta solução:

- Solução 01: Instalação de 1 x Filtro Harmônico:
  - Barramento: B3;
  - Tensão: 34,5 kV;
  - Q: 4,5 MVAr;
  - Sintonia: 3ª ordem;
  - Tipo: Sintonizado.

A Figura 7 apresenta o diagrama unifilar resumido do complexo avaliado considerando a instalação da Solução 01.

Figura 7 – Diagrama unifilar simplificado do complexo eólico avaliado considerando aplicação da Solução 01.

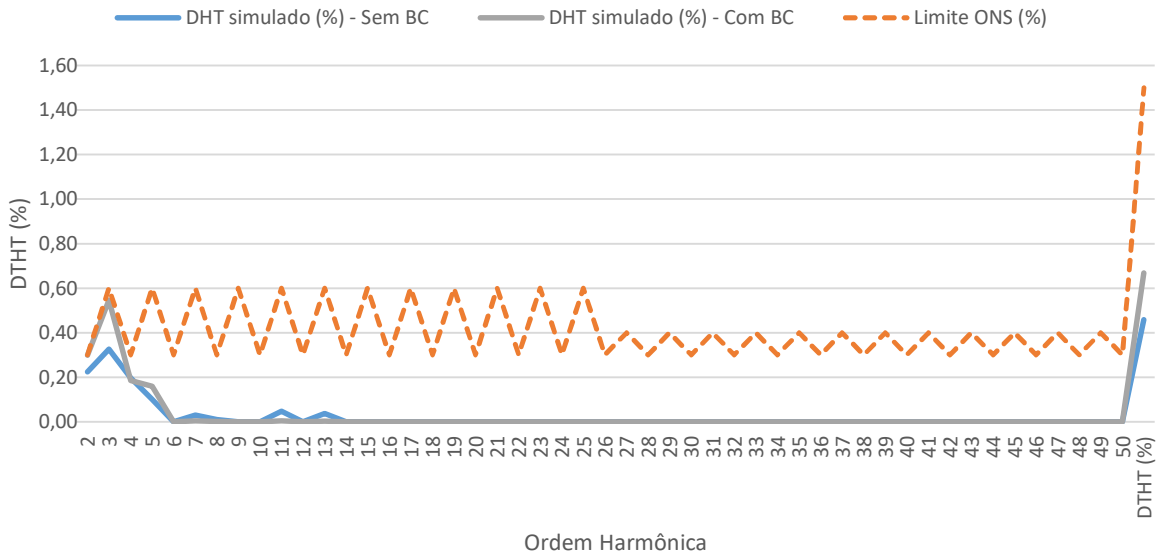


Fonte: Autoria Própria.

4.1.1 Avaliação da Solução 01 – Desempenho Harmônico no PAC

A Figura 8 apresenta, respectivamente, os valores das distorções harmônicas de tensão no PAC determinadas através da metodologia requerida pelo ONS, sem e com a operação dos bancos de capacitores e considerando a aplicação da Solução 01 de filtragem harmônica. Tais valores são comparados com os limites normativos apresentados em (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2020).

Figura 8 – Gráfico das distorções harmônicas calculadas no PAC – sem e com bancos de capacitores – Solução 01.



Fonte: Autoria Própria.

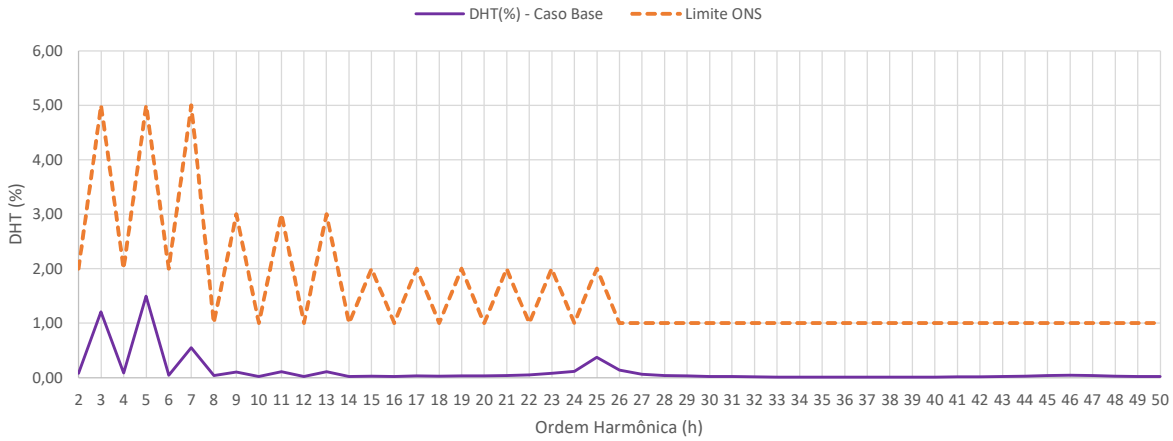
Através da análise dos resultados apresentados na Figura 8, verifica-se a efetividade da solução de filtragem proposta em termos de atendimento aos requerimentos normativos das distorções harmônicas no PAC. Em outras palavras, a Solução 01 da forma com que foi proposta atende os requisitos técnicos normativos e poderia ser instalada no complexo estudado para obtenção da licença de operação definitiva deste complexo.

4.1.2 Avaliação da Solução 01 – Desempenho Harmônico na MT

Nesta seção são apresentados os resultados da avaliação do desempenho harmônico da solução proposta através da metodologia apresentada na seção 2.2 com o intuito de demonstrar que, a solução que atende os requisitos normativos no PAC pode não ser a melhor solução em termos operativos para a rede interna. Idealmente, a aplicação da metodologia descrita na seção 2.2 deve ser realizada nos 3 barramentos de MT da subestação coletora, no entanto, a fim de aprimorar a compreensão das análises do presente estudo, serão apresentadas somente os resultados das análises realizadas no barramento B3, o qual possui 2 bancos de capacitores e ainda a previsão de instalação do filtro harmônico da Solução 01.

A Figura 9 apresenta os resultados das distorções harmônicas determinadas para o barramento de média tensão B3 através da aplicação da metodologia proposta neste trabalho e descrita na seção 2.2. Primeiramente é avaliado o caso base operativo do complexo eólico estudado, ou seja, sem considerar a entrada em operação de nenhum banco de capacitor ou filtro harmônico.

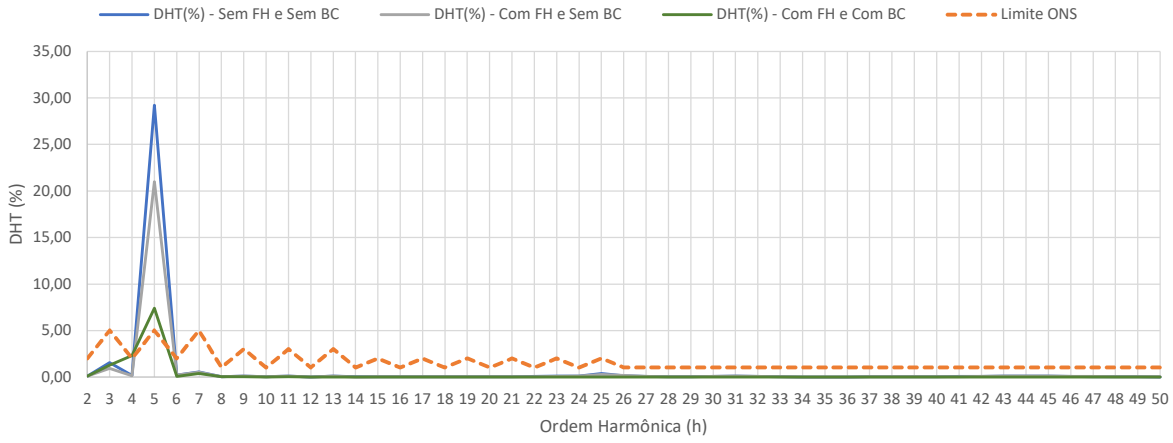
Figura 9 – Gráfico das distorções harmônicas calculadas no barramento B3 – Caso Base.



Fonte: Autoria Própria.

Verifica-se que, sem a operação dos bancos de capacitores e filtros harmônicos, não são identificadas possíveis ressonâncias harmônicas na MT com os valores de DHT(%) acima dos limites normativos. Todavia, na sequência são simuladas 3 condições operativas distintas para avaliação do barramento B3 que apresentam resultados diversos do primeiro apresentado. São elas: sem a operação dos bancos de capacitores e filtros, considerando a operação somente do filtro harmônico (FH) e, por fim, considerando tanto a operação do filtro harmônico (FH) quanto dos bancos de capacitores (BCs). Ressalta-se que, mesmo analisando os resultados do ponto de vista do barramento B3, os demais bancos de capacitores dos barramentos B1 e B2 são considerados nas análises.

Figura 10 – Gráfico das distorções harmônicas calculadas no barramento B3 – Solução 01.



Fonte: Autoria Própria.

Analisando os resultados apresentados na Figura 10, verifica-se que, do ponto de vista do barramento de média tensão B3, a solução de filtragem proposta apresenta um grande risco de ressonância harmônica de 5ª ordem. Desta forma, é possível constatar que a Solução 01 não é uma solução adequada do ponto de vista operativo, apresentando considerável risco de ressonância harmônica, mesmo tendo atendido todos os requisitos normativos para o PAC do complexo.

Adicionalmente vale ressaltar 2 pontos relevantes dos resultados apresentados. Primeiramente é possível verificar valores de distorções harmônicas extremamente elevados, isto se deve ao fato das simulações realizadas possuírem sempre um caráter conservativo, em outras palavras, considerando sempre os casos mais críticos em termos de operação da rede interna, operação da rede externa (contingências, carregamento), geração de correntes harmônicas, etc. O segundo ponto que vale ser destacado é que a ressonância harmônica de 5ª ordem pode ser verificada já no caso sem considerar a operação dos bancos de capacitores e do filtro harmônico, isto se deve ao fato da simulação considerar a operação dos bancos de capacitores dos barramentos B1 e B2, os quais já estão causando a ressonância verificada. Ou seja, a solução de compensação reativa proposta, por si só, já apresenta riscos operativos ao complexo eólico avaliado.

4.2 PROPOSTA DE MITIGAÇÃO HARMÔNICA - SOLUÇÃO 02

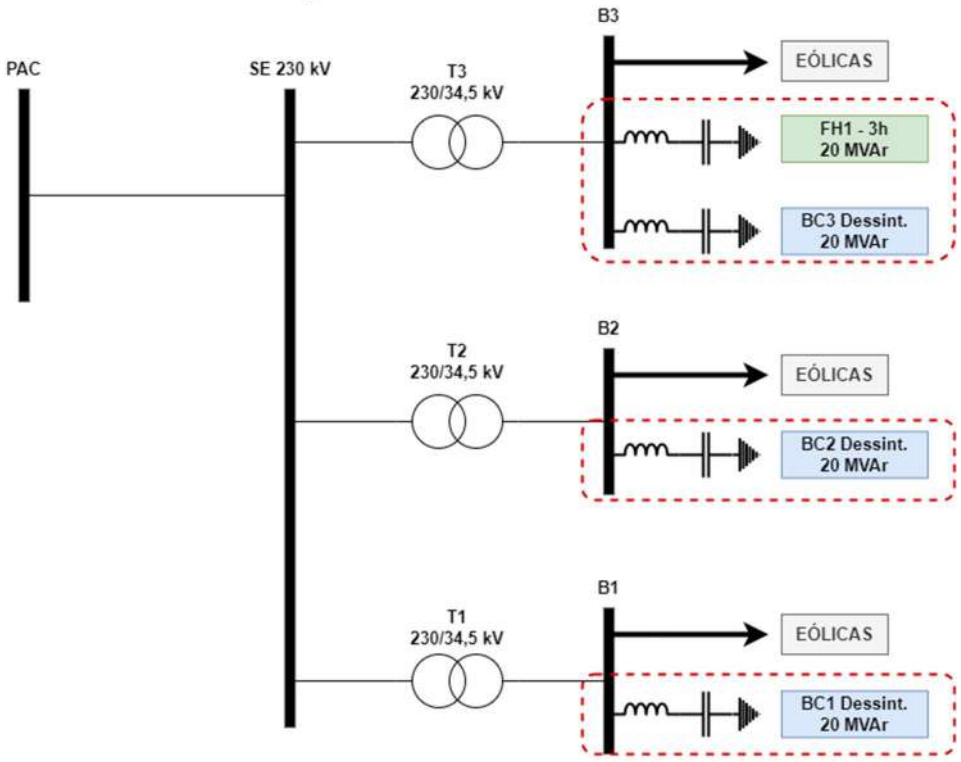
Uma vez que a Solução 01 apresentou riscos operativos quando verificado o comportamento dos barramentos de média tensão, foi então projetada a Solução 02, a qual visa atender tanto os requisitos normativos de distorções harmônicas de tensão no PAC, quanto a segurança operativa na rede interna. A seguir é apresentado o descritivo desta solução:

- Solução 02:
  - Substituição do BC4 do barramento B3 por um Filtro Harmônico:
    - Barramento: B3;
    - Tensão: 34,5 kV;
    - Q: 20 MVAr;
    - Sintonia: 3ª ordem;
    - Tipo: Sintonizado.
  - Dessintonia de todos os bancos de capacitores existentes em 34,5 kV:
    - Bancos: BC1, BC2 e BC3;
    - Q: 20 MVAr.

De acordo com os itens supracitados, a Solução 02 consiste na alteração de todos os bancos de capacitores propostos para bancos de capacitores dessintonizados, e, adicionalmente, a substituição do BC4 de 20 MVAr do barramento B3 por um filtro harmônico de mesma potência. Ressalta-se que as proposições realizadas, de alteração do projeto dos bancos e substituição de bancos por filtros harmônicos são economicamente viáveis se realizadas ainda na etapa de projeto, destacando assim a importância da realização destas análises previamente a compra dos equipamentos de compensação reativa.

A Figura 11 apresenta o diagrama unifilar resumido do complexo avaliado considerando a instalação da Solução 02.

Figura 11 – Diagrama unifilar simplificado do complexo eólico avaliado considerando aplicação da solução 02.



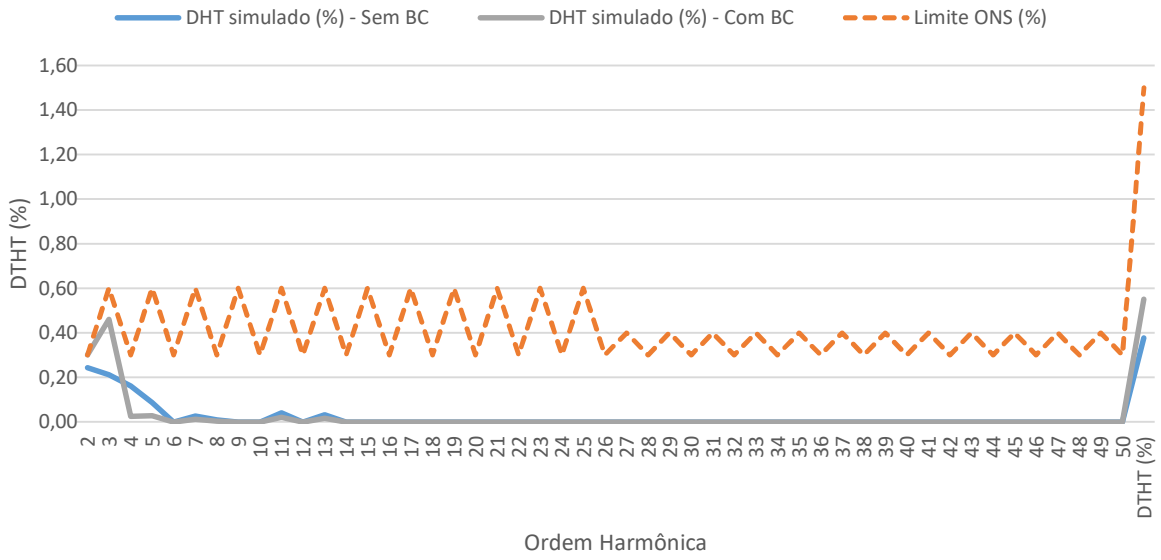
Fonte: Autoria Própria.

A seguir são apresentados os resultados das avaliações de desempenho harmônico da Solução 2, tanto para avaliação do atendimetno aos requerimentos normativos no PAC, quanto avaliando as distorções harmônicas na MT.

4.2.1 Avaliação da Solução 02 – Desempenho Harmônico no PAC

A Figura 12 apresenta, respectivamente, os valores das distorções harmônicas de tensão no PAC determinadas através da metodologia requerida pelo ONS, sem e com a operação dos bancos de capacitores e considerando a aplicação da Solução 02 de mitigação harmônica. Tais valores são comparados com os limites normativos apresentados em (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2020). Através da análise dos resultados é possível verificar a eficácia da solução proposta e atendimento aos requisitos técnicos normativos.

Figura 12 – Gráfico das distorções harmônicas calculadas no PAC – sem e com bancos de capacitores – Solução 02.

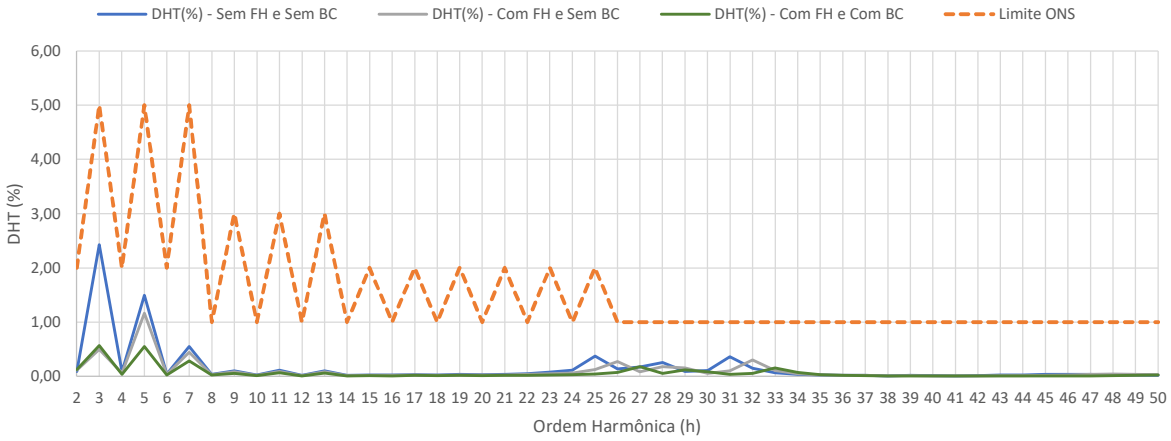


Fonte: Autoria Própria.

4.2.2 Avaliação da Solução 02 – Desempenho Harmônico na MT

A Figura 13 apresenta os valores das distorções harmônicas de tensão no barramento de média tensão B3 determinadas através da metodologia descrita na seção 2.2 e considerando a Solução 02 de mitigação harmônica. São consideradas as mesmas 3 condições operativas consideradas anteriormente, quais sejam: sem a operação dos bancos de capacitores e filtros, considerando a operação somente do filtro harmônico (FH) e, por fim, considerando tanto a operação do filtro harmônico (FH) quando dos bancos de capacitores (BCs).

Figura 13 – Gráfico das distorções harmônicas calculadas no barramento B3 – Solução 02.



Fonte: Autoria Própria.

Através dos resultados apresentados, é possível verificar a eficácia da solução proposta tanto em relação aos requisitos do ONS, quanto em termos de operação dos equipamentos de compensação reativa e filtragem harmônica na rede interna do complexo estudado. Desta forma,

entende-se que, a Solução 02 é uma solução adequada para operação do complexo avaliado e destaca-se a relevância e abrangência deste tipo de avaliação.

5 CONCLUSÕES

O presente trabalho possui o principal objetivo de demonstrar a relevância da realização de estudos de desempenho harmônico na média tensão para operação de equipamentos de compensação reativa e mitigação harmônico. Para tanto, foi detalhada a metodologia exigida pelo órgão regulador, que realiza a avaliação da eficácia dos equipamentos supracitados do ponto de vista do barramento de conexão do complexo de geração ao SIN. Em comparação a esta metodologia, é descrita uma metodologia de avaliação nos barramentos de média tensão, detalhando as premissas deste tipo de avaliação, bem como as principais diferenças em relação as avaliações comumente realizadas em relação ao PAC.

Com o intuito de ilustrar a importância da consideração de possíveis ressonâncias harmônicas do ponto de vista do sistema de média tensão para realização dos projetos de solução de bancos de capacitores e filtros harmônicos, o presente trabalho apresentou a realização das análises com ambas as metodologias para um complexo eólico real de grande porte. Nesta análise foram avaliadas soluções projetadas somente com base nos estudos regulatórios do ponto de vista do PAC, bem como uma solução projetada considerando adicionalmente a operação harmônica do ponto de vista do sistema de média tensão. Os resultados apresentados demonstram que, a solução projetada para atendimento dos requisitos normativos, quando analisado seu impacto na rede interna do complexo eólico, apresenta uma elevada possibilidade de ocorrência de ressonância harmônica. Adicionalmente os resultados demonstram que, não só o filtro harmônico, mas também os bancos de capacitores projetados já causam a ocorrência deste problema, enfatizando, assim, a necessidade de realização da avaliação da operação dos bancos de capacitores também em termos de harmônicos.

Na sequência, é apresentada uma solução projetada visando atender os requisitos de ambas as metodologias, tal solução atende completamente os requisitos exigidos pelo ONS no ponto de conexão com o SIN, bem como não oferece riscos operativos em termos de harmônico para o complexo eólico avaliado.

Desta forma, as análises e resultados apresentados no presente trabalho enfatizam a importância da avaliação dos equipamentos de compensação reativa e filtragem harmônica da média tensão, deixando evidente, pelos resultados, que soluções projetadas somente para atender os requisitos regulatórios podem gerar problemas graves durante a operação de tais equipamentos. A ocorrência de ressonâncias harmônicas pode acarretar desde desligamentos do complexo até danos severos em equipamentos e, portanto, estudos completos para segurança operativa dos equipamentos do sistema, com foco na rede interna, devem ser realizados sempre que novas soluções forem propostas.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, **SIGA** – Sistema de Informações de Geração da ANEEL. Disponível em http:// https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9. Acesso em: 30 de junho de 2022.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – **IEC 61000-3-6** – “Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems”, 2008.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – **IEC 61400-21-1** – “Wind energy generation systems – Part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics – Wind turbines”, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – **NT 009/2016 Rev. 03** – “Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou aos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras”, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – PROCEDIMENTOS DE REDE – **Submódulo 2.3** “Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos - Metodologia”, 2021a.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – PROCEDIMENTOS DE REDE – **Submódulo 2.9** “Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica”, 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – PROCEDIMENTOS DE REDE – **Submódulo 2.10** “Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão”, 2021b.

DETECÇÃO DA EROSÃO DO BORDO DE ATAQUE DE PÁS E DESBALANCEAMENTO DO ROTOR DE AEROGERADORES UTILIZANDO MACHINE LEARNING

L.D. da Rosa[a], C.M. Franchi[a], H. Pinheiro[a], M. Gaviraghi [a], C.E. de Souza[a], G.R. Hubner[a], R.B. Morim[a], S. Ekwaro-Osire[b] S. Dabetwar[c],

[a]*Universidade Federal de Santa Maria, Rio Grande do Sul, Brasil*

[b]*Texas Tech University, Lubbock, USA*

[c]*University of Massachusetts, Lowell, USA*

ABSTRACT

Wind energy is increasing globally as a renewable energy source. To make the levelized cost of energy affordable it is imperative to reduce operation and maintenance (O&M) costs. Special attention must be placed on blades that are responsible for many failures in wind turbines. This paper proposes a blade erosion and rotor imbalance detection technique using machine learning. The overall algorithm presents good results with an accuracy of 94.3%.

Palavras-chave: *rotor imbalance, leading-edge erosion, SVM.*

1 INTRODUÇÃO

As operações de Operação e Manutenção (O&M) são responsáveis por aproximadamente 30% do custo total de um projeto de energia eólica [1]. Essa estimativa indica a necessidade de otimizar as técnicas de O&M a fim de manter a produção de energia eólica competitiva em relação à outras fontes de energia renováveis e não-renováveis. As pás de turbinas eólicas são componentes críticos em termos de manutenção e tempo de inatividade, visto que estas são expostas à chuva, granizo, gelo, partículas corrosivas presentes no ar e outros fenômenos capazes de causar fadiga e erosão [2]. Desbalanceamento do rotor, erosão do bordo de ataque e bordo de fuga e danos causados por raios são as fontes mais comuns para a ocorrência de tempos de inatividade devido a falhas envolvendo as pás. Existem dois tipos de desbalanceamento do rotor, sendo estes de massa e aerodinâmico. O desbalanceamento de massa ocorre quando o centro de massa do rotor não está localizado no centro geométrico do *hub*, enquanto o desbalanceamento aerodinâmico ocorre quando há uma diferença de torque gerado entre as pás. Ambos desbalanceamentos resultam no acréscimo de cargas na estrutura da turbina eólica na frequência de velocidade de rotação [3-4], reduzindo a vida útil de

componentes do *drivetrain*, tais como engrenagens e rolamento. O desbalanceamento aerodinâmico também leva a perda de performance na região 2 de operação da turbina eólica. O emprego de algoritmos de machine learning (ML) para detectar falhas em turbinas eólicas é uma ferramenta poderosa para ajudar na tomada de decisão de operações de O&M. Um volume consideravelmente alto de pesquisas tem sido publicado nesta área nos últimos anos. Redes neurais artificiais (RNAs) foram empregadas na detecção antecipada de falhas da caixa de engrenagens usando um sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA) [5]. Redes neurais foram também utilizadas com modelos de risco proporcional para o prognóstico e gerenciamento de manutenções, sendo que os resultados demonstraram aplicabilidade em modelos reais [6]. Sistemas de monitoramento de condição foram desenvolvidos com dados de um sistema SCADA e com redes neurais convolucionais (RNCs) para detectar rachaduras em uma caixa de engrenagens de uma turbina eólica real [7]. O algoritmo de Máquina de Vetores de Suporte (SVM) foi usado para detectar tanto o desbalanceamento de massa quanto o aerodinâmico em uma turbina eólica usando o método de decomposição empírico [8]. Recentemente, um método para detecção de desequilíbrio de massa do rotor, seu nível e sua localização foi proposto empregando SVM [4]. Os trabalhos mencionados acima são apenas uma parte das pesquisas desenvolvidas na última década relacionadas ao emprego de inteligência artificial (IA) em operações de O&M em turbinas eólicas.

Outro problema relacionado às pás de turbinas eólicas é a erosão do bordo de ataque, o qual leva principalmente à redução da capacidade de produção de energia da turbina. Vários estudos tem desenvolvido métodos para quantificar os efeitos da erosão do bordo de ataque, pela aplicação de diferentes padrões, densidades e níveis de erosão nas pás [9-12]. Entretanto, poucos dos estudos são capazes de detectar antecipadamente a erosão do bordo de ataque, o que é fundamental para prevenir a ocorrência de desbalanceamento do rotor. Neste contexto, este trabalho apresenta um método capaz de detectar ambos o desbalanceamento do rotor e erosão do bordo de ataque usando ML. O método consiste em aplicar dados estatísticos, tais como os de sistemas SCADA, da região 2 de operação da turbina, em um algoritmo de ML. Um framework composto pelos *softwares* TurbSim e OpenFAST foi usado para gerar os dados, sendo estes usados pelo algoritmo de SVM para detectar se a turbina eólica apresenta um desbalanceamento ou uma possível erosão do bordo de ataque em suas pás. O objetivo deste artigo é demonstrar a viabilidade de obter uma classificação precisa para a erosão do bordo de ataque de uma turbina eólica e desbalanceamento do rotor usando uma abordagem estatística.

2 METODOLOGIA

Esta seção apresenta a metodologia usada neste trabalho. Inicialmente, os desbalanceamentos de massa e aerodinâmico, bem como a erosão do bordo de ataque, são brevemente descritos. Os principais conceitos sobre SVM são discutidos de forma geral. Em seguida, o conjunto de dados usado para treinamento e teste do algoritmo de SVM é apresentado, onde as condições de operação da turbina eólica, níveis de desbalanceamento e variáveis medidas são caracterizadas, juntamente com as técnicas de visualização para ilustrar o problema.

2.1 Desbalanceamento de Massa e Aerodinâmico

O desbalanceamento de massa é um problema recorrente em turbinas eólicas, sendo este extensivamente estudado. A explicação detalhada do problema, juntamente com seus efeitos em turbinas eólicas, e a forma como sua detecção pode ser realizada é apresentada na referência [4]. Neste artigo, a Aceleração Translacional da Unidade de Medição Inercial da Nacelle na direção x_s do sistema de coordenadas do eixo (NacIMUTAXs) é usada para detectar o desbalanceamento de massa, sendo o foco do restante desta subseção o desbalanceamento aerodinâmico. A força resultante em um perfil aerodinâmico pode ser expressa em função da velocidade relativa do fluxo de ar, V_{rel}, e o ângulo de ataque, expresso por α. Este ângulo é definido como o ângulo entre o perfil da *chord line* e o vetor de fluxo de ar relativo, como pode ser visto na Figura 1.

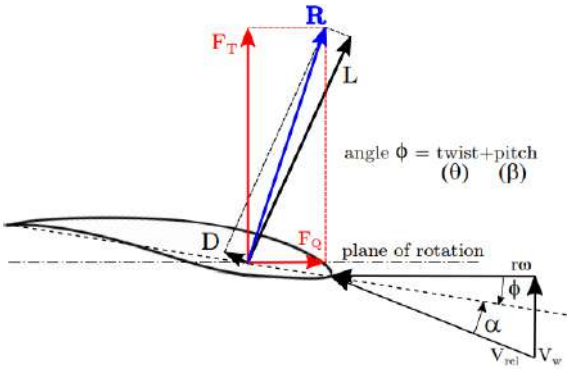


Figura 1 – Decomposição da força resultante em um perfil aerodinâmico nas componentes de Empuxo e Torque.

A pá é projetada para aumentar o torque aerodinâmico total, o qual é obtido aplicando uma torção na pá para compensar a distância em relação à linha central do eixo. Essa distância afeta diretamente as velocidades tangenciais na seção da pá, $V_t = \omega r$. No *software* de

simulação OpenFAST, a força resultante R é inicialmente expressa pelas componentes de arrasto e sustentação, as quais podem ser obtidas a partir dos coeficientes de arrasto e sustentação conhecidos (C_L e C_D, respectivamente). Estes coeficientes são tradicionalmente definidos como uma função de α. Para uma descrição completa das cargas aerodinâmicas e coeficientes, veja a referência [15]. Em turbinas eólicas, a força resultante é decomposta em duas direções: a força resultante do torque, F_Q, a qual é uma força tangencial contida no plano do rotor, e o empuxo, F_T, normal ao plano do rotor. Tais forças podem ser obtidas por uma rotação do plano aplicada aos vetores das forças de sustentação, L, e arrasto, D, de modo que:

$$\{F_Q \; F_T\} = [cos(\emptyset) \; -sin(\emptyset) \; sin(\emptyset) \; cos(\emptyset)]\{L \; D\} \tag{1}$$

onde $\emptyset$ é o ângulo entre a *chord line* e o plano de rotação. Este ângulo inclui o ângulo de torção local, θ, e o ângulo de *pitch* da pá, β. No modelo do OpenFAST, a seção da ponta da pá é referência tanto para o ângulo de torção quanto para o ângulo de *pitch*. Deste modo, na ponta, o ângulo de torção é nulo e $\emptyset = \beta$. Um erro do ângulo de *pitch* leva à ocorrência do desbalanceamento aerodinâmico. No caso de desbalanceamento aerodinâmico devido ao erro do ângulo de *pitch* em uma pá, a contribuição do empuxo e torque serão diferentes entre as pás, visto que os ângulos α e $\emptyset$ serão distintos. Isso causará uma oscilação no plano $x_s - y_s$. Portanto, este trabalho considera a Aceleração Translacional da Unidade de Medição Inercial da Nacelle na direção y_s do sistema de coordenadas do eixo (NacIMUTAYs) para detectar o desbalanceamento aerodinâmico.

2.2 Erosão do bordo de ataque

A erosão do bordo de ataque é um problema comum em turbinas eólicas, o qual é causado principalmente pela precipitação, partículas abrasivas transportadas pelo ar, insetos, e impacto do granizo na superfície da pá durante a sua operação. A alta velocidade tangencial das pás, especialmente em suas pontas, provoca a erosão da sua superfície devido à impactos ou ao acumulo de detritos, levando à uma mudança da rugosidade da superfície, majoritariamente no bordo de ataque. A erosão ou alteração da rugosidade reduz a performance aerodinâmica e a captura de energia, afetando a região mais importante do aerofólio em termos de tais reduções de desempenho.

Devido à sua importância, os efeitos da erosão do bordo de ataque têm sido amplamente estudados. Em [9], [10] e [11], diferentes perfis e níveis de erosão do bordo de ataque foram aplicados em pás testadas em túneis de vento. Os perfis e níveis foram definidos

de acordo com fotografias de campo de turbinas eólicas com erosão. A Figura 2a apresenta o tipo de erosão proposto na referência [10], enquanto a Figura 2b apresenta uma configuração para testes em túneis de vento apresentada na referência [11]. Os resultados em ambos os trabalhos mostraram uma diminuição do coeficiente de sustentação e um aumento no coeficiente de arrasto em pás com elevada rugosidade superficial ou erosão, variando de acordo com o nível da degradação. Embora os resultados em termos da magnitude das mudanças nos coeficientes de sustentação e arrasto tenham sido diferentes, ambos apontaram para a mesma direção de redução do desempenho aerodinâmico em pás erodidas.

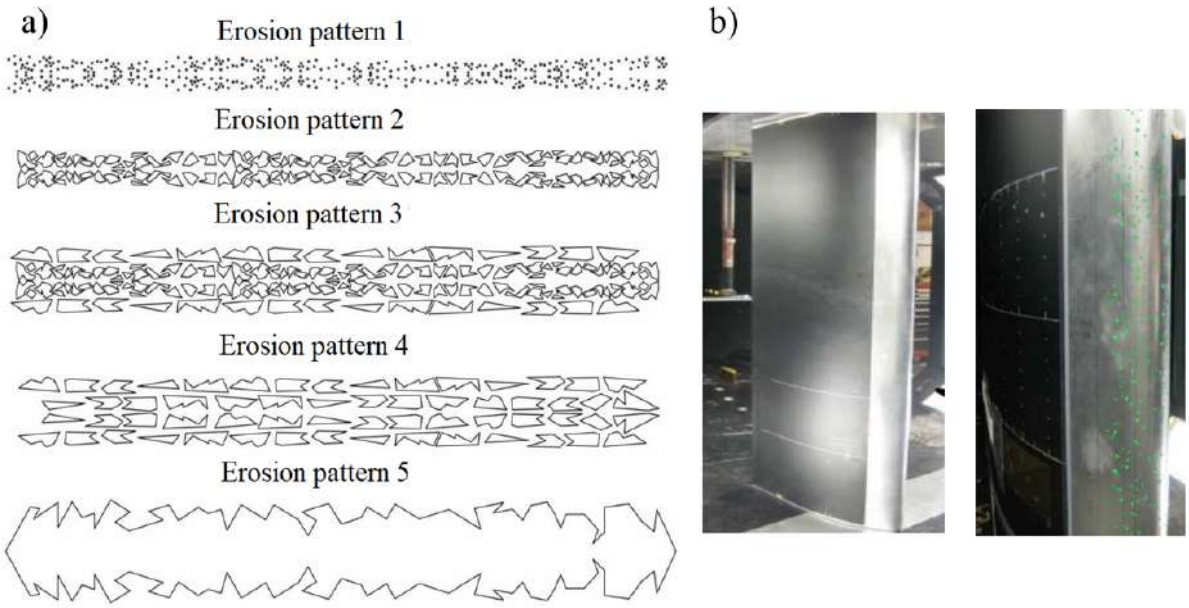


Figura 2 - a) Adaptada de [10]: perfis de erosão aplicados em [10]; e b) Adaptado de [10]: configuração experimental desenvolvida em [11].

Ao contrário de testes experimentais, análises numéricas também foram realizadas usando softwares de dinâmicas dos fluidos computacional (CFD), a fim de avaliar a redução da performance em pás erodidas nas referências [12] e [13]. A Figura 3a apresenta o perfil de erosão modelado em [12] para simulações CFD, onde h é o comprimento do defeito, t é a espessura do defeito, e t_c é a espessura máxima da *chord.* A Figura 3b, por sua vez, apresenta o perfil de erosão modelado em [13]. Novamente, a magnitude das mudanças dos coeficientes de sustentação e arrasto foram diferentes entre ambos trabalhos. Entretanto, estes também apontaram para a redução da performance aerodinâmica de acordo com o nível de degradação do aerofólio.

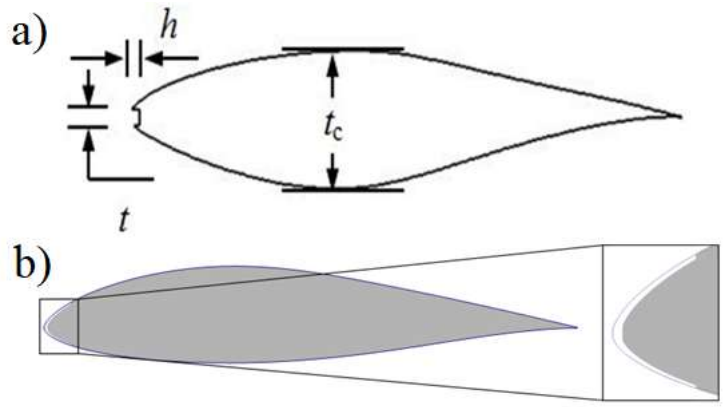


Figura 3 - a) Adaptado de [12]: perfil de erosão modelado em [12] para simulações de CFD; e b) Adaptado de [13]: perfil de erosão em [13].

Para concluir, os resultados dos trabalhos mencionados demonstraram que a erosão causa uma redução na performance aerodinâmica, sendo esta perda de performance representada pelas mudanças nos valores de C_L e C_D. Em suma, um nível de erosão não extremo, mas também não irrelevante, é equivalente a reduzir C_L em 5% e aumentar C_D em +200%, sendo estas alterações consideradas no presente trabalho ao serem aplicadas nas pás da turbina eólica para representar a erosão do bordo de ataque.

2.3 A Máquina de Suporte de Vetores (SVM)

Machine learning (ML) é a adaptação ou modificação de ações performadas por máquinas, de modo que a acurácia de tais ações possam alcançar um grau aceitável [15]. O aumento do poder de processamento computacional tem levado ao crescimento do uso de ML ao longo das últimas décadas. Existem basicamente quatro métodos de aprendizado, sendo eles: supervisionado, não supervisionado, de reforço e evolutivo. Uma técnica popular de ML usada em classificações, regressões, e outras tarefas de aprendizado é o SVM. SVM é um problema de otimização convexa restrita, cuja ideia básica é maximizar a margem de separação entre amostras de diferentes classes [16], [17].

O método foi desenvolvido primeiramente para classificações binárias. Entretanto, com os avanços tecnológicos, o método tem sido expandido para solucionar diferentes problemas [16]. Neste trabalho, os dados de simulação de turbinas eólicas apresentam rótulos para o treinamento do algoritmo de SVM, caracterizando um método de aprendizado supervisionado.

2.4 Conjunto de dados

Idealmente, o conjunto de dados para o treinamento de algoritmos de ML deve consistir de medições de turbinas eólicas de um parque eólico. Visto que medições reais nem sempre estão disponíveis, é uma prática comum utilizar dados sintéticos obtidos de um modelo de turbina validado. OpenFAST é uma ferramenta de código livre para resolução de problemas aeroservoelásticos desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, o qual é capaz de gerar dados numéricos confiáveis para as respostas dinâmicas de turbinas eólicas, contendo diversos sensores. Turbsim, outro *software* desenvolvido pelo *NREL*, pode gerar séries temporais de fluxo de vento turbulento com diferentes características. Com ambas as ferramentas, é possível criar diferentes cenários de operação de uma turbina, ou seja, combinações de diferentes velocidades médias e intensidades de turbulência. A utilização do *software* Opencast permite a integração do MATLAB/Simulink para reproduzir os controladores de *pitch*, *yaw* e torque.

De modo a manter um nível de fidelidade aceitável em relação à dados reais, esse trabalho emprega a turbina eólica WindPACT 1.5 MW para as simulações, enquanto a referência [18] apresenta como este modelo está relacionado com uma turbina real. A Tabela 1 fornece os parâmetros principais da turbina eólica mencionada.

Tabela 1 – Parâmetros da turbina eólica WindPACT 1.5 MW

Parâmetro	Valor
Potência nominal	1.5 MW
Altura da nacelle	84 m
Diâmetro do rotor	77 m
Velocidade nominal (RPM)	2.14 rad/s
Relação da caixa de engrenagens	1:87.965
Torque nominal do rotor	736.79 kNm
Classe IEC 61400-2	IIa

Um conjunto de dados contendo velocidades nominais e três intensidades de turbulência coletados a cada dez minutos para condições normais, desbalanceamento de massa, desbalanceamento aerodinâmico e erosão do bordo de ataque foi gerado. A investigação considera diversas execuções automatizadas do modelo, usando uma série temporal de vento para cada execução. Uma abordagem similar é adotada em [4] para detectar o desbalanceamento de massa. A série temporal para a Aceleração Translacional da Unidade de Medição Inercial da Nacelle no Sistema de Coordenadas do Eixo (NacIMUTAXs e NacIMUTAYs) foi obtida, e a

partir desta série temporal, a média e o desvio padrão para uma série de dez minutos são calculados. Ainda, os valores de média e desvio padrão da velocidade do vento também são calculadas. Dois bancos de dados distintos são usados para treinar e testar o algoritmo de SVM. A Tabela 2 apresenta a estrutura do conjunto de dados para treinamento, enquanto a Tabela 3 apresenta o conjunto de dados para testes. Pode-se perceber que os bancos de dados não repetem os cenários de operações. Isso significa que a mesma combinação de velocidade do vento e intensidade da turbulência não ocorre em ambos os dados para treino e teste.

Tabela 2 – Estrutura do banco de dados para treinamento

Parâmetro	Valor
Velocidade média do vento (m/s)	7.4, 7.5, 7.7, 8, 8.3, 8.5, 8.6, 8.9, 9.2, 9.5, 9.8
Intensidade de turbulência (%)	5, 10, 15
Erro de *pitch* (º)	5
Desbalanceamento de massa (%)	5
Erosão (%)	-5 em C_L, +200 em C_D
Simulações por cenário	10
Duração das simulações (s)	600
Total de simulações	1320

Tabela 3 - Estrutura do banco de dados para testes

Parâmetro	Valor
Velocidade média do vento (m/s)	7.6, 7.9, 8.2, 8.4, 8.7, 9.1, 9.2, 9.7
Intensidade de turbulência (%)	4, 6, 8, 12, 14
Erro de *pitch* (º)	5
Desbalanceamento de massa (%)	5
Erosão (%)	-5 em C_L, +200 em C_D
Simulações por cenário	2
Duração das simulações (s)	600
Total de simulações	240

3 RESULTADOS

É importante destacar que este trabalho assume que a turbina eólica não opera com erro de *yaw*. O erro de *yaw* também é responsável por reduzir a velocidade do rotor e aumentar as cargas estruturais. No entanto, este problema está fora do escopo deste artigo. Também é assumido que todas as três pás têm um nível similar de degradação para imitar a erosão do bordo de ataque, já que estas operam com a mesma velocidade tangencial e no mesmo ambiente. Portanto, a erosão não irá causar desbalanceamento aerodinâmico, visto que todas as três pás terão sua performance reduzida à um nível similar. A Figura 4 apresenta o framework descrito,

contendo a geração da entrada do vento, simulação da turbina, desenvolvimento do banco de dados e aplicação do SVM.

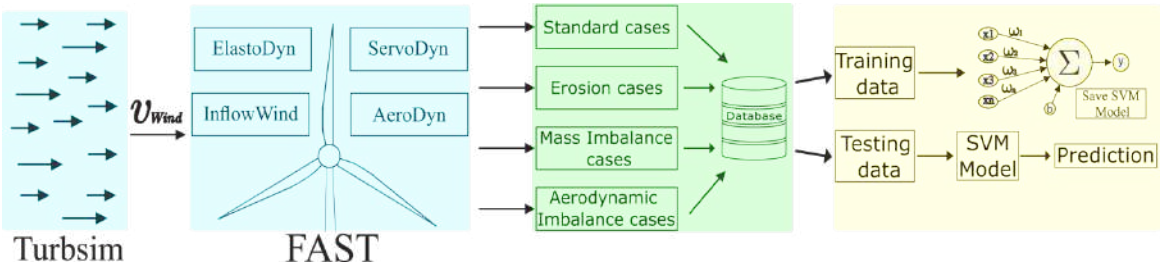


Figura 4 – Framework para detecção de desbalanceamento do rotor e erosão do bordo de ataque.

A Figura 5 apresenta um gráfico de dispersão de todas as variáveis consideradas neste trabalho. A primeira linha apresenta a velocidade média do rotor. O gráfico da esquerda mostra as amostras para todos as faixas do conjunto de dados, e o gráfico da direita apresenta a aplicação de um zoom para facilitar a visualização. É possível perceber que a velocidade média do rotor não é afetada para casos normais e com desbalanceamento de massa. Entretanto, casos de erosão e desbalanceamento aerodinâmico têm suas velocidades médias de rotação reduzidas, implicando uma perda de performance/geração de energia nestes casos. Assim, é possível classificar entre operação normal/desbalanceamento de massa e erosão/desbalanceamento aerodinâmico a partir da velocidade média do rotor. Já a segunda linha apresenta os desvios padrões para NacIMUTAXs e NacIMUTAYs. A NacIMUTAYs, apresentada no gráfico da direita, aumenta para todos os casos com intensidade de turbulência, mas o desbalanceamento aerodinâmico agrava a mesma. Deste modo, é possível determinar se a redução da velocidade média do rotor é devida à erosão ou ao desbalanceamento aerodinâmico. A NacIMUTAXs, apresentada no gráfico da esquerda, é fortemente afetada pelo desbalanceamento de massa.

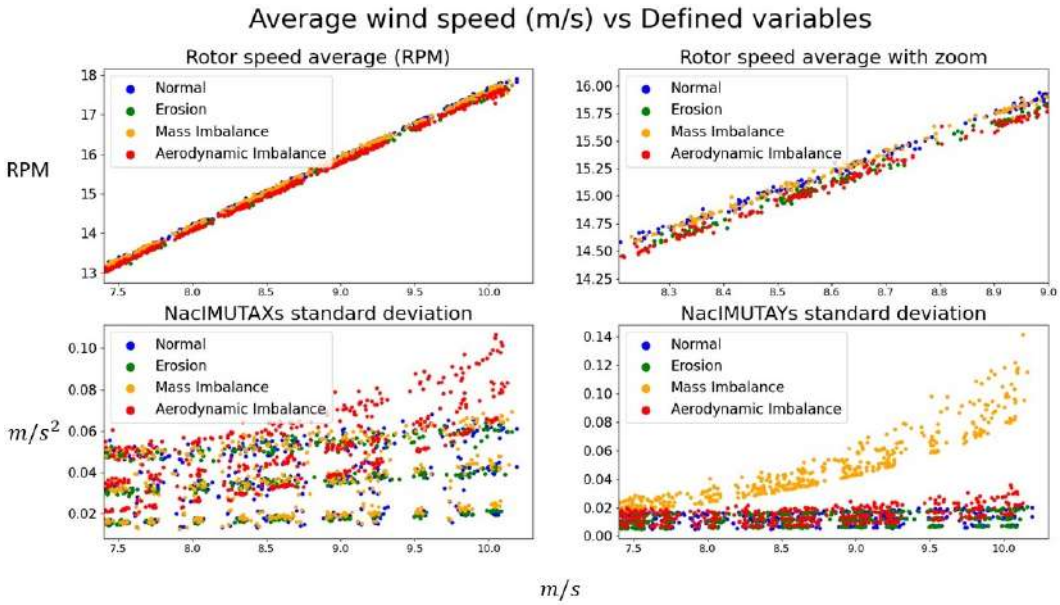


Figura 5 – Velocidade média do vento em m/s vs Variáveis definidas

O algoritmo de SVM foi treinado e testado com estes conjuntos de dados, sendo que a Figura 6 apresenta os resultados obtidos em uma matriz de confusão. Os dados de treinamento apresentam 84.6% dos dados, e os dados de teste 15.4%. A acurácia geral do algoritmo alcançada foi 94.3%.

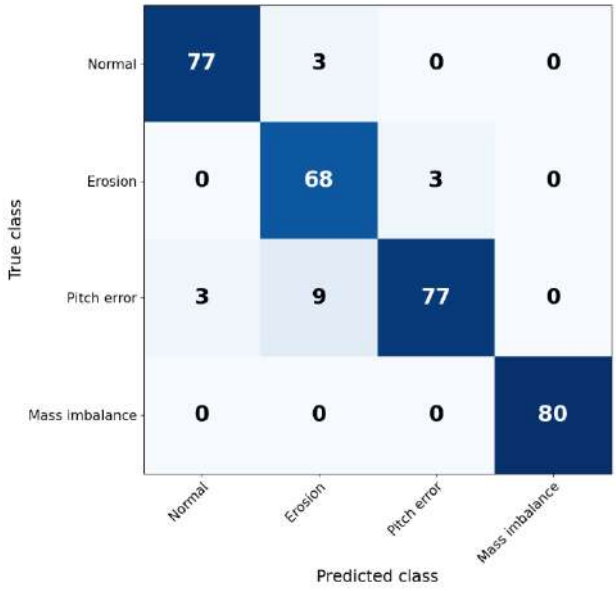


Figura 6 – Matriz de confusão dos resultados obtidos

Pela interpretação dos resultados da Figura 6, pode se observar que todas as 80 amostras contendo desbalanceamento de massa foram corretamente classificadas (100% de acurácia). Os resultados considerando falhas aerodinâmicas obtiveram um resultado similar, onde para 80 amostras, 77 foram corretamente classificadas (96.25% de acurácia). Para o caso de erosão, o algoritmo apresentou uma maior dificuldade em definir se a amostra correspondia à erosão ou erro de *pitch*, onde de 80 amostras de erosão, 68 foram classificadas corretamente e 9 foram classificadas como erro de *pitch*. Isso significa que a redução de performance energética está sendo capturada, mas o aumento no desvio padrão da NacIMUTAXs não está sendo suficiente para o algoritmo alcançar uma conclusão exata. Tal fato pode ser devido à intensidade de turbulência e à natureza estocástica do vento, que podem impactar no desvio padrão da NacIMUTAXs.

4 CONCLUSÃO

A detecção e classificação de falhas em turbinas eólicas podem ter um impacto significativo na viabilidade de execução de projeto de energia eólica. Este trabalho apresentou

um método para detectar e classificar o desbalanceamento do rotor e a erosão do bordo de ataque com uma abordagem holística. A análise de dados demonstrou que dependendo da medição a ser afetada, uma conclusão para um problema específico pode ser tirada. Portanto, um algoritmo de SVM treinado com dados sintéticos gerados em uma simulação aeroelástica foi empregado para detectar e classificar entre quatro condições de operação da turbina: operação normal, com desbalanceamento de massa, com desbalanceamento aerodinâmico, e com erosão do bordo de ataque. Os resultados mostraram uma elevada acurácia geral, mas com a tendência em realizar classificações errôneas quando distinguindo entre casos de desbalanceamento aerodinâmico e erosão do bordo de ataque. Os próximos passos para este trabalho consistem em (i) analisar e determinar causas para a performance abaixo da média ao classificar entre casos de desbalanceamento aerodinâmico e erosão do bordo de ataque; (ii) aplicar o método em dados de turbinas eólicas reais; (iii) e testar novos modelos de machine learning para aperfeiçoar os resultados.

5 AGRADECIMENTOS

Este estudo foi financiado em partes pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) – Código financeiro 001. Os autores também agradecem ao INCT-GD, CNPq (465640/2014-1), CAPES (23038.000776/2017-54) e FAPERGS (17/2551-0000517-1).

6 REFERÊNCIAS

[1] Stehly, Tyler, Philipp Beiter, & Patrick Duffy. 2019 cost of wind energy review. No. NREL/TP-5000-78471. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2020.

[2] Leite, G. D. N. P., Araújo, A. M., & Rosas, P. A. C. (2018). Prognostic techniques applied to maintenance of wind turbines: a concise and specific review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81, 1917-1925.

[3] Myrent, N. J., Kusnick, J. F., Adams, D., & Griffith, D. T. (2013). Pitch error and shear web disbound 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 (p. 1695).

[4] Hübner, G. R., Pinheiro, H., de Souza, C. E., Franchi, C. M., da Rosa, L. D., & Dias, J. P. (2021). Detection of mass imbalance in the rotor of wind turbines using Support Vector Machine. Renewable Energy, 170, 49-59.

[5] Bangalore, P., &Tjernberg, L. B. (2015). An artificial neural network approach for early fault detection of gearbox bearings. IEEE Transactions on Smart Grid, 6(2), 980-987.

[6] Mazidi, P., BertlingTjernberg, L., & Sanz Bobi, M. A. (2017). Wind turbine prognostics and maintenance management based on a hybrid approach of neural networks and a proportional hazards model. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part O: Journal of Risk and Reliability, 231(2), 121-129.

[7] 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. Renewable Energy, 146, 760-768.

[8] Malik, H., & Mishra, S. (2016). Proximal support vector machine (PSVM) based imbalance fault diagnosis of wind turbine using generator current signals. Energy Procedia, 90, 593-603.

[9] Sareen, A., Sapre, C. A., & Selig, M. S. (2014). Effects of leading-edge erosion on wind turbine blade performance. Wind Energy, 17(10), 1531-1542.

[10] Gaudern, N. (2014, June). A practical study of the aerodynamic impact of wind turbine blade leading edge erosion. In Journal of Physics: Conference Series (Vol. 524, No. 1, p. 012031). IOP Publishing.

[11] Langel, C. M., Chow, R., Hurley, O. F., Van Dam, C. C. P., Maniaci, D. C., Ehrmann, R. S., & White, E. B. (2015). Analysis of the impact of leading-edge surface degradation on wind turbine performance. In 33rd Wind Energy Symposium (p. 0489).

[12] Wang, Y., Zheng, X., Hu, R., & Wang, P. (2016). Effects of leading-edge defect on the aerodynamic and flow characteristics of an S809 airfoil. PloS one, 11(9), e0163443.

[13] Schramm, M., Rahimi, H., Stoevesandt, B., &Tangager, K. (2017). The influence of eroded blades on wind turbine performance using numerical simulations. Energies, 10(9), 1420.

[14] Hansen, M. (2015). Aerodynamics of wind turbines. Routledge.

[15] Marsland, S. (2011). Machine learning: an algorithmic perspective. Chapman and Hall/CRC.

[16] Hsu, C. W., & Lin, C. J. (2002). A comparison of methods for multiclass support vector machines. IEEE transactionson Neural Networks, 13(2), 415-425.

[17] Schölkopf, B., Simard, P., Vapnik, V., &Smola, A. J. (1997). Improving the accuracy and speed of support vector machines. Advances in neural information processing systems, 9, 375-381.

[18] Dykes, K. L., & Rinker, J. (2018). Windpact reference wind turbines (No. NREL/TP-5000-67667). National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (United States).

IMPACTO DA SUBPERFORMANCE DO SISTEMA DE PITCH NA PRODUÇÃO DO AEROGERADOR: UMA ABORDAGEM BASEADO EM DADOS SCADA

Nathianne Andrade, Davi Torres, Levi Maia
nathianne.andrade@delfosim.com, davi.torres@delfosim.com, levi.maia@delfosim.com

Resumo

O sistema de “pitch” controla o ângulo entre a pá e seu o plano de rotação em turbinas eólicas de velocidade variável. O bom funcionamento desse sistema é, atualmente, uma peça chave para uma boa performance de uma turbina eólica e o monitoramento desse sistema é um desafio enfrentado nos complexos eólicos. Esse trabalho apresenta uma metodologia para identificar anomalias de comportamento no sistema de “pitch” e estimar o impacto de anomalias de comportamento na produção futura do aerogerador, utilizando para isso modelos de “machine learning” e dados do SCADA dos aerogeradores. Por fim, os resultados da aplicação dessa metodologia em dois casos de estudo são detalhados.

Palavras-chave: Energia Eólica. Sistema de controle de ângulo de passo da pá. Desempenho.

Abstract

The pitch system controls the angle of rotation of the blades in variable speed wind turbines. Proper functioning of this system is currently a key part for an adequate performance of a wind turbine and the monitoring of this kind of system is a major challenge faced in wind farms. This paper presents a methodology aimed at identifying anomalies in the pitch system and estimating its impact on the future production of the wind turbine, using machine learning mathematical models and SCADA data from the wind turbines. Finally, the results of applying said methodology in two case studies are detailed.

Key-words: Wind energy. Pitch system. Performance.

1 Introdução

As turbinas eólicas de velocidade variável se tornaram o tipo dominante de turbinas instaladas anualmente nos últimos anos e submetê-las a velocidades de vento encontradas em tempestades ou outros eventos climáticos podem exceder o seu limite projetado. Essa condição forçou os projetistas a impedir de alguma forma que isso acontecesse. Uma técnica usada para combater essa condição é o controle do passo da lâmina ou "pitch". O "pitch" de uma turbina eólica descreve o ângulo entre a pá e o plano de rotação. O ângulo da lâmina é regulado não apenas para manter a eficiência da conversão da energia eólica, mas também para proteger as turbinas eólicas de alta velocidade do vento e situações de emergência.

Segundo Wei (2020), as principais falhas de sistemas elétricos de "pitch" tendem a estar relacionadas com seu maior número nos codificadores, enquanto as falhas de motores elétricos são responsáveis pelas paradas de maior duração. Cerca de 22% das falhas no "pitch" são causadas por componentes soltos e cerca de 80% das falhas no escorregamento no anel

são induzidas pela lubrificação indevida causada pelo desgaste. Portanto, o monitoramento das condições do sistema de passo para detecção precoce de falhas para melhorar a confiabilidade das turbinas eólicas pode reduzir o tempo de parada e custos de manutenção.

Nesse contexto, o presente trabalho visa apresentar uma metodologia passível de automatização para monitorar continuamente o sistema de "pitch" de aerogeradores e ainda fornecer dados contundentes para basear tomadas de decisão, tal como o impacto de anomalias na performance futura do ativo.

Para demonstrar a aplicabilidade da metodologia, foram analisados dados de dois aerogeradores. O primeiro caso teve anomalias no sistema de "pitch" que estavam afetando o seu desempenho. Já o segundo caso apresentava anomalias no sistema de medição de velocidade de vento da *nacelle*, o que não causa impactos diretos na produção do aerogerador, mas que pode ser facilmente confundido com o primeiro caso de estudo.

2 Objetivo

O objetivo do presente trabalho é propor uma metodologia de fácil aplicação baseada em dados disponíveis no Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) de aerogeradores para identificar baixo desempenho relacionados ao sistema de "pitch" e estimar o impacto na performance futura desse ativo.

O presente estudo utilizou dados do SCADA de dois aerogeradores que tiveram falhas confirmadas e reparadas “in loco” no sistema de "pitch" ou nos anemómetros de nacele. Os casos de estudo serão descritos de forma mais extensa na seção 3.1. Adicionalmente, a execução do trabalho foi estruturado em etapas que podem ser representadas pelas perguntas específicas abaixo:

- Como identificar anomalias no sistema de "pitch"?
- Como identificar uma anomalia relacionada ao sistema de "pitch"?
- Como estimar o impacto da subperformance do sistema de "pitch" na performance do aerogerador?

3 Revisão de Literatura

A presente seção é dedicada a revisar os pontos teóricos cujo conhecimento é necessário para a compreensão das estratégias e abordagens empregadas para atingir o objetivo do trabalho.

3.1 Processos gaussianos com heteroscedasticidade

Os modelos de processo gaussiano heterocedásticos permitem que um espaço multivariável seja descrito em termos de tendências centrais de relação entre as variáveis e a probabilidade do valor esperado estar próximo dessa tendência central.

Em Virgolino (2020), as seguintes vantagens desse processo em relação a outras técnicas de *machine learning* são elencadas:

- Os comportamento aprendidos não se baseiam em formas pré-definidas

- A abordagem probabilística do modelo reflete as incertezas dos dados de entrada e permite que isso seja traduzido em limites operacionais ao redor da tendência central mais conservadores, diminuindo a chance de falsos positivos.

No contexto de monitoramento do sistema de pitch de aerogeradores, no qual, muitas vezes, as curvas que descrevem o funcionamento desses sistemas não são conhecidas, torna-se interessante utilizar as técnicas de processos gaussianos heteroscedásticos a fim de aprender as tendências centrais, bem como definir limites operacionais correspondentes com um comportamento "saudável" do sistema.

3.2 Redes Neurais Artificiais

Uma Rede Neural Artificial (RNA) é uma estrutura de dados complexa baseada em computação paralela que simula o comportamento biológico de aprendizagem em uma rede neural humana. Recentemente, essas redes têm sido usadas para modelar problemas não-lineares complexos de forma eficaz, reduzindo a necessidade de conhecimento especializado (ZHANG, 2018). Os neurônios são, dessa forma, unidades básicas de processamento interconectados (LIMA *et.al.*, 2016).

Diversas são as arquiteturas das redes neurais artificiais, mas grande maioria se caracterizam por uma camada inicial, onde há entrada de informação (variáveis “input”), por uma ou mais camadas intermediárias em que um processo baseado em aprendizagem supervisionada via algoritmos do tipo “backpropagation” minimizam, em um processo iterativo, um erro de predição (calibrando os pesos de uma função de ativação) e uma camada de saída onde é obtida a resposta da rede (variável “output”). Uma das etapas finais do treino consiste em calibrar uma rede neural já treinada com dados nunca vistos por ela antes. Essa técnica reduz o “overfitting” do modelo e melhora a capacidade de rede em lidar com novos dados.

Uma vez concluída a etapa de validação, uma rede neural é considerada bem calibrada e confiável se o erro entre os valores reais e os valores preditos da variável “output” obtidos pelo modelo em um conjunto pré-selecionado de dados for aceitável, geralmente sendo mensurados pelos EQM (Erro Quadrático Médio), os quais podem ser utilizados para definir os limites de comportamentos considerados saudáveis para a variável monitorada (“output”), estabelecendo limites de operação (“thresholds”).

3.3 Medição experimental de desempenho de aerogeradores

A norma IEC 61400 12-2 propõe um procedimento para verificar o desempenho em termos de geração de energia de um único aerogerador, utilizando os medidores de potência presentes no aerogerador e o anemómetro da nacele e dados densidade do ar, medidos localmente.

A partir dos dados citados, uma curva de potência experimental, para uma determinada densidade, é calculada e a sua produção anual é estimada por meio da aplicação de uma distribuição de vento a esta curva. A qualidade da estimativa dessa produção anual depende do quanto a densidade e a distribuição de vento escolhidas representam as características meteorológicas da localização onde o aerogerador opera. O fluxograma do procedimento pode ser visto na figura abaixo.

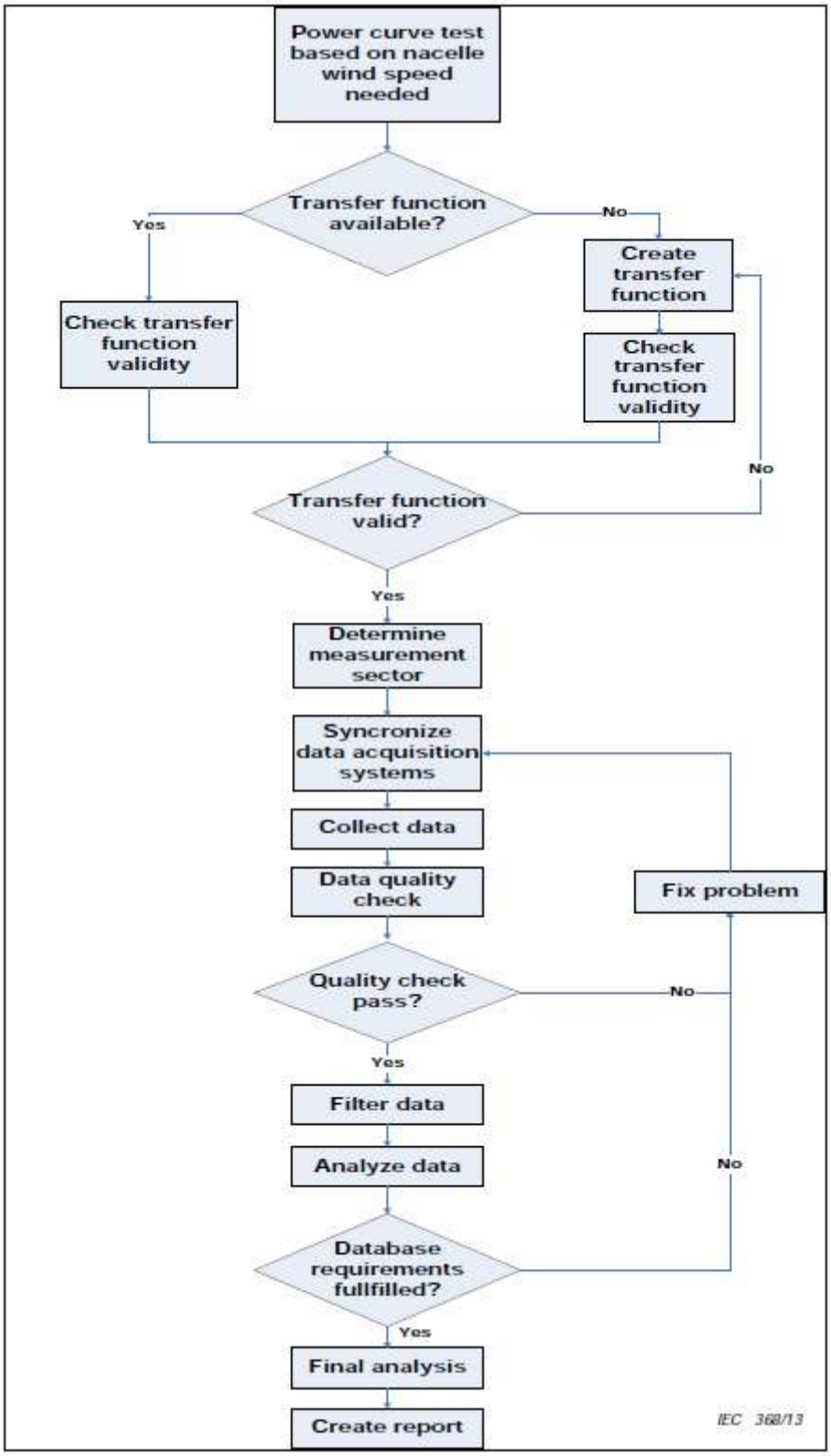


Figura 1 – Fluxograma do procedimento de medição de desempenho de aerogeradores proposto pela IEC 61400 12-2
Fonte: IEC 61400 12-2, 2013

De acordo com essa metodologia, para que os dados do anemômetro de nacele sejam utilizados, eles precisam estar corrigidos pela "Nacelle transfer function", ou NTF, que nada mais é do que uma correção que permite estimar a velocidade do vento à frente do aerogerador a partir das medições de vento da nacele, que são fluxos perturbados pela própria

existência da estrutura do rotor, pás e nacele. Além da correção feita pela NFT, o procedimento também recomenda que a velocidade do vento seja normalizada de acordo com medições de densidade do ar local, uma vez que a densidade do ar também influencia na quantidade de energia que o aerogerador consegue extrair do ambiente.

A IEC 61400 12-2 faz recomendações de filtros a serem utilizados para garantir que os dados utilizados para compor a curva experimental sejam compostos de amostras que reflitam apenas a performance do aerogerador em condição de “full operation”, ou seja, para que não haja a confusão dos efeitos de performance com baixa geração por motivos de indisponibilidade técnica ou operacional. Os filtros recomendados se dedicam a excluir da análise os seguintes casos:

- Velocidade de vento fora das condições operacionais
- Falha de comunicação
- Limitação de potência
- Falha de equipamentos de medição
- Indisponibilidades

4 Metodologia

4.1 Casos de estudo

Dois parques eólicos, instalados no Brasil e compostos por aerogeradores de fabricantes distintos, foram monitorados utilizando uma “pipeline” de análise de performance de ativos. Durante o período de monitoramento, essa “pipeline” identificou dois casos de anomalia nos modelos dedicados ao sistema de pitch, chamados de WTG1 e WTG2, um caso em cada parque eólico. A investigação foi conduzida conforme a metodologia que será apresentada neste trabalho.

A relevância desses casos para o estudo é que, em ambos os casos, houve as confirmações “in loco” das anomalias detectadas pelos modelos de comportamento baseados em dados e, posteriormente, também aconteceram atividades de manutenção a fim de reparar as causas raízes das anomalias.

Em ordem cronológica, a WTG1 teve anomalias no sistema de “pitch” detectadas pela metodologia descrita neste trabalho e recebeu intervenção no sistema de “pitch”. A sua performance nos primeiros 30 dias de comportamento anômalo e 30 dias logo depois da intervenção pôde ser comparada, de acordo com a metodologia deste trabalho, aferindo assim a eficácia da intervenção.

A WTG2 teve anomalias no sistema de medição de vento na nacele identificadas "pitch" detectadas pela metodologia descrita neste trabalho e recebeu intervenção no sistema de "pitch". A sua performance nos primeiros 30 dias de comportamento anômalo e 30 dias logo depois da intervenção pôde ser comparada, de acordo com a metodologia deste trabalho, aferindo assim a eficácia da intervenção.

Os dados necessários, com granularidade de 10 minutos, para desenvolver essa metodologia foram:

- Dados históricos de eventos de indisponibilidade dos aerogeradores
- Dados históricos do SCADA de velocidade e direção do vento medido na nacele, já corrigido pela NTF, e desvio padrão da velocidade do vento de todos os aerogeradores dos complexos
- Dados históricos do SCADA do desvio padrão da velocidade do vento de todos os aerogeradores dos complexos
- Dados históricos do SCADA de potência gerada de todos os aerogeradores dos complexos
- Dados históricos do SCADA do ângulo de “pitch” das pás de todos os aerogeradores dos complexos
- Dados históricos de temperatura ambiente do SCADA dos aerogeradores
- Dados históricos de densidade local obtidos das torres AMA dos complexos

4.2 Comportamento esperado e anomalias no sistema de “pitch”

A partir de uma análise exploratória dos dados de ângulo de “"pitch"” e de velocidades de vento medidas pelo anemômetro de nacele, notou-se que, para velocidades de vento mais baixas, o ângulo de “"pitch"” apresenta pouca variação, enquanto que para altas velocidades, há uma maior variação dos valores. A partir dessa observação, optou-se pelo emprego de processos gaussianos, capazes de lidar com dados que apresentam heterocedasticidade, para aprender o comportamento esperado entre o ângulo de "pitch" das pás e a velocidade do vento.

4.2.1 *Pré Processamento, treinamento e avaliação do modelo*

Para garantir a qualidade dos dados foi utilizado um filtro de sanidade bem como filtros baseados em eventos que eliminam períodos onde as máquinas estavam indisponíveis.

Além disso, para comparar o modelo de "pitch" com o modelo de performance do aerogerador, foi aplicado um filtro de turbulência, conforme as normas da IEC 61400 12-2.

A fim de aumentar a robustez da metodologia proposta à possíveis falhas de sensores, optou-se pela estratégia de desenvolver um modelo generalista, utilizando para treino dados de todos os aerogeradores do mesmo complexo, desde que fossem do mesmo modelo aerogerador. Essa estratégia também permite que essa metodologia seja implementada de forma mais ágil:

- A quantidade de amostras utilizadas para treino será multiplicada pela quantidade de aerogeradores, aproximadamente. Isso diminui a necessidade de um histórico de dados SCADA tão extenso.

- O comportamento aprendido como sendo o esperado poderá ser aplicado para fins de monitoramento a todos os aerogeradores utilizados no treino

Após o treinamento o modelo de "pitch" produz uma zona de confiança delimitada por limites inferiores e superiores, dessa forma pontos fora da zona de confiança são considerados anômalos. Para cada aerogerador é possível gerar alarmes de acordo com o percentual de pontos anômalos em um período de 30 dias.

4.3 Falhas na medição da velocidade de vento pelo anemómetro da nacele

Durante a fase pré-operacional de um complexo eólico, muitos recursos são empregados a fim de estimar a distribuição do recurso eólico e do efeito esteira, ao longo de toda a área destinada ao complexo, a partir de uma ou algumas poucas estações de medições de vento (Brower, 2012).

Em Brower, 2012, vários métodos de extrapolação horizontal utilizados pela indústria são revisados e estes são comparados em termos de suas habilidades de reproduzir os efeitos do relevo e do regime térmico na distribuição do recurso ao longo da área do parque eólico. Quando os modelos de esteira são discutidos e comparados, novamente, as comparações são pautadas em termos de como os modelos conseguem reproduzir os efeitos do terreno na propagação da esteira, considerando as várias direções de vento mais frequentes para o projeto.

Em fase de operação, o obstáculo gerado pela pequena quantidade de pontos de medição não existe, pois cada aerogerador conta com o seu próprio sistema de medição de vento, e o desafio se torna outro: manter esse conjunto de sensores em bom funcionamento a fim de conseguir averiguar a performance do parque eólico de forma confiável.

Uma das técnicas mais empregadas para aumentar a confiabilidade da instrumentação da nacele é utilizar sistemas de medição redundantes no próprio aerogerador. Contudo, apenas se baseando em medições discrepantes em séries temporais, é difícil identificar a correta sem saber qual deveria ser o valor esperado de vento medido.

Para avaliar se um anemômetro está apresentando um comportamento anômalo foi desenvolvida uma rede neural artificial, onde os valores preditos são comparados com os valores medidos de velocidade do vento e por meio de um threshold tomamos a decisão de considerar uma falha no anemômetro.

4.3.1 Seleção de variáveis de entrada e período de treino

A escolha das variáveis de entrada foram baseada nas variáveis de entrada dos modelos de extrapolação horizontal e de esteira, bem como nos efeitos físicos abordados neles:

- Utilização de dados de vento de aerogeradores vizinhos (relação com a distribuição geográfica do recurso)
- Temperatura ambiente (efeitos térmicos)
- Direção do vento (propagação do efeito esteira dependendo da direção do vento)

Além disso, após testes foi adicionado também o desvio padrão da velocidade do vento das turbinas vizinhas, pois essa adição levou a melhores resultados preditivos.

Para o treino do modelo foi escolhido o período de 1 ano de dados, pois a distribuição de recurso eólico tem características sazonais.

4.3.2 Pré Processamento, treinamento e avaliação do modelo

Para garantir a qualidade dos dados foi aplicada uma série de filtros de sanidade, após a aplicação desses filtros foi aplicada uma média horária sobre os dados e os dados foram divididos em conjuntos de treino,teste e validação.

Para evitar o efeito sobreajuste, os pesos do modelo foram escolhidos com base na época de treinamento que obteve o menor valor de função de custo no dado de validação.

Após o treino do modelo foi calculado o erro médio em módulo das predições utilizando o conjunto de teste para avaliar se os erros de predição estavam em patamares aceitáveis.

4.3.3 Cálculo do "threshold" e Alarme

Os valores de threshold são calculados com base nos valores de erro do modelo em um conjunto de teste, gerando dois valores de threshold tanto para erros com valores positivos quanto para erros com valores negativos.

Para calcular os alarmes é feita uma agregação diária utilizando a mediana dos valores de erro de predição do modelo, dessa forma o valor da mediana diária é comparado com o valor do threshold, se os valores da mediana diária do erro estiverem acima do "threshold" superior ou abaixo do "threshold" inferior durante ao menos 4 dias em uma semana de observação é gerado um alarme.

4.4 Como estimar o impacto da anomalia do sistema de "pitch" na performance do aerogerador

De acordo com o objetivo deste trabalho, após a identificação de anomalias no sistema de pitch, é necessário estimar o impacto dessa anomalia na produção futura do ativo, a fim de fornecer dados quantitativos para basear tomadas de decisão.

Para endereçar essa questão, foi implementada uma rotina automatizada que aplica uma versão adaptada do procedimento da IEC 61400 12-2. Essa rotina calcula uma curva de potência considerando os dados válidos, de acordo com as recomendações da IEC 61400 12-2, aquisitados no período dos primeiros 30 dias com anomalia (período anômalo). As principais adaptações são:

- Em caso de não haver dados em um bin de vento, a potência da curva para essa região será obtida da curva contratual
- O maior desvio de yaw tolerado é de 15°
- A turbulência deve estar entre 5% e 30%

Após a obtenção do valor de produção anual (AEP) da curva de potência , esse valor é comparado com o AEP obtido utilizando a curva de potência contratual. A razão entre esses dois valores é um indicador percentual (Índice AEP), que reflete o déficit de geração de energia em relação à curva contratual.

4.5 Metodologia proposta para identificação de anomalias no sistema de "pitch" e impactos na performance do aerogerador

O fluxograma da Figura 2 sintetiza a metodologia baseada em dados proposta para monitoramento contínuo do comportamento do sistema de “pitch” e quantificação do impacto da anomalia na produção futura do aerogerador.

O primeiro passo para a análise trata-se da identificação da anomalia pelo modelo de "pitch". Após essa identificação, é verificado se há anomalia de comportamento indicada pelo modelo de predição da velocidade do vento. Em caso positivo, a hipótese de falha no sistema de pitch é descartada, pois um defeito na velocidade do vento pode ser exatamente a causa do alarme no modelo de sistema de “pitch”.

Caso não haja anomalia no modelo de velocidade do vento, é confirmado que a anomalia está no sistema de “pitch” e, a partir daí, estima-se qual seria o impacto em termos de geração de energia, caso o desempenho, representado pela curva de potência calculada dos primeiros 30 dias de anomalia, se mantenha pelo próximo ano. Esse resultado quantitativo pode ser usado para basear a estratégia de reparo.

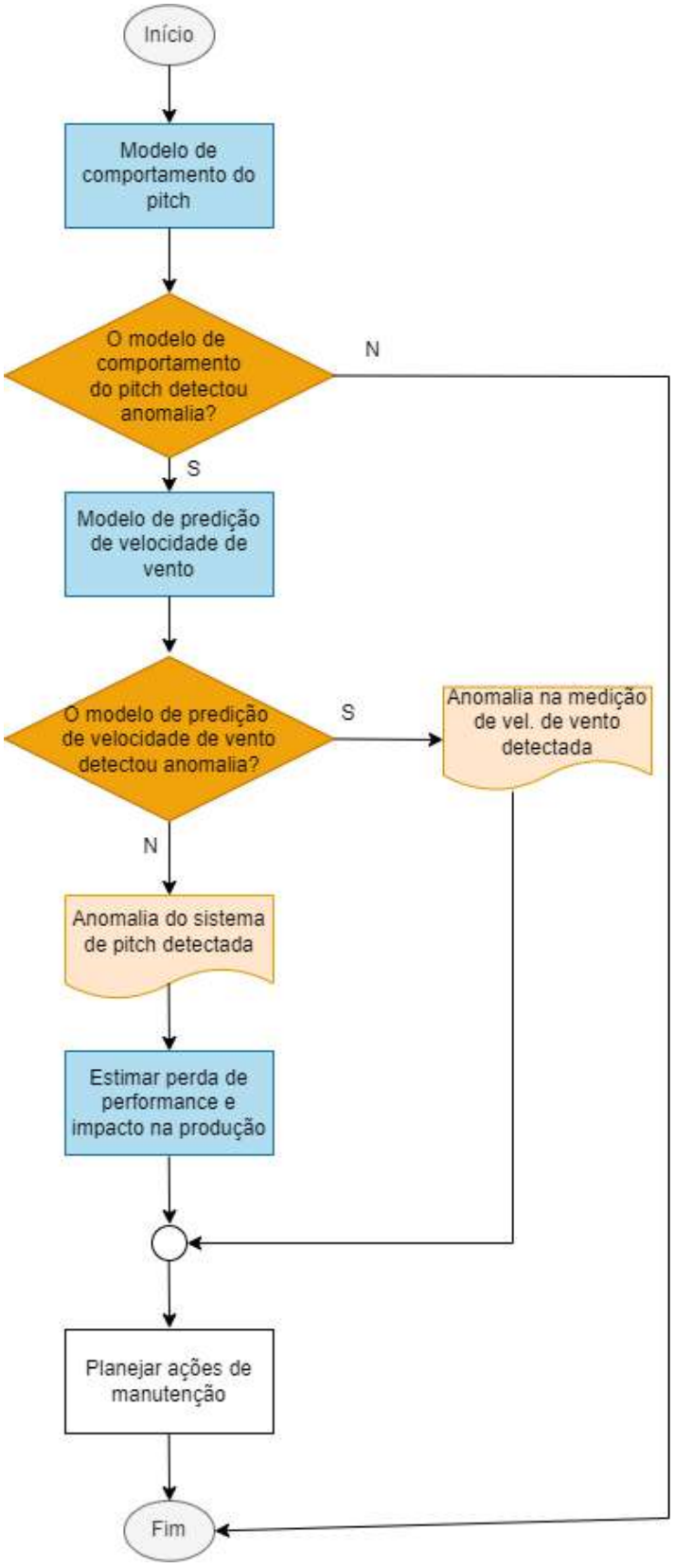


Figura 2 – Fluxograma de metodologia proposta para acompanhamento do comportamento do sistema de "pitch" e seu impacto na produção do aerogerador
Fonte: Os próprios autores, 2022.

5 Resultados

5.1 Caso de estudo do WTG1

5.1.1 Modelo de Pitch do aerogerador WTG1

A figura abaixo mostra um período de 30 dias de dados aplicados ao modelo de pitch. Pode-se notar que a maior parte dos pontos se encontra fora dos limites operacionais aprendidos pelo modelo de processo gaussiano, gerando assim um alarme.

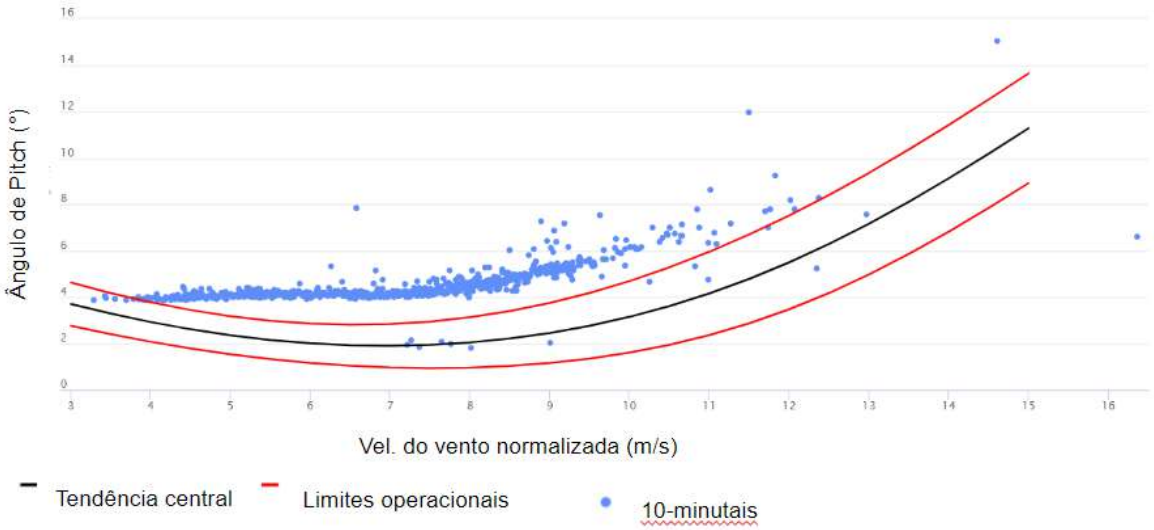


Figura 3 – Modelo de processo gaussiano de pitch aplicado ao WTG1 durante o período de detecção de anomalia
Fonte: Os próprios autores, 2022.

5.1.2 Modelo de anemômetro do aerogerador WTG1

A figura abaixo mostra o erro entre a velocidade de vento medida e a predita pelo modelo, para o mesmo período no qual o acontece o alarme no modelo de pitch. Observa-se que nenhum ponto chega a ultrapassar os limites operacionais mostrados em vermelho, logo não existe alarme de anemômetro durante este período.

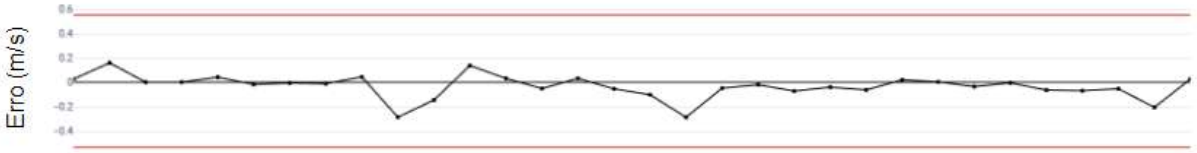


Figura 4 – Modelo de predição de velocidade de vento aplicado ao WTG1 durante o período de detecção de anomalia pelo modelo de processo gaussiano
Fonte: Os próprios autores, 2022.

5.1.3 Resultado da intervenção

Ao aplicar o fluxograma chegamos a conclusão de que esse aerogerador possui um mau funcionamento relacionado ao sistema de “pitch”.

O problema foi reportado para as equipes responsáveis pela manutenção, que por sua vez detectou mal funcionamento nos atuadores do sistema de “pitch” e desatualização de “software” no WTG1. Após a correção do problema a quantidade de pontos anômalos diminuiu drasticamente de forma a não gerar mais alarmes após a intervenção, abaixo podemos observar o modelo de “pitch” 30 dias após a intervenção.

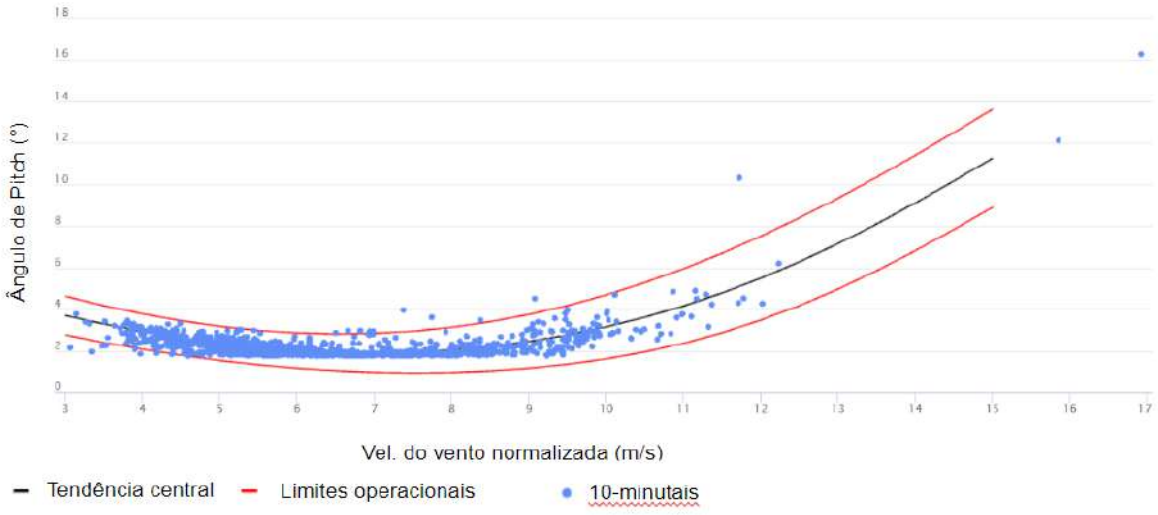


Figura 5 – Modelo de processo gaussiano de pitch aplicado ao WTG1 após a intervenção que reparou o sistema de “pitch”
Fonte: Os próprios autores, 2022.

Podemos observar por meio das figuras abaixo que a curva de potência do aerogerador ficou mais próxima da curva contratual.

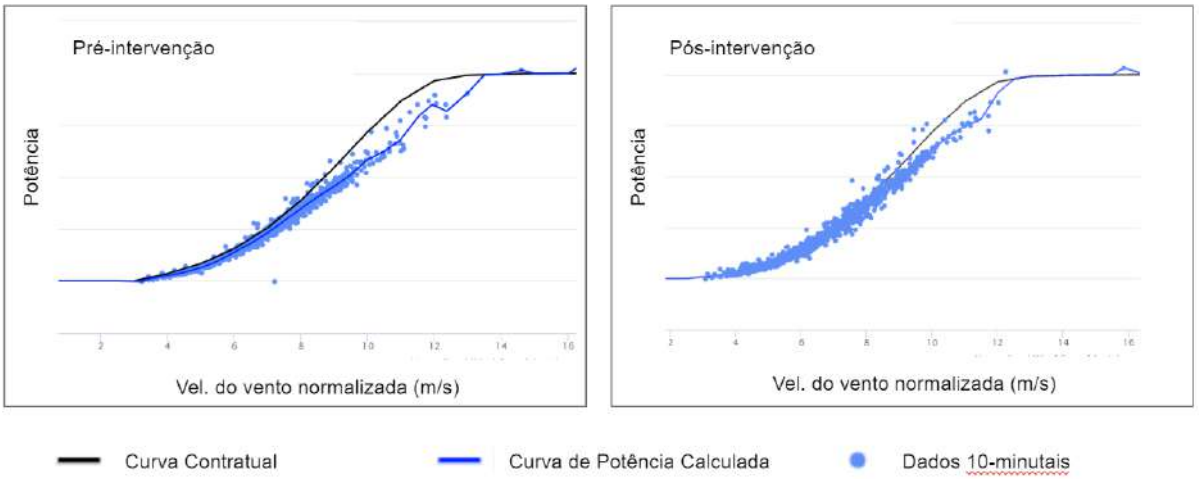


Figura 6 – Curvas de potência do WTG1 pré e pós intervenção intervenção que reparou o sistema de “pitch”
Fonte: Os próprios autores, 2022.

O índice AEP teve uma melhoria de 5,47 %, ou seja, se considerarmos a geração anual essa melhoria equivale a 5,47% do AEP da curva contratual. Considerando que perdas de natureza elétrica e perdas por indisponibilidade sejam de aproximadamente 10% podemos fazer uma estimativa da quantidade de energia frustrada anual, que equivale a, aproximadamente, 329,7 MWh.

5.2 Caso de estudo do WTG2

5.2.1 Modelo de Pitch do aerogerador WTG2

A figura abaixo mostra um período de 30 dias de dados aplicados ao modelo de pitch. Pode-se notar que parte dos ponto se encontram acima do limite operacional superior aprendido pelo modelo de processo gaussiano, gerando assim um alarme.

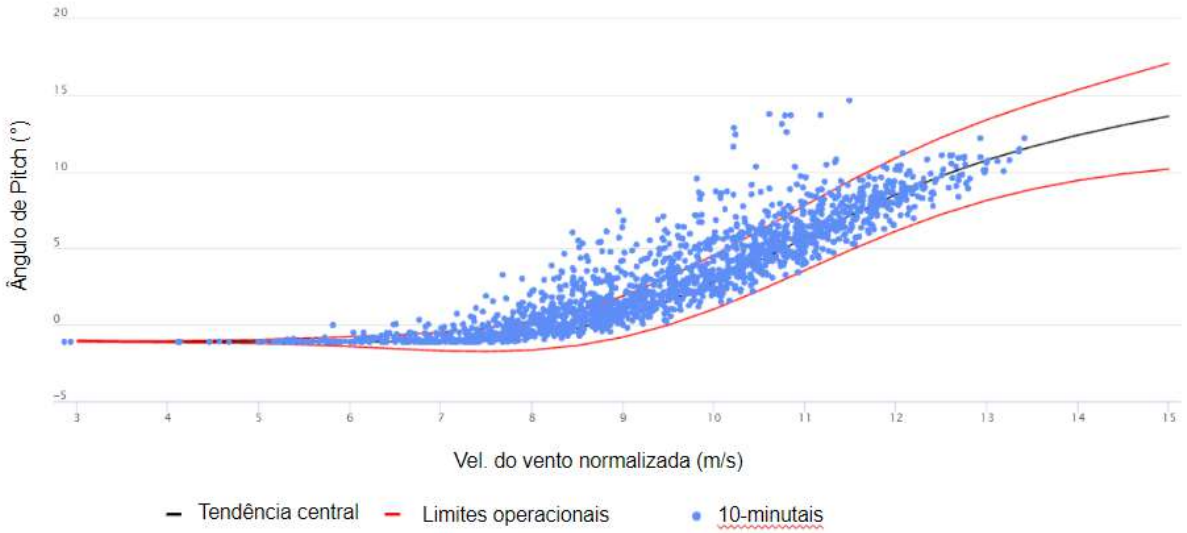


Figura 7 – Modelo de processo gaussiano de pitch aplicado ao WTG2 durante o período de detecção de anomalia
Fonte: Os próprios autores, 2022.

5.2.2 Modelo de anemômetro do aerogerador WTG2

A figura abaixo mostra o erro entre a velocidade de vento medida e a predita pelo modelo, para o mesmo período no qual o acontece o alarme no modelo de pitch. Observa-se que existem mais de 4 pontos abaixo do limite operacional inferior durante o período de uma semana, logo existe alarme de anemômetro durante este período.

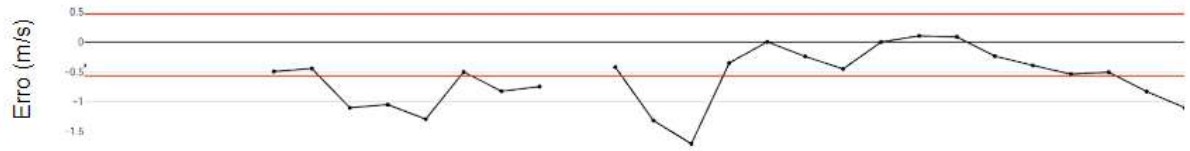


Figura 8 – Modelo de predição de velocidade de vento aplicado ao WTG2 durante o período de detecção de anomalia pelo modelo de processo gaussiano
Fonte: Os próprios autores, 2022.

5.2.3 Resultado da intervenção

Ao aplicar o fluxograma chegamos a conclusão de que esse aerogerador possui um mau funcionamento relacionado ao sistema de medição de velocidade de vento. Não espera-se que essa anomalia afete diretamente a capacidade do ativo de gerar energia.

O problema foi reportado para as equipes responsáveis pela manutenção, e, após a intervenção, a quantidade de pontos anômalos no modelo de pitch diminuiu drasticamente. Abaixo podemos observar o modelo de "pitch" 30 dias após a intervenção. A mudança também pôde ser percebida nas curvas de potência.

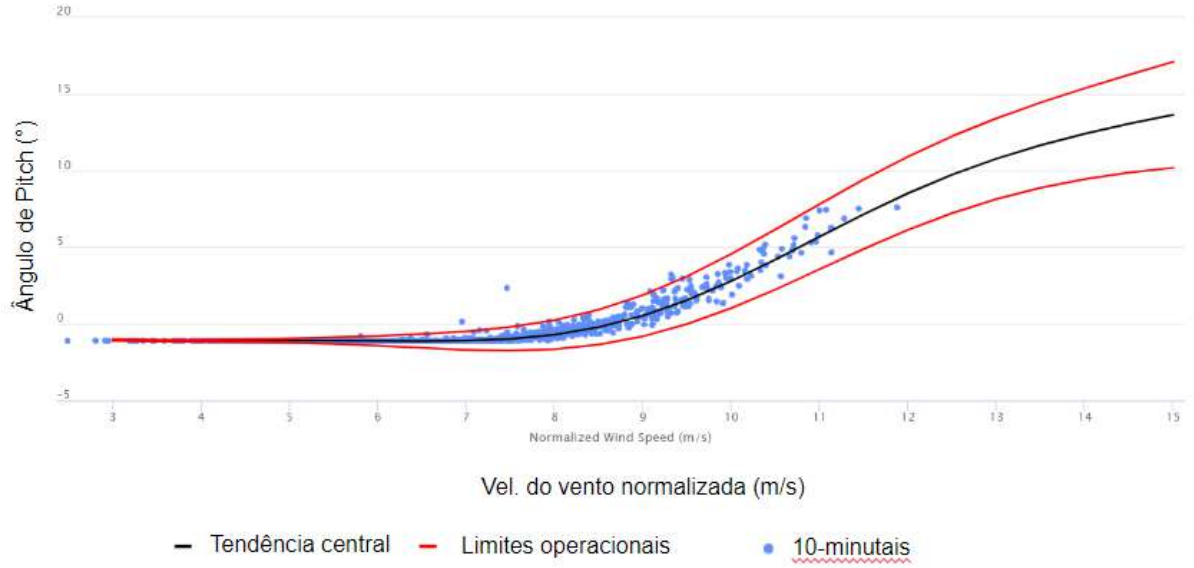


Figura 9 – Modelo de processo gaussiano de pitch aplicado ao WTG2 após a intervenção que reparou o sistema de medição de vento da nacele
Fonte: Os próprios autores, 2022.

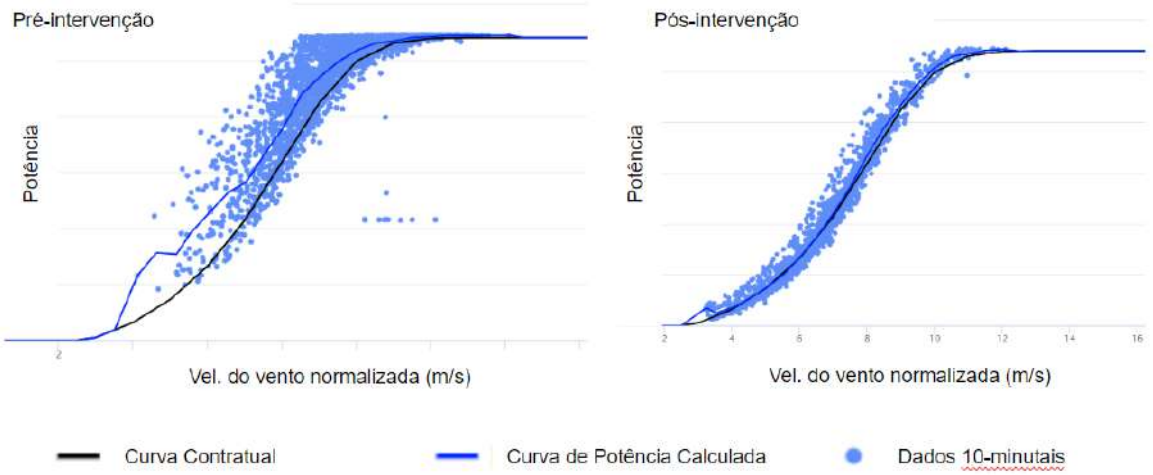


Figura 10 – Curvas de potência do WTG2 pré e pós intervenção intervenção que reparou o sistema de "pitch"
Fonte: Os próprios autores, 2022.

6 Conclusões

Os resultados do estudo indicam que o "pipeline" de análise de performance de ativos se mostrou eficaz nas funções de monitorar o comportamento dos sistemas de "pitch" de aerogeradores de dois parques eólicos distintos e de distinguir anomalias que impactam ou não a produção de energia do ativo.

Para o caso do estudo do WTG1, foi possível auxiliar as equipes responsáveis pela manutenção atuassem no sistema de pitch evitando uma perda de geração estimada em 329,7 MWh durante o ano seguinte.

Além da eficácia, destaca-se a flexibilidade da metodologia, uma vez que ele pode ser empregado em diferentes modelos de aerogeradores e diferentes modos de falha do sistema de pitch; Por fim, espera-se que a metodologia tenha a capacidade de lidar com vários tipos de modos de falha do sistema de "pitch", uma vez que é a dinâmica em si do sistema que é analisada pelo modelo de processos gaussianos.

Bibliografia Consultada

BROWER, Michael. **Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project**. John Wiley & Sons, 2012.

IEC – INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMISSION. **IEC 61400-12-1:** Power Performance measurements of electricity producing wind turbines, Edition 1.0, Switzerland, 2005, 101p.

IEC – International Electrotechnical Comission. **IEC 61400-12-2:** Design requirements for small wind turbines - revision 2, Edition 1.0, Switzerland, 2006.

LIMA, M. A.; FERREIRA, G. G.; OLIVEIRA, L. L. C.; DINIZ, R. F. S.; FERREIRA, C. B. Uso de Redes Neurais Artificiais (RNA) do tipo Multilayer Perceptrons (MLP) modificado com processamento estatístico em paralelo para estudo do problema de classificação da origem de vinho tinto. **Revista Brasileira de Agropecuária Sustentável**, [S. l.], v. 6, n. 2, 2016.

VIRGOLINO, Gustavo Carvalho de Melo. **Modelagem da curva de potência de turbinas eólicas com processos gaussianos**. 2020.

ZHANG, Z. Automatic Fault Prediction of Wind Turbine Main Bearing Based on SCADA Data and Artificial Neural Network. **Open Journal Of Applied Sciences**, [S.L.], v. 08, n. 06, p. 211-225, 2018.

Aumento de Performance por Monitoramento e Identificação de Paradas Indevidas Associadas a Wind Sector Management

Breno Carvalho, Raphael Costa, Henrique Diógenes, Paulo Arthur

Engenharia de Desempenho e Confiabilidade - O&M

Casa dos Ventos

Av. Desembargador Moreira, 1300, SC-1501 - Fortaleza | CE

breno.carvalho@casadosventos.com.br, raphael.costa@casadosventos.com.br,

henrique.diogenes@casadosventos.com.br, paulo.arthur@casadosventos.com.br

ABSTRACT

In the development of a wind project, the Wind Sector Management (WSM) is a control modality that allows to reduce the mechanical loads suffered by the wind turbines through the stop of some turbines in specific nacelle direction sectors due to the effect of the wake caused by neighbors wind turbines. At the beginning of the operation, however, it may occur a misconfiguration of the parameters of such control or an incorrect configuration of the north offset of a wind farm, which affects wind direction measurement, causing undue downtimes due to WSM. This article proposes an approach to identifying undue stops caused by Wind Sector Management. The study consists in the elaboration of an automatic alarm from the use of aggregated data in 10 minutes (minimum, average and maximum) of wind direction, nacelle position and wind direction sectors, previously defined, per wind turbine, in the development phase of each project. This approach is applied to Casa dos Ventos' wind farms, assisting at identifying Wind Sector Management misconfigurations and thus allowing an in-time identification of such inconsistencies, therefore avoiding medium and long term losses of power generation.

Palavras-chave: Wind Turbines, Sectors of Direction, Turbulence, Flow, Wind Sector Management, Losses of Power Generation.

RESUMO

No desenvolvimento de um projeto eólico, o Gerenciamento de Setor de Vento (do inglês *Wind Sector Management*, ou *WSM*) é uma modalidade de controle que permite reduzir as cargas mecânicas sofridas pelos aerogeradores através da parada de algumas turbinas em determinados setores de direção de nacele, por conta do efeito esteira gerado pelas turbinas vizinhas. No início da operação, todavia, pode ocorrer a configuração errada dos parâmetros de tal controle ou a calibração errada do Norte Verdadeiro de um parque, o que afeta as medições de direção do vento, causando paradas indevidas por *WSM*. Esse artigo propõe uma abordagem para identificação de paradas indevidas causadas por Gerenciamento de Setor de Vento. O estudo consiste na elaboração de um modelo de alarme automatizado a partir da utilização de dados agregados em 10 minutos (mínimos, médias e máximos) de direção de vento, posição de nacele e de informações dos setores de direção de vento, por aerogerador, previamente definidos na fase de desenvolvimento de cada projeto. Essa abordagem é aplicada aos complexos eólicos da Casa dos Ventos, auxiliando na identificação, ainda em início de operação, de configurações errôneas de Gerenciamento de Setores de Vento e, assim, permitindo a identificação, em tempo hábil, de tais inconsistências e evitando consideráveis perdas de geração de energia a médio e longo prazos.

Palavras-chave: Aerogeradores, Setores de Direção, Turbulência, Escoamento, Gerenciamento de Setor de Vento, Perdas de Geração de Energia.

1 INTRODUÇÃO

Damos o nome de ‘efeito esteira’ ao vento que fica turbulento ao passar por uma turbina eólica e incide em uma turbina vizinha. Tal efeito afeta a carga mecânica sofrida pela turbina que o recebe, de modo que esta pode sofrer danos em sua estrutura [1], [2], [3], [4].

A integridade estrutural dos aerogeradores é calculada de acordo com a IEC 61400-1 [5], e estes devem ser projetados para suportar todas as cargas mecânicas durante todo o período de operação, que é usualmente de 20 anos.

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

Para prevenir tais danos estruturais e atender os requisitos de integridade estrutural durante toda a operação, alguns parques eólicos (especialmente os que têm menor espaçamento entre turbinas) possuem um algoritmo de controle chamado de *Wind Sector Management* (*WSM*), que consiste na parada de alguns aerogeradores em função da direção da nacele e da velocidade do vento incidente [6], [7], [8], [9].

Os parâmetros de direção e velocidade do vento de parada das turbinas são determinados em função do layout do parque, de modo que alguns aerogeradores são selecionados para parada, visando à diminuição do efeito esteira no parque eólico e, consequentemente, da turbulência e das cargas mecânicas nos

aerogeradores. A região e a velocidade de parada são aquelas que minimizam os danos estruturais do parque eólico e causam o menor impacto possível na geração.

As variáveis utilizadas pelo *WSM* são aquelas medidas pelos sensores de direção e velocidade de cada aerogerador, que por sua vez devem estar bem calibrados e configurados para que as paradas sejam realmente eficazes em minimizar as cargas mecânicas das turbinas e não perder energia desnecessariamente com paradas indevidas.

A aferição correta do norte verdadeiro, para calibração do sensor de posição da nacele, é um fator determinante para o correto funcionamento do *WSM*. A aferição incorreta pode ocasionar diversas paradas indevidas dos aerogeradores, que se não identificadas rapidamente podem ocasionar em perdas de energia que, normalmente, não são contabilizadas nos contratos de disponibilidade com o fabricante dos aerogeradores. Os parâmetros de ângulo de início e ângulo de fim dos setores de parada também devem ser corretamente configurados nos aerogeradores. Além disso, a atualização de software ou as manutenções preventivas que afetam os parâmetros configurados também podem fazer com que o *WSM* não funcione corretamente.

No presente trabalho, é apresentada uma metodologia para identificação de paradas indevidas por *WSM*, permitindo que parâmetros mal configurados sejam identificados de forma automática a fim de que possam ser rapidamente corrigidos de modo a minimizar perdas de geração. Tal metodologia é apresentada na seção seguinte.

A fim de mostrar a relevância da identificação de paradas e perdas indevidas por tal fenômeno, realizou-se um estudo da estimativa de perdas evitadas ao longo de um ano em um complexo eólico.

Um levantamento considerando tanto as perdas indevidas de geração quanto uma estimativa de perdas evitadas ao longo de um ano foi realizado para o parque eólico em questão - com 120 aerogeradores -, de modo a destacar a importância de um acompanhamento detalhado do funcionamento do *WSM*.

2 METODOLOGIA

Pode-se dizer que um dos maiores objetivos na operação de um parque eólico é a obtenção da geração igual ao seu respectivo potencial, ou seja, na obtenção da maior disponibilidade energética possível. Em contratos de operação baseados em disponibilidade energética, são definidos conceitos sobre período disponível, período indisponível, período disponível assumido e período excluído. Os períodos excluídos não entram na contabilização da disponibilidade energética. A ferramenta desenvolvida neste trabalho visa identificar eventos de parada por *WSM*, que são indevidamente classificados como período excluído, mas deveriam ser classificados como período indisponível.

Para o presente trabalho, podem ser consideradas as seguintes etapas referentes à metodologia propriamente dita: coleta e tratamento de dados brutos, desenvolvimento da ferramenta de análise propriamente dito e orquestramento automatizado.

2.1 Coletas e Tratamento de Dados Brutos

Através do sistema de *Supervisory Control and Data Acquisition* (*SCADA)* de um complexo eólico, é possível obter as informações dos aerogeradores em alta frequência. Desse modo, como etapa inicial do presente trabalho, realizou-se a coleta das médias de posição de nacele e de direção de vento agregadas em cada período de 10 minutos. Além disso, foram coletados também os mínimos e os máximos de ambas as variáveis nos respectivos períodos de tempo considerados, uma vez que, dentro de determinado intervalo, alguma anomalia de fluxo atmosférico pode ocasionar grandes variações de direção e velocidade de escoamento.

Além das variáveis de posição propriamente ditas, foram coletadas também as informações de alarmes de cada aerogerador, de modo a auxiliar na identificação de paradas de máquinas e respectiva classificação padronizada *IEC* (*International Electrotechnical Commission*), presente na norma IEC 61400-26-2.

Por fim, foram coletadas as informações de projeto referentes aos setores em que os aerogeradores devem parar a operação caso localizem-se momentaneamente sobre os mesmos. Vale lembrar que tais setores são previamente definidos durante a fase de desenvolvimento dos respectivos projetos, a fim de evitar sobrecargas estruturais nas máquinas e efeitos adversos que impactam a geração de energia devido ao ocasionamento de turbulência no escoamento após a interação entre o fluxo atmosférico e os respectivos aerogeradores.

2.2 Desenvolvimento da Ferramenta de Análise

Em um aerogerador, existem alarmes específicos que ocasionam a parada da máquina devido a fenômenos ditos de natureza ambiental, dentre os quais entram as interrupções por *Wind Sector Management*. Esses eventos não são considerados como períodos indisponíveis na operação - mas sim como períodos excluídos - e, por isso, isentam os operadores de responsabilidade sobre eventuais perdas energéticas.

Para o desenvolvimento do alarme em análise, foi escrito um código em linguagem *Python*, utilizando como auxílio as bibliotecas *Pandas* - para tratamento e análise de dados - e *Matplotlib* - para geração de gráficos personalizados. A ideia consistiu na geração de um gráfico polar cujo raio representa a evolução temporal ao longo de um período qualquer de análise e cujo ângulo, a variável de direção da nacele ou do vento propriamente dito - podendo ser qualquer uma das três agregações utilizadas - mínimo, média ou máximo. Além disso, caso o aerogerador possua algum setor de Gerenciamento de Setor de Vento, este também deverá ser representado no gráfico a ser gerado em questão através de um setor circular cujos limites são aqueles previamente definidos na fase de desenvolvimento do projeto. Por fim, são apresentados também os pontos de parada por *WSM* classificados como devidos ou indevidos de acordo com os critérios escolhidos.

A Figura 2 representa o modelo de gráfico polar escolhido para desenvolvimento da ferramenta de identificação de inconsistências de paradas por

Gerenciamento de Setor de Vento, onde a área em cinza representa o setor de direção da Nacele em que a turbina deve ser retirada de operação.

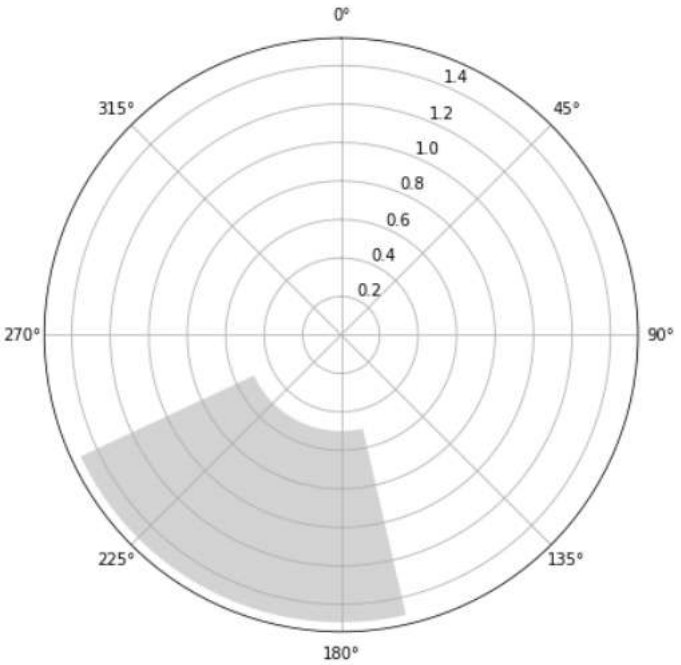


Figura 2 - Representação esquemática do gráfico polar responsável pela identificação de paradas indevidas por *WSM*.

2.3 Orquestramento Automatizado

Criada a ferramenta de identificação de paradas indevidas por *WSM*, a análise deve ser realizada de forma automática. A análise automática é obtida após a criação de uma *Application Programming Interface* (*API*) em *Flask* e a utilização da estrutura fornecida pela plataforma *Google Cloud Platform* (*GCP*) por meio das aplicações *container registry*, *cloud run* e *composer*.

A Figura 3 representa o fluxo das informações e as ferramentas pelas quais elas são submetidas para que o alarme seja devidamente automatizado, iniciando na coleta dos dados brutos e finalizando na programação da ferramenta de orquestração propriamente dita.

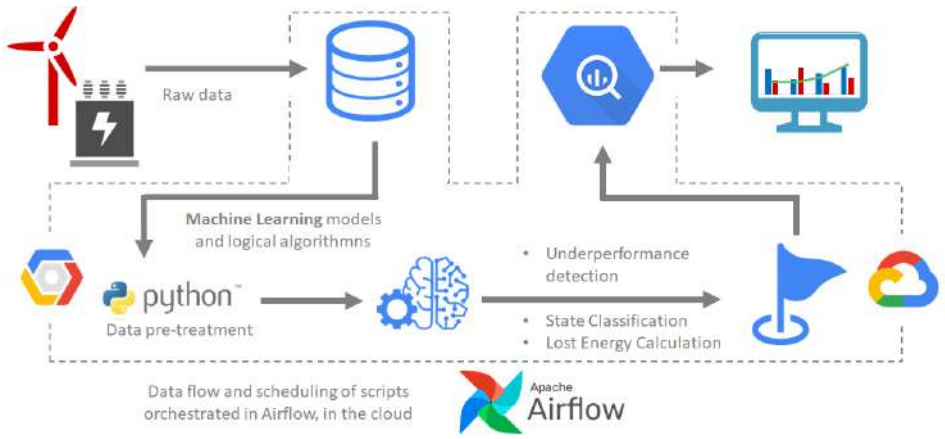


Figura 3 - Representação esquemática do fluxo de dados desde a coleta dos dados brutos até a configuração da ferramenta de orquestração.

3 RESULTADOS

3.1 Casos Práticos

Com a lógica de identificação devidamente em produção, tornou-se possível a detecção de inúmeros casos de paradas indevidas por WSM, principalmente durante o período de comissionamento do projeto. Evitar uma parada indevida por Gerenciamento de Setor de Vento é de grande importância na administração de um projeto de eólico, porquanto, além de evitar perdas consideráveis de geração, não permite que eventuais perdas não sejam responsabilizadas pelos respectivos agentes. Nesse tópico, mostrar-se-ão três casos de identificação de paradas indevidas por WSM: o primeiro relativo a um aerogerador que apresenta setores de restrição aproximadamente diametralmente opostos, o segundo referente a um aerogerador com apenas um setor de restrição e o terceiro relativo a um aerogerador sem setores de restrição.

3.1.1 Duplo Setor de Restrição

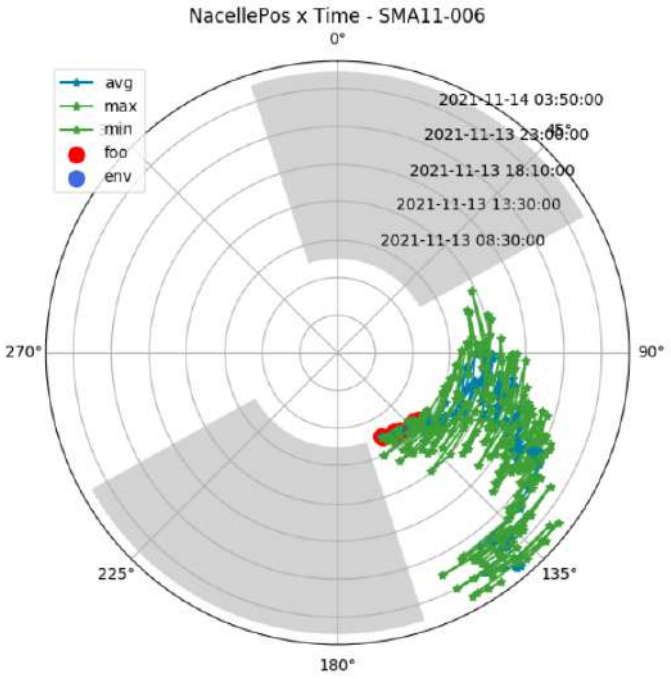


Figura 4 - Representação esquemática da evolução temporal da posição da nacele de um aerogerador que possui dois setores de wind sector management ao longo de 24 horas.

A Figura 4 representa um caso em que um aerogerador possui dois setores de vento proibidos, representados pelos setores circulares em cinza. A variação do raio do círculo representa os valores de direção da nacele ao longo do tempo, sendo a curva azul referente à média de direção da nacele, e as curvas verdes referentes aos respectivos máximos e mínimos.

Próximo aos menores raios, observa-se alguns pontos denotados com um círculo vermelho, classificados como paradas indevidas. Um ponto é assim classificado quando, para aquele tempo específico, o aerogerador apresenta uma parada alegando estar dentro do setor de restrição, mas nenhuma das agregações em 10 minutos - mínimo, média ou máximo - da variável em análise, nesse caso a direção da nacele, apresenta interseção com algum dos respectivos setores.

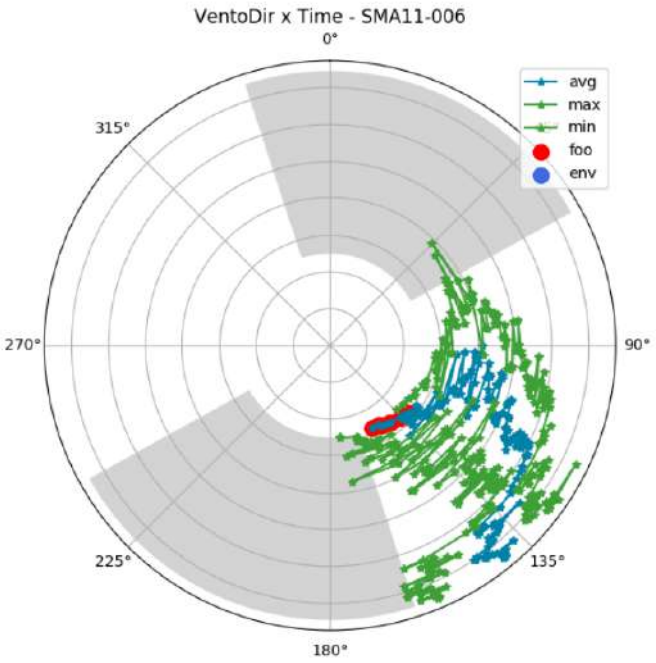


Figura 5 - Representação esquemática da evolução temporal da direção de vento de um aerogerador que possui dois setores de wind sector management ao longo de 24 horas.

A Figura 5, por sua vez, representa a evolução temporal da variável de direção de vento referente ao mesmo aerogerador da Figura 4 e ao mesmo período de tempo considerado.

Vale notar que a variação da direção de vento é menos comportada do que a da posição da nacele e serve como alternativa em casos de não-obtenção desta.

3.1.2 Setor Único de Restrição

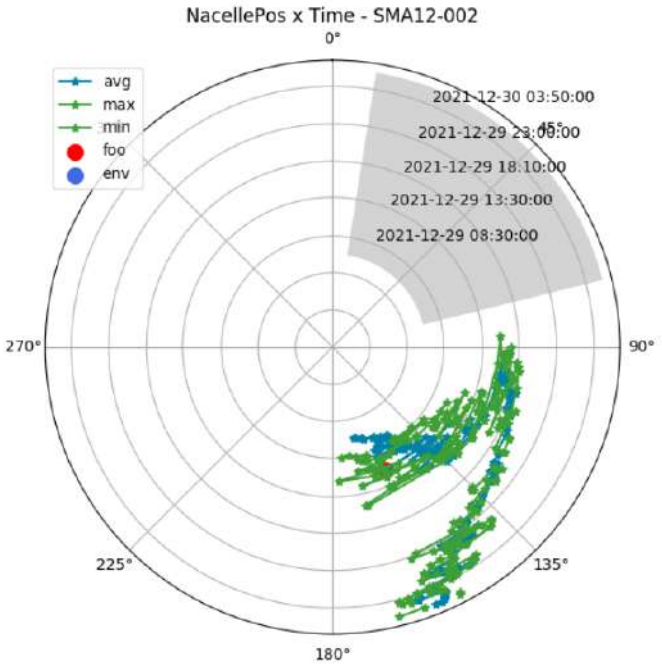


Figura 6 - Representação esquemática da evolução temporal da posição da nacele de um aerogerador que possui um único setor de wind sector management ao longo de 24 horas.

A Figura 6 representa um caso em que um aerogerador possui um único setor de vento proibido, representado pelo setor circular em cinza.

3.1.3 Inexistência de Setor de Restrição

A Figura 7, por sua vez, representa um caso em que um aerogerador não possui setor de vento proibido.

Uma vez identificada algum tipo de parada indevida por WSM, as tratativas imediatas são checagem dos parâmetros propriamente ditos do respectivo sistema de controle e recalibragem dos sensores de *north offset* do aerogerador.

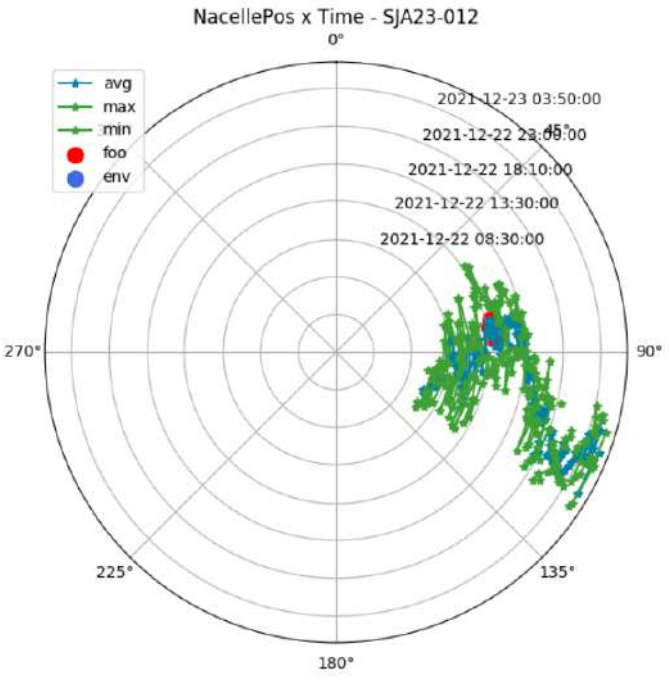


Figura 7 - Representação esquemática da evolução temporal da posição da nacele de um aerogerador que não possui setores de wind sector management ao longo de 24 horas.

3.2 Perda de Energia Evitada

A Figura 8 apresenta a perda de energia percentual (indisponibilidade) por *WSM* em função da semana de operação de cada aerogerador em um complexo eólico. A curva laranja contém a perda percentual total por *WSM* em cada semana, e a curva azul, por sua vez, contém a indisponibilidade por paradas indevidas.

Dessa forma, pode-se observar que, na primeira semana de operação de cada aerogerador, houve uma perda total de 1,4% de energia por conta de paradas por *WSM*, sendo 0,8% referente a paradas indevidas. Ou seja, 57,14% da energia perdida nesta semana foi por conta de paradas indevidas.

Com o uso da ferramenta apresentada neste trabalho, é possível verificar que, a partir da segunda semana de operação de cada aerogerador, esse valor é substancialmente reduzido.

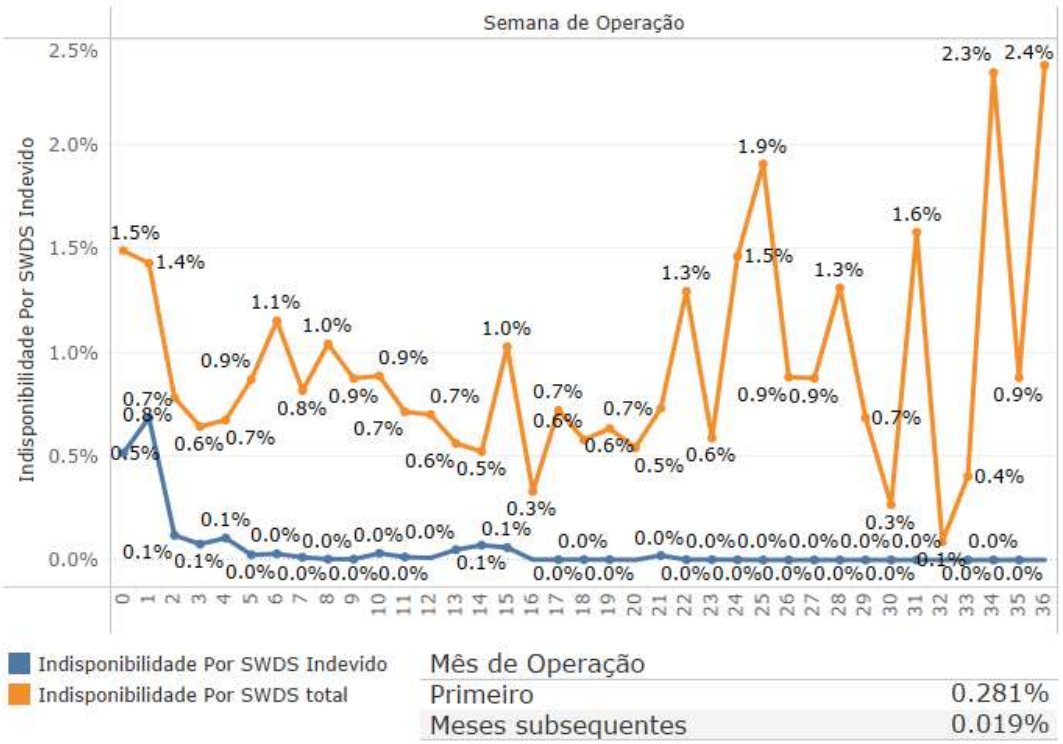


Figura 8 - Comparação da indisponibilidade por paradas indevidas pelos controles de *Wind Sector Management* ao longo dos primeiros meses de operação do parque eólico em análise.

No primeiro mês de operação, a indisponibilidade média de perda de energia por aerogerador é de 0,281%, e nos meses subsequentes, por conta utilização da ferramenta, essa indisponibilidade é reduzida para 0,019%. Ou seja, uma redução de mais de 90%.

4 CONCLUSÃO

A fim de evitar cargas excessivas na estrutura dos aerogeradores devido ao efeito esteira - fenômeno de escoamento turbulento após a interação entre o fluxo atmosférico e a máquina -, é comum a existência de um sistema de controle de Gerenciamento de Setor de Vento (do inglês *Wind Sector Management*, ou *WSM*) para paradas de máquina em determinadas posições de nacele.

Uma problemática associada a esse controle, todavia, acontece devido à configuração incorreta dos parâmetros propriamente ditos de controle ou devido a um desalinhamento dos sensores de posição da máquina, o que ocasiona paradas indevidas e, consequentemente, perdas de geração.

Nesse trabalho, desenvolveu-se um alarme automatizado que identifica paradas indevidas por Gerenciamento de Setor de Vento, de modo a reduzir as quantidades financeiras associadas. O desenvolvimento aconteceu mediante utilização de linguagem de programação *Python* e estrutura em *cloud*, mostrando-se de grande eficiência ao reduzir em mais de 90% a quantidade de energia perdida pelos aerogeradores por *WSM* em cada mês, ao longo do tempo, quando comparado ao primeiro mês de operação dos aerogeradores.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Harrison, M., Bossanyi, E., Ruisi, R., Skeen, N. (2020). An initial study into the potential of wind farm control to reduce fatigue loads and extend asset life. Journal of Physics: Conference Series, The Science of Making Torque from Wind (TORQUE 2020).

[2] Seiler, P., Hoyt, J. (2020). Wind Farm Wake-Steering Exploration During Grid Curtailment. American Control Conference.

[3] Thomsen, K., Sorensen, P. (1999). Fatigue loads for wind turbines operating in wakes. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics.

[4] Bleeg, J., Purcell, M., Ruisi, R., Traiger, E. (2018). Wind Farm Blockage and the Consequences of Neglecting Its Impact on Energy Production. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, MPDI.

[5] IEC 61400-1:2008, Wind Turbines, Part 1: Design Requirements, Assessment of a wind turbine for site-specific conditions, Assessment of structural integrity by load calculations with reference to site specific conditions.

[6] Bossanyi, E., Jorge, T. (2016). Optimisation of wind plant sector management for energy and loads. European Control Conference, ECC.

[7] Spruce, C.J. (1993). Simulation and Control for Wind Farms. University of Oxford.

[8] Annoni, J., Seiler, P., Johnson, K., Fleming, P. (2014). Evaluating wake models for wind farm control. American Control Conference, ACC.

[9] Boersma, S., Doekemeijer, B., Gebraad, P., Fleming, P., Annoni, J., Scholbrock, A., Frederik, J., van Wingerden, J. (2017). Tutorial on control-oriented modeling and control of wind farms. American Control Conference, ACC.

BIOGRAFIAS

Breno Torres Carvalho - Natural de Fortaleza/CE e nascido em 17 de março de 1996, formou-se em Engenharia Mecânica-Aeronáutica pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA) em 2020. Há um ano no setor, acumula experiência em O&M e atua como Engenheiro de Desempenho e Confiabilidade de aerogeradores 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) e mestrado em Engenharia Elétrica na UFC (2022), na área de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência. Há dez 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.

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 seis 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.

Paulo Arthur Costa de Freitas - Natural de Fortaleza-CE e nascido em 6 de julho de 1991, formou-se em Engenharia Mecânica-Aeronáutica pelo ITA (2015). Possui mestrado em Engenharia Aeronáutica e Mecânica pelo ITA (2022), na área de Projeto Aeronáutico, Estruturas e Sistemas Aeroespaciais. Há 10 meses no setor,

acumula experiência em O&M, como Engenheiro de Forecasting na Casa dos Ventos.

DIAGNOSTICO AUTOMATICO DE FALHAS EM ROLAMENTOS DE ELEMENTOS ROLANTES USANDO CANCELAMENTO DE RUÍDO AUTO ADAPTATIVO E *DEEP LEARNING*

Emerson L. do Nascimento[1], Marcos H. N. Nishioka[1],
Tiago Kaoru M.[1], Rafael R. Matos.[1], Yuri Crotti[1], Vitor Pohlenz[1]

ABSTRACT

This work presents a methodology for automatic fault diagnosis in rolling element bearings from vibration signals, mixing knowledge-base and data-driven techniques. In this methodology, it is proposed the use of angular resampling, self-adaptive noise cancellation and classification through a convolutional network named Inception Time. To validate the proposed methodology, the database of vibration signals in rolling element bearing failures called MAFAULDA was used. The proposed methodology was able to detect the true condition of the bearings with 99.5% accuracy, in addition to being able to deal with the presence of fluctuations in the shaft frequency and strong contaminating signals from shafts and gears.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para diagnostico automático de falhas em rolamentos de elementos rolantes através de sinais de vibração, mesclando técnicas de abordagem baseadas no conhecimento do domínio e orientadas a dados. Nessa metodologia é proposta o uso da reamostragem angular, cancelamento de ruido adaptativo e classificação usando uma rede convolucional denominada Inception Time. Para validar a metodologia proposta, foi usada uma base de dados de sinais de vibração de rolamentos de elementos rolantes com falhas denominada MAFAULDA. A metodologia proposta foi capaz de detectar a verdadeira condição dos rolamentos com 99.5% de acurácia, mesmo na presença de flutuações da frequência do eixo e fortes sinais contaminantes provenientes de eixos e engrenagens.

Palavras-chave: diagnostico automático, manutenção preditiva, vibração, rolamento, deep learning, rede neural convolucional.

[1] AQTech Power Prognostics

1 INTRODUÇÃO

Turbinas eólicas (TEs) são submetidas a condições ambientais extremas levando a diversos tipos de defeitos e paradas inesperadas de produção. Levando em conta também as dificuldades no planejamento da manutenção preventiva, as TEs geralmente falham antes de sua vida útil de projeto (KELLER, Jon et al., 2016). Segundo (KELLER, Jon et al, 2016) e (CHEN, Jinglong et al, 2016), os danos em TEs são dominados por falhas em engrenagens e rolamentos da *gearbox*.

A *gearbox* é um variador mecânico de velocidade que ajusta a velocidade entre o rotor e o gerador, e é composta principalmente por engrenagens e mancais de rolamentos. Os trabalhos (CHEN, Jinglong et al, 2016) e (SHENG, Shuangwen, 2016) mostraram através de uma investigação estatística, que as falhas de rolamentos representam 64% de todas as falhas de *gearboxes* sendo dominadas pelo rolamento do eixo de alta velocidade (*High Speed Shaft* - HSS).

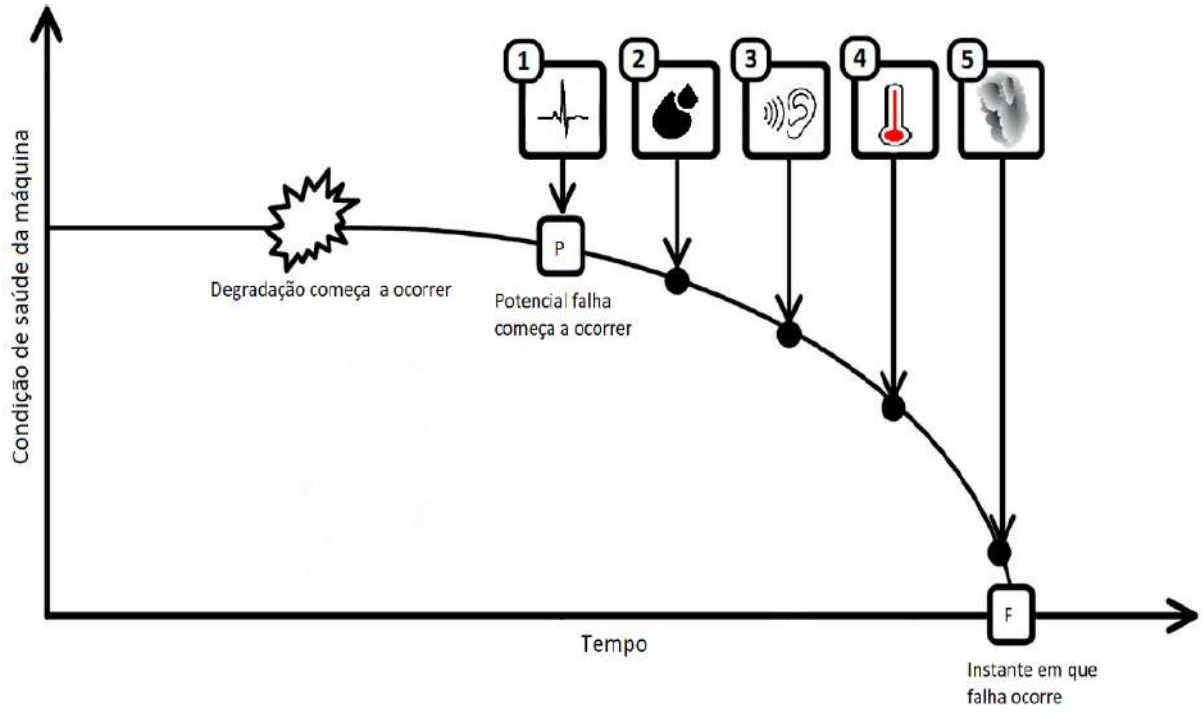
A associação destes dados configura o rolamento como um dos componentes mais sensíveis de uma TE, requerendo das equipes de O&M um monitoramento contínuo de sua condição. Devido à sensibilidade do rolamento e sua alta taxa de falhas, um dos problemas fundamentais enfrentados atualmente é como identificar uma falha de rolamento antes que ela se torne catastrófica (ALI, Jaouher Ben et al, 2015). Isso é importante porque um rolamento de alta velocidade pode ser substituído "*up tower*" numa manutenção preventiva, a um custo mais baixo, quando comparado a uma falha catastrófica, que provavelmente exigirá a substituição da *gearbox*, com custo e tempo de intervenção maiores.

Nesse sentido, várias técnicas de monitoramento podem ser usadas para avaliação da condição de rolamentos de turbinas eólicas, tais como: medição acústica, monitoramento de efeitos elétricos, qualidade de energia, monitoramento de temperatura, monitoramento de detritos de óleo e análise de vibração. Conforme mostrado no gráfico da Figura 1, adaptado da norma ISO 16079-2, a vibração é um dos sintomas mais sensíveis a degradação de um componente da TE, permitindo, a detecção nos estágios mais incipientes, e, portanto, antecipação da falha.

Fato importante a se ressaltar é que à medida que a quantidade de TEs monitoradas aumenta, o diagnóstico manual por analistas de vibração torna-se um trabalho bastante extenso, tornando imprescindível a utilização sistemas de

monitoramento com rotinas para separação das falhas e diagnósticos automáticos individuais de cada componente e subcomponente da turbina. No caso dos rolamentos, a assinatura de vibração é considerada como não estacionária e não linear (RANDALL et al, 2011), requerendo metodologias de diagnóstico mais eficazes, robustas e sensíveis.

Figura 1 - Curva P-F adaptada da norma ISO 16079-2.



Fonte: adaptado da norma ISO 16079-2.

A partir disso, este trabalho, apresenta uma metodologia para diagnostico automático de falhas em rolamentos de elementos rolantes a partir de sinais de vibração. Para desenvolvimento foi utilizada a base de dados MAFAULDA que contêm 1316 sinais de vibração de dois mancais de elementos rolantes com falhas nas pistas, elementos rolante e gaiola, em diferentes níveis de severidade. A metodologia proposta utiliza uma reamostragem angular para reduzir os efeitos da variação da velocidade do eixo, cancelamento de ruído auto adaptativo (*Self-Adaptive Noise Cancellation* - SANC) para isolar a assinatura de vibração do rolamento dos demais componentes, e uma rede neural convolucional com arquitetura denominada *Inception Time* para classificação das falhas.

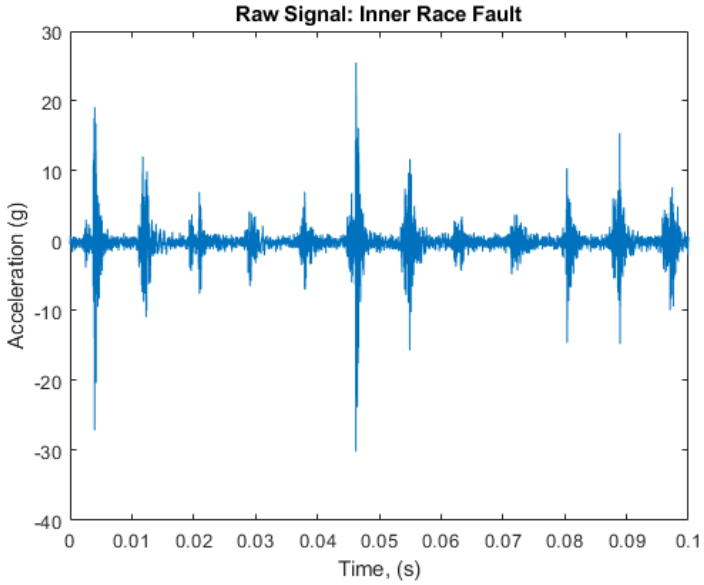
2 DESENVOLVIMENTO

2.1 VIBRAÇÕES EM ROLAMENTOS DE ELEMENTOS ROLANTES

A análise de vibração tem sido amplamente utilizada no diagnóstico de rolamentos de turbinas eólicas (BARRINGTON-LEIGH et al, 2017). A medição dos sinais de vibração geralmente envolve a instalação de um acelerômetro permanente ou temporário o mais próximo possível do rolamento que está sendo monitorado para que o sinal de falha mais claro possa ser obtido. O sinal de falha, seja na pista interna, na pista externa ou nos corpos rolantes, resulta da vibração gerada quando um elemento rolante interage com superfície da falha (HO, D. e RANDALL, R. B., 2000).

Quando um elemento rolante atinge a superfície da falha, é gerado um impulso de força que excita frequências de ressonância no rolamento e na máquina, similar a um teste de impacto. Uma vez que os impactos acontecem sempre que os elementos rolantes se chocam com a superfície da falha, os impactos sucessivos produzem uma série de respostas ao impulso que são moduladas em amplitude pela frequência da falha, conforme mostra Figura 2. O espectro de tal sinal consiste em componentes de frequência discreta espaçadas na frequência da falha em torno da frequência de ressonância, sendo a frequência de ressonância a componente com maior magnitude (HO, D. e RANDALL, R. B., 2000).

Figura 1 - Vibração de rolamento com falha na pista externa. Os impulsos são gerados sempre um elemento rolante se choca com a superfície da falha. Para rolamentos com pista interna girante, os impactos são maiores na zona de carga, quando o impacto se soma ao peso do eixo.



Fonte: https://se.mathworks.com/help/predmaint/examples/Rolling-Element-Bearing-Fault-Diagnosis.html. Acessado em 17 de junho de 2022.

O modelo descrito acima é para excitações de impulso de força igualmente espaçadas. Na realidade, existe uma ligeira flutuação aleatória no espaçamento entre cada impulso de força porque o ângulo de carga em cada elemento rolante muda à medida que os elementos rolantes entram e saem da zona de carga. Isso significa que o diâmetro de rolamento de cada elemento rolante é diferente e alguns vão querer rolar mais rápido do que outros. No entanto, a gaiola os mantém separados em um certo espaçamento médio e todos eles percorrem a pista do rolamento a uma velocidade média da gaiola (HO, D., 1999) (HO, D. e RANDALL, R. B., 2000).

2.2 DIAGNOSTICO AUTOMATICO DE FALHAS EM ROLAMENTOS DE ELEMENTOS ROLANTES

Diversas metodologias para diagnostico de rolamentos de elementos rolantes foram propostos na literatura, e se dividem em *knowledge-based*, baseado em conhecimento sobre a física do equipamento, e *data-driven* baseados em modelos orientados a dados.

Os modelos *knowledge-based* geralmente utilizam a técnica da filtragem passa-banda para isolar a assinatura da falha e demodulação em amplitude para recuperação do sinal do rolamento. Entre os pontos negativos destes modelos pode-se citar o não conhecimento da banda de frequências de assinatura da falha do rolamento, dificultando a seleção das frequências de corte do filtro passa banda, e permitindo a passagem de assinaturas de vibração de outros componentes da TE (componentes de mascaramento) para etapa de demodulação. Além disso, mesmo com a utilização de metodologias para definição da banda ótima para demodulação, em alguns casos as componentes de mascaramento podem residir na mesma banda de frequência que os componentes de falha de rolamento. Entre os pontos positivos, pode-se citar a utilização do sensor de referência de fase para reamostragem angular do sinal de vibração e redução dos efeitos de variação da frequência de rotação de um eixo (HO, D., 1999) (VILLA, Luisa F., 2011) (BONNARDOT, Frédéric, 2005).

Os modelos *data-driven*, por sua vez, geralmente utilizam técnicas de inteligência artificial para realizar inferências automáticas nos dados de vibração e encontrar padrões nas classes de falhas. No entanto, o sinal de vibração da *gearbox* de uma TE possui diversas frequências formantes geradas por eixos, rolamentos e pares de engrenagens, além de estar sujeito a ruído, variações de velocidade e carga

e assinaturas de vibração provenientes de comportamentos não mapeados, o que pode causar confusões nestes modelos (HO, D., 1999) (HO, D. e RANDALL, R. B., 2000).

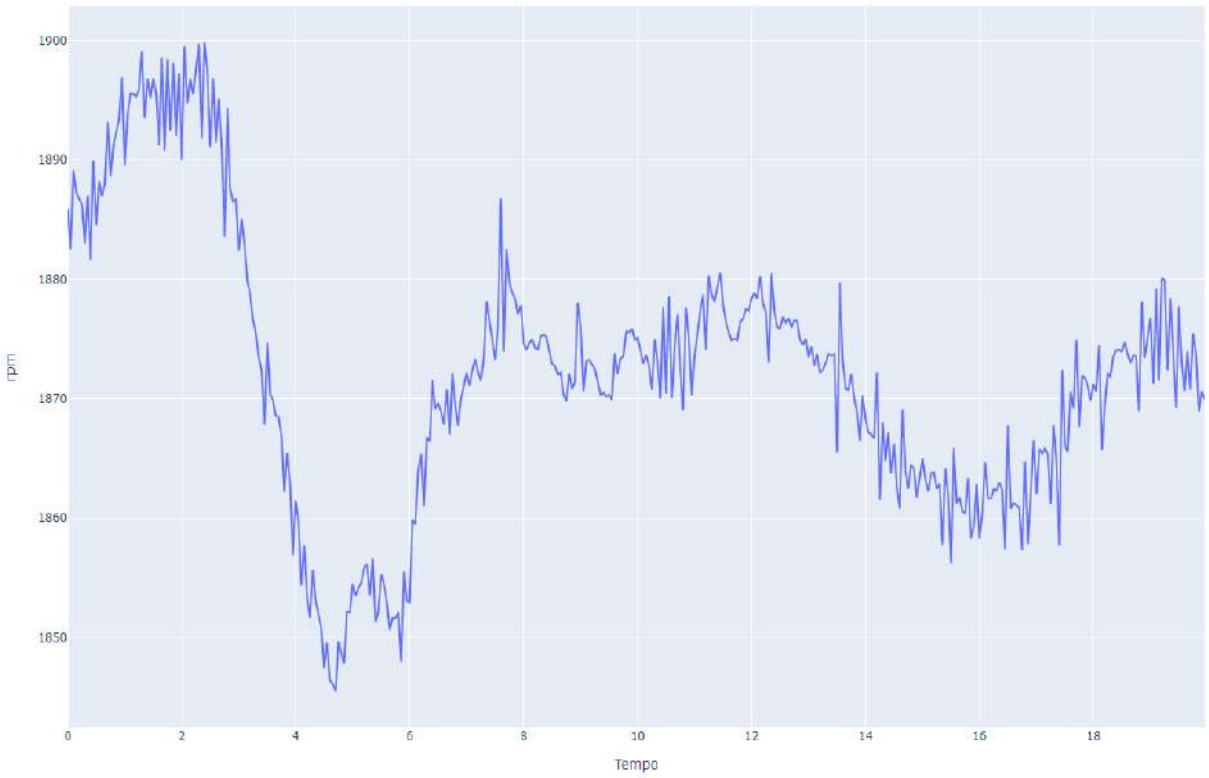
A partir disso, neste trabalho propõe-se uma metodologia que mescla abordagens *knowledge-based* e *data-driven*, para diagnostico de falhas em rolamentos de elementos rolantes. Nesta metodologia utiliza-se inicialmente uma reamostragem angular para redução dos efeitos de variação da frequência de rotação do eixo, em seguida um cancelamento de ruido auto adaptativo para separar a assinatura do rolamento das assinaturas dos eixos e engrenagens, e por fim uma rede neural convolucional com arquitetura *Inception Time* para classificação da falha (ISMAIL FAWAZ, H., 2020).

2.2.1 Reamostragem Angular

Sabe-se que durante a análise de maquinas rotativas, a variação na velocidade de rotação de um eixo gera dispersão nas componentes de frequências discretas do espectro de vibração. O fato é que esta dispersão pode se sobrepor a frequências de interesse do espectro, inclusive as frequências de falha, mascarando o efeito da falha no sinal de vibração. Além disso, a dispersão das frequências do espectro gera também uma dispersão na magnitude das componentes, reduzindo-as, dessa forma, o diagnóstico pode ser mais uma vez comprometido uma vez que a severidade da falha é proporcional a magnitude da frequência de sua assinatura de vibração (VILLA, Luisa F., 2011) (BONNARDOT, Frédéric, 2005).

Para solucionar este ponto, utilizando um sensor de referência de fase realiza-se uma reamostragem do sinal do domínio do tempo para o domínio do ângulo de forma a manter constante a quantidade de amostras adquiridas a cada volta do eixo. A partir disso, independentemente da frequência de rotação, todas as voltas do eixo possuirão a mesma duração em ângulo no sinal de vibração, eliminando o efeito da dispersão (VILLA, Luisa F., 2011) (BONNARDOT, Frédéric, 2005). A Figura 3 mostra a rotação do HSS de um aerogerador Suzlon durante 20 s. Nesta Figura verifica-se uma variação de velocidade de aproximadamente 60 RPM.

Figura 3 - Rotação do HSS de um aerogerador Suzlon ao longo de 20s.



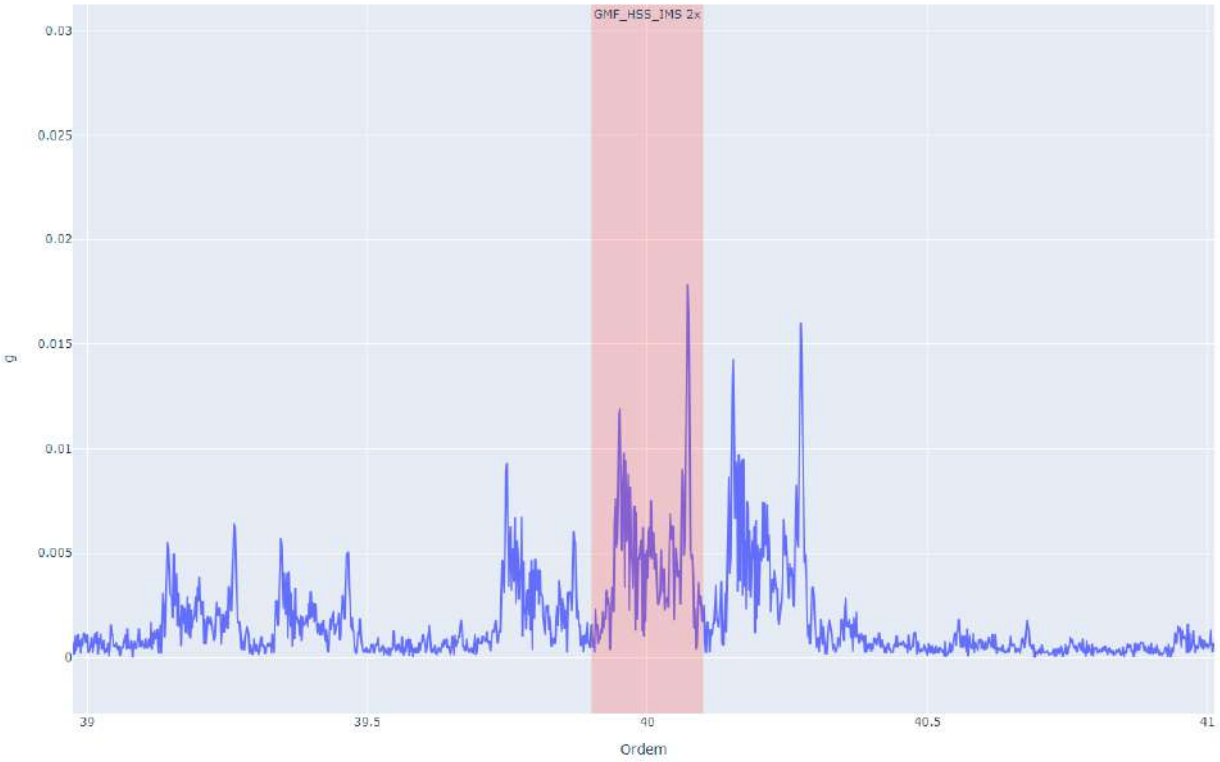
Fonte: o autor.

A Figura 4 mostra o espectro de vibração do sensor fixado próximo ao HSS, explicitando a região do segundo harmônico do engrenamento entre o HSS e o eixo de velocidade intermediaria (*Intermediate Shaft Speed* - IMS). Neste espectro, observam-se:

- Segundo harmônico do engrenamento entre o HSS e o IMS e bandas laterais em torno da frequência de engrenamento;
- Efeito da variação da rotação do eixo na frequência de engrenamento e nas bandas laterais. Esta dispersão transforma componentes de frequência que deveriam ser discretas em bandas de frequências;
- Magnitude máxima observada de 0,0175g.

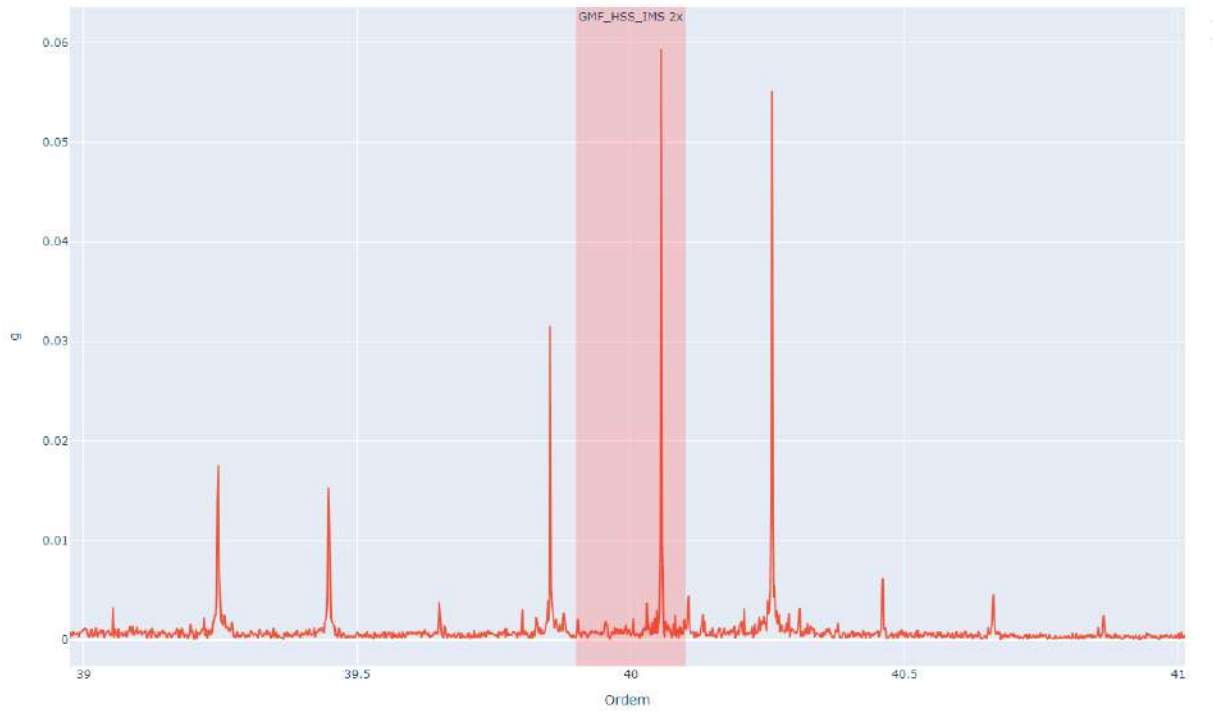
Já a Figura 5 mostra o mesmo espectro de vibração após a aplicação da reamostragem angular. Neste espectro verifica-se que as frequências citadas deixaram de ser bandas e tornaram-se discretas, eliminando o efeito da dispersão, com magnitude máxima de aproximadamente 0.06g (243% maior).

Figura 4 - Espectro de vibração do HSS com foco na região do segundo harmônico da GMF entre o HSS e o IMS. A barra vertical vermelha indica esta frequência.



Fonte: o autor.

Figura 5 - Espectro de vibração do HSS com foco na região do segundo harmônico da GMF entre o HSS e o IMS após aplicação da reamostragem angular. Observa-se que as frequências de interesse se tornaram discretas e aumentaram em magnitude.



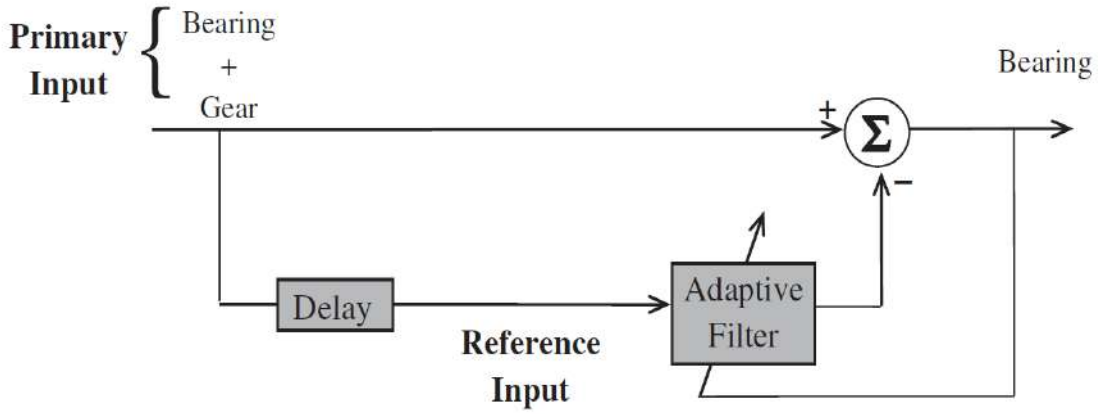
Fonte: o autor.

2.2.2 Cancelamento de Ruido Auto Adaptativo

Uma das principais fontes de mascaramento dos sinais de rolamento é o ruído de frequência discreta das engrenagens, uma vez que tais sinais são geralmente bastante fortes, mesmo na ausência de falhas nas engrenagens. É vantajoso, portanto, remover esse ruído de frequência discreta antes de prosseguir com a análise de diagnóstico do rolamento.

O cancelamento de ruído auto adaptativo (*Self-Adaptive Noise Cancellation* - SANC) é um desenvolvimento adicional do cancelamento de ruído adaptável (*Adaptive Noise Cancellation* - ANC). A Figura 6 mostra um diagrama de funcionamento do SANC. O ANC é tipo de filtragem adaptativa em que um sinal primário contendo duas componentes não correlacionadas pode ser separado nessas componentes fazendo o uso de um outro sinal de referência que possui forte correlação com apenas uma dessas duas componentes. Quando uma das duas componentes a serem separadas é determinística, ou seja, é formada por frequências discretas, e a outra é aleatória, o sinal de referência pode ser tomado como uma versão atrasada do sinal primário. Isto é possível, porque se o atraso for maior que o comprimento da correlação da parte aleatória, o filtro adaptativo irá aprender apenas a função transferência da parte determinística do sinal. Dessa forma a separação pode ser feita usando apenas um sinal e, portanto, é denominada auto adaptativa (HO, D., 1999).

Figura 6 - SANC para separação das componentes das engrenagens e rolamentos. Uma vez que a assinatura de vibração das engrenagens é formada por uma superposição discreta de sinais senoidais, e esta classe de sinais é fortemente auto correlacionada, estas componentes podem ser filtradas usando um filtro adaptativo.

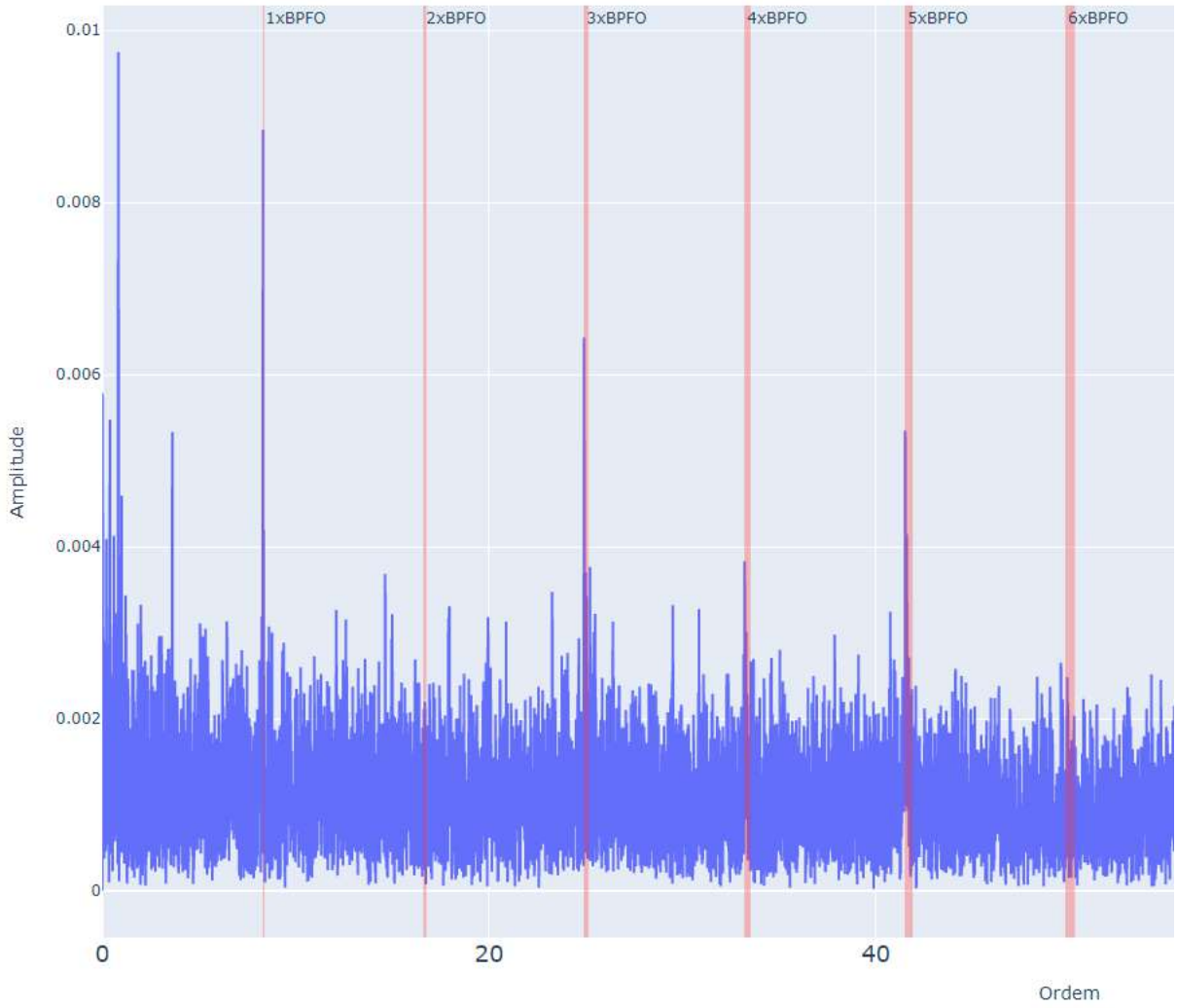


Fonte: (HO, D., 1999)

Como as vibrações das falhas de rolamentos têm uma ligeira flutuação aleatória, conforme explicado anteriormente, o SANC é capaz de atenuar quaisquer componentes de frequência discretas, formadas por eixos e engrenagens, que mascaram os componentes de frequência de falha de rolamento. Este método pode ser usado para a remoção de componentes de mascaramento que residem na mesma banda de frequência que os componentes de falha de rolamento e que não podem ser removidos por filtragem passa-faixa (HO, D., 1999).

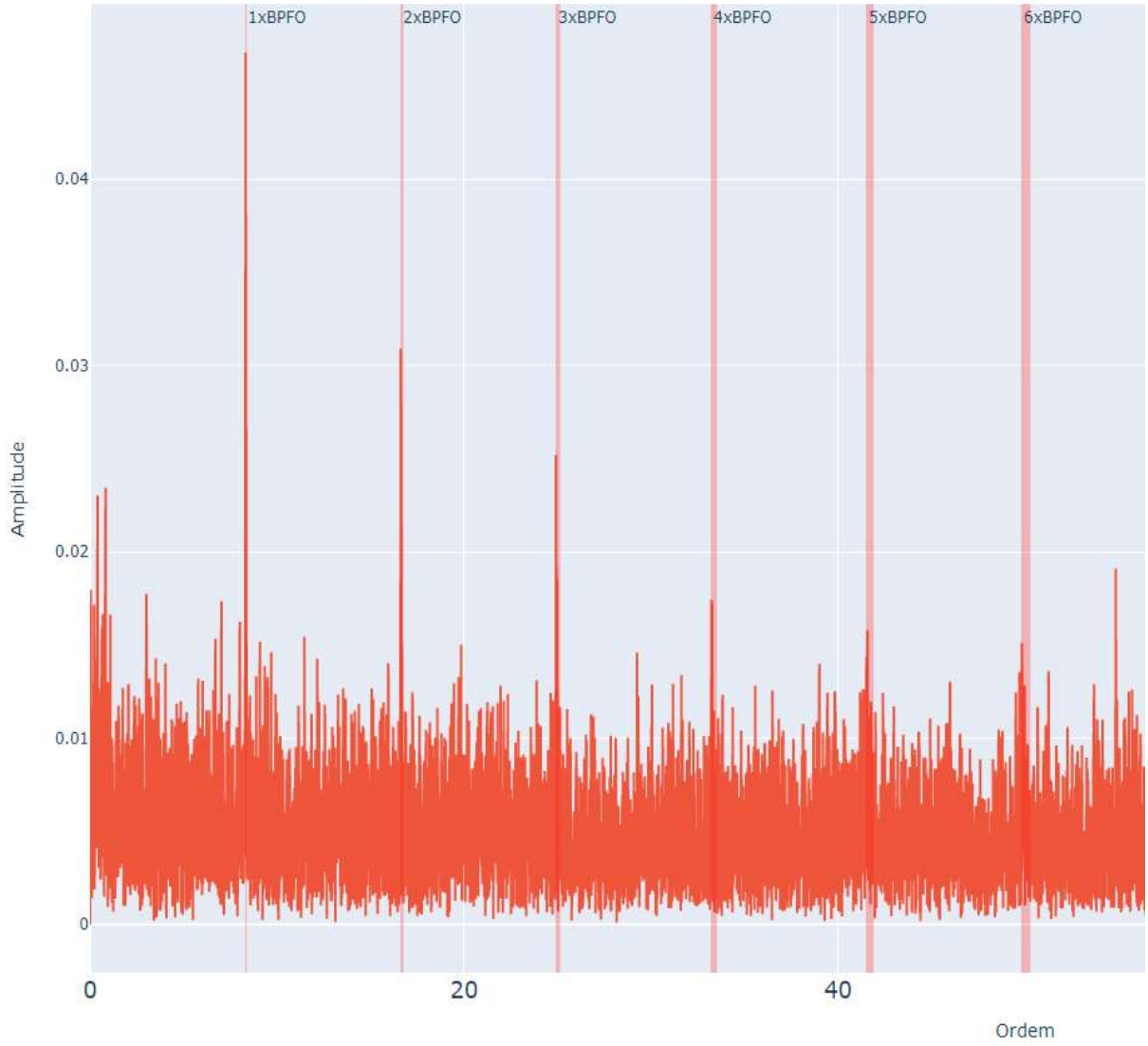
As Figuras 7 e 8 mostram os efeitos da análise de vibrações de rolamentos com e sem a utilização do SANC. Comparando-se estas Figuras, percebe-se que o SANC permite isolar as frequências da falha com maior precisão.

Figura 7 - Espectro de vibração sem a utilização do SANC indicando presença de falha na pista externa de rolamento.



Fonte: o autor.

Figura 8 - Espectro de vibração com a utilização do SANC. Verifica-se com maior clareza os harmônicos da frequência da falha.

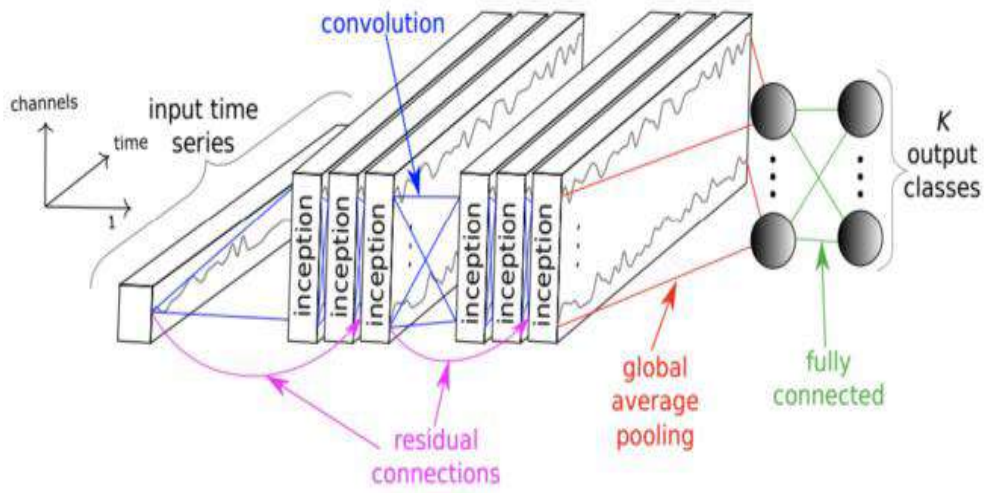


Fonte: o autor.

2.2.3 Rede neural convolucional Inception Time

Recentemente, (ISMAIL FAWAZ, H., 2020) introduziu uma rede neural convolucional chamada *Inception Time*, que apresentou maior eficiência para lidar com dados temporais. A arquitetura de rede *Inception Time*, mostrada na Figura 9, consiste em uma série de módulos *Inception* seguidos por uma camada *global average pooling* e uma camada densa com uma função de ativação *softmax* (SZEGEDY, Christian et al, 2015). Além disso, possui conexões residuais a cada três módulos *inception*. Nesta arquitetura, os neurônios da camada inferior do *Inception Time* capturam a estrutura local do sinal de vibração, como linhas e curvas, e os neurônios da camada superior identificam vários padrões de forma, como vales e picos.

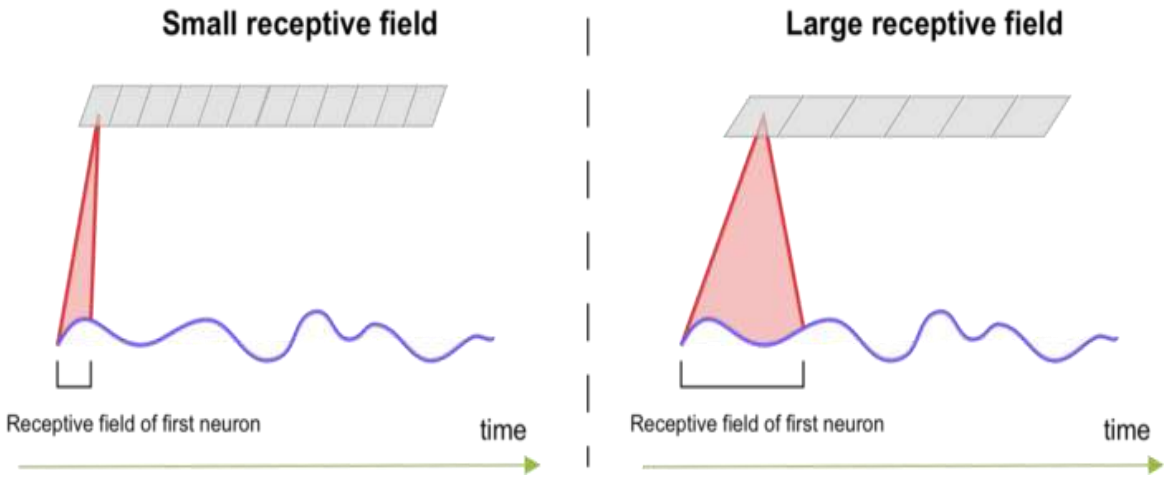
Figura 9 - Rede *Inception Time* usada para classificação de falhas nos rolamentos.



Fonte: (ISMAIL FAWAZ, 2020).

Uma das vantagens da rede *Inception Time* é a possibilidade de utilizar diferentes campos receptivos na mesma camada. A região do sinal de entrada da qual um neurônio depende é chamada de campo receptivo daquele neurônio. O tamanho do campo receptivo está associado ao comprimento do filtro na camada convolucional (ISMAIL FAWAZ, H., 2020). A Figura 10 ilustra diferentes comprimentos de campos receptivos. No contexto de sinais de vibração, um campo receptivo menor pode realizar melhores inferências em componentes de maior frequência, como os rolamentos do HSS. Por outro lado, um campo receptivo maior, pode extrair informação de componentes de menor frequência como os rolamentos do eixo de baixa velocidade (LSS – *Low Speed Shaft*) ou do conjunto planetário.

Figura 10 - campo receptivo dos neurônios nos filtros de uma rede convolucional.



Fonte: (ISMAIL FAWAZ, H., 2020).

2.3 EXPERIMENTOS REALIZADOS

A metodologia proposta nesse trabalho, considera a utilização em cascata das técnicas citadas anteriormente: reamostragem regular, SANC e classificação usando rede *Inception time*.

Para validação, esta metodologia foi aplicada a base MAFAUDA, que pode ser obtida livremente em (COPPE-UFRJ). O conjunto de dados é constituído por 1361 sinais de vibração, distribuídos entre sete classes, colhidos numa bancada experimental, para análise e diagnostico das falhas em maquinas rotativas. A bancada é composta por um motor CC de 0,25 CV, com velocidade variando 700 a 3600 RPM. Para aquisição dos sinais de vibração, foram utilizados dois sensores acelerômetro triaxiais fixados sobre 2 mancais de rolamento do equipamento, configurados para realizar medidas nas direções radial, axial e tangencial. Além disso a bancada é composta por um microfone para coleta de assinatura acústica e um tacômetro para coleta da referência de fase, totalizando oito sensores.

O experimento contem sete condições de operação do equipamento sendo operação normal, falha no elemento rolante do mancal *overhang*, falha na gaiola do mancal *overhang*, falha na pista externa do mancal *overhang*, falha no elemento rolante do mancal *underhang*, falha na gaiola do mancal *underhang* e falha na pista externa do mancal *underhang*. A Tabela 1 mostra a quantidade de amostras para cada condição de operação.

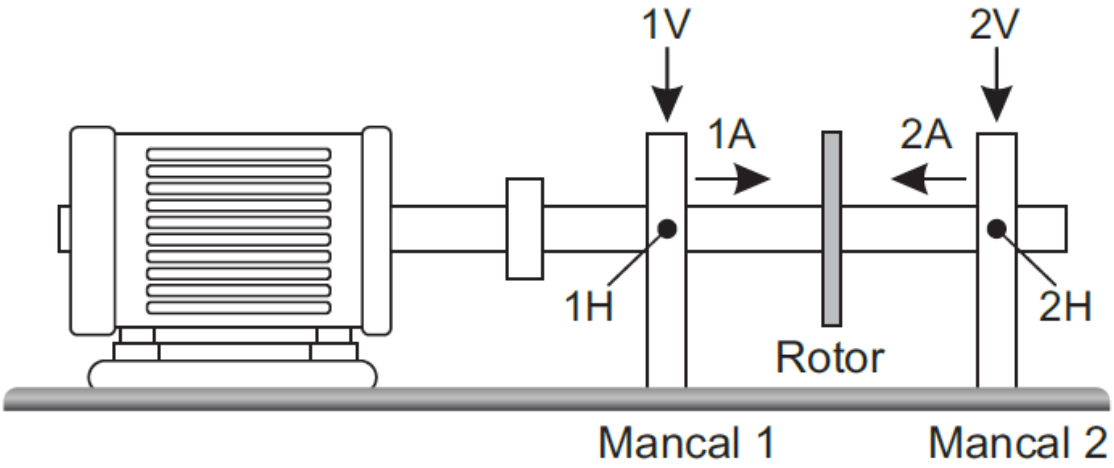
Tabela 1 – Número de amostras de sinais de vibração por condição de operação na base de dados MAFAULDA.

Condição	N° de amostras
Normal	245
Falha no elemento rolante 1	186
Falha na gaiola 1	188
Falha na pista externa 1	184
Falha no elemento rolante 2	137
Falha na gaiola 2	188
Falha na pista externa 2	188
Total	1316

Fonte: Adaptado de (COPPE-UFRJ).

A Figura 5 ilustra a bancada experimental e a posição de instalação dos acelerômetros. Os pontos de coleta dos sinais de vibração estão localizados nos mancais overhang e são representados por 1A, 1H e 1V referentes ao mancal 1, e os pontos 2A, 2H e 2V referentes ao mancal *underhang*.

Figura 5 - Bancada experimental MAFAULDA.



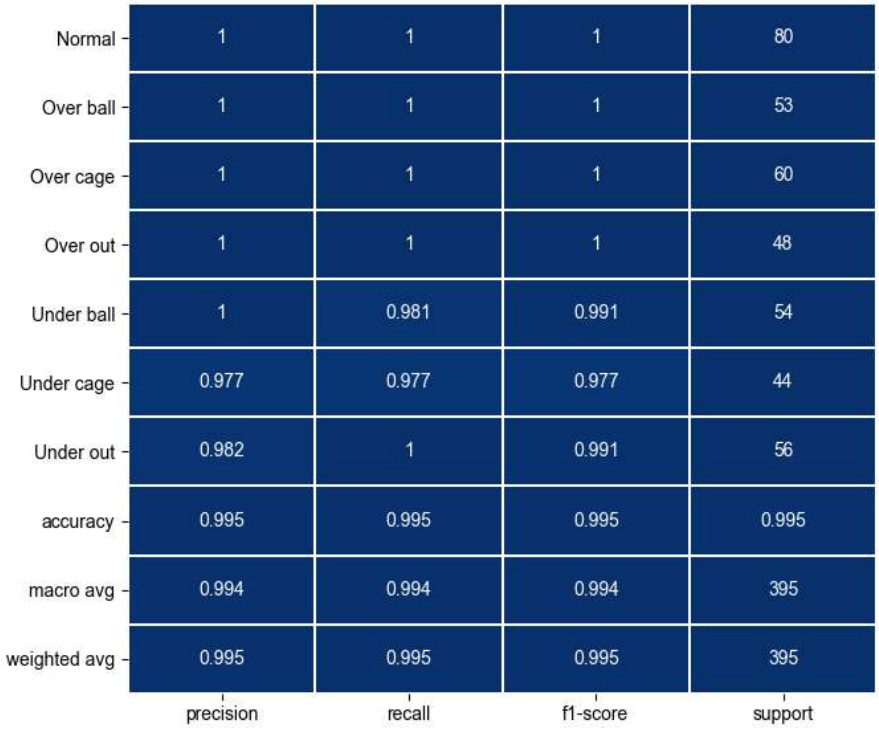
Fonte: (COPPE-UFRJ).

2.4 RESULTADOS

As Figura 6 e 7 mostram as métricas médias de desempenho da aplicação da metodologia proposta na detecção de falhas em rolamentos da base MAFAULDA. Neste experimento foram separados 30% dos dados para validação e 70% para treinamento, e a classificação com rede neural foi executada 50 vezes. Observa-se na Figura 7 que a metodologia proposta conseguiu classificar as condições normal e falhas nos rolamentos do mancal com 100% de acerto, já no conjunto de validação inteiro atingiu 99,5%.

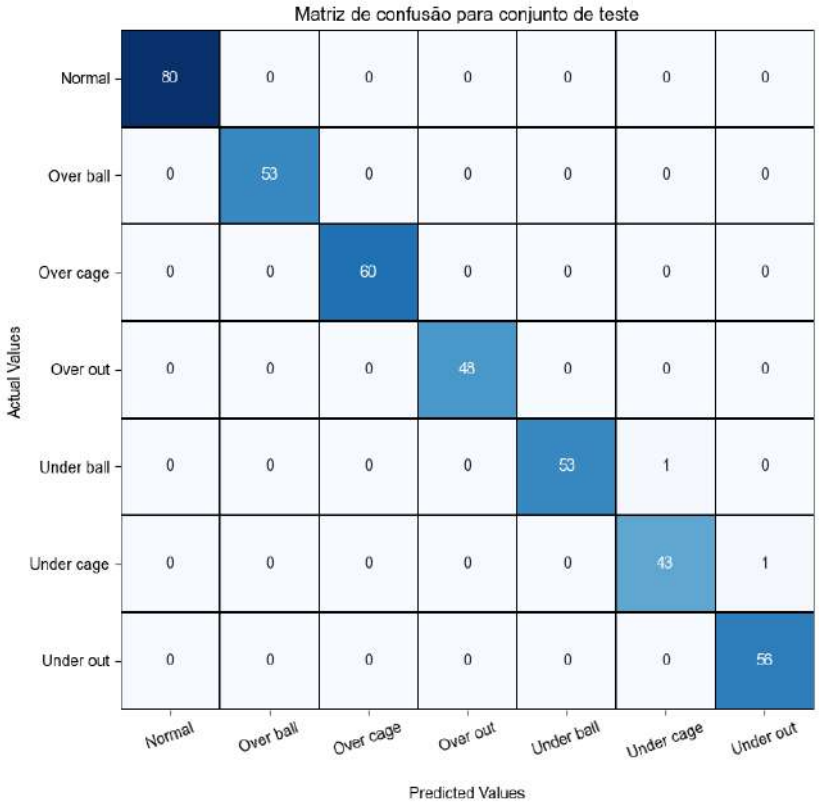
Observando a matriz de confusão da Figura 7, verifica-se que de um total de 395 sinais de vibração a metodologia errou a classificação de apenas 2 amostras. No primeiro erro classificou como um problema na gaiola do mancal *underhang* o que na verdade era um problema nos elementos rolantes deste mesmo mancal. No segundo erro, classificou como problema nos elementos rolantes do mancal *underhang*, o que era um problema na gaiola deste mesmo mancal. Apesar da indicação incorreta do local da falha, nos dois erros a metodologia proposta foi capaz de identificar e sinalizar o problema no mancal correto.

Figura 6 – Métricas de desempenho da aplicação da metodologia proposta no conjunto de validação.



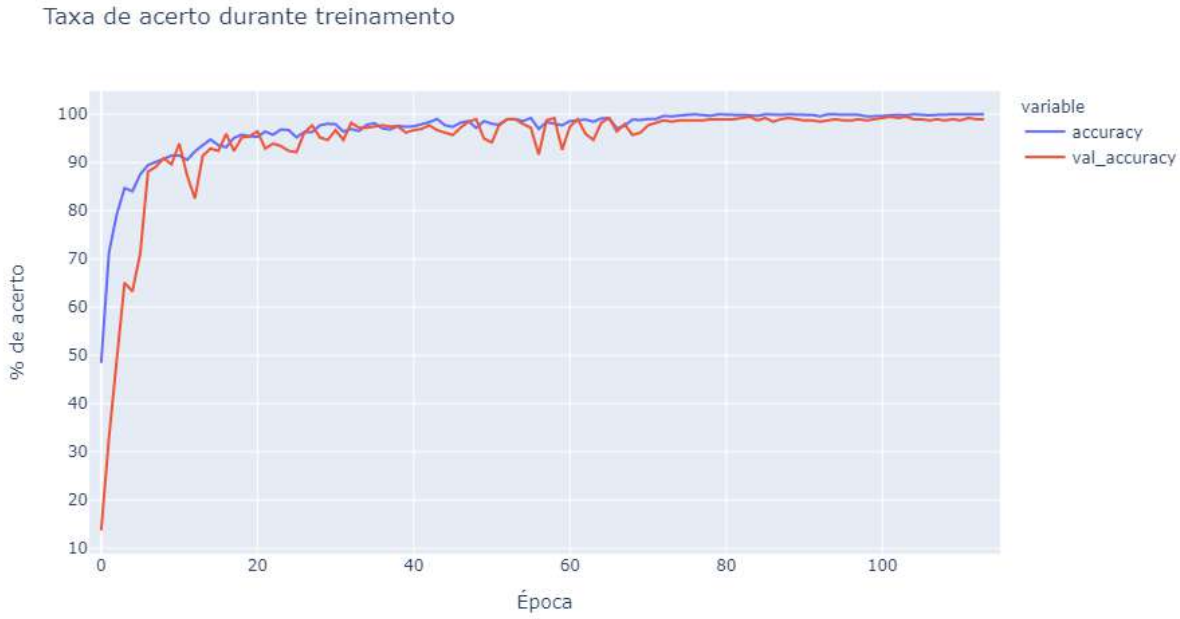
Fonte: o autor.

Figura 7 – Matriz de confusão resultante da aplicação da metodologia proposta no conjunto de validação.



Fonte: o autor.

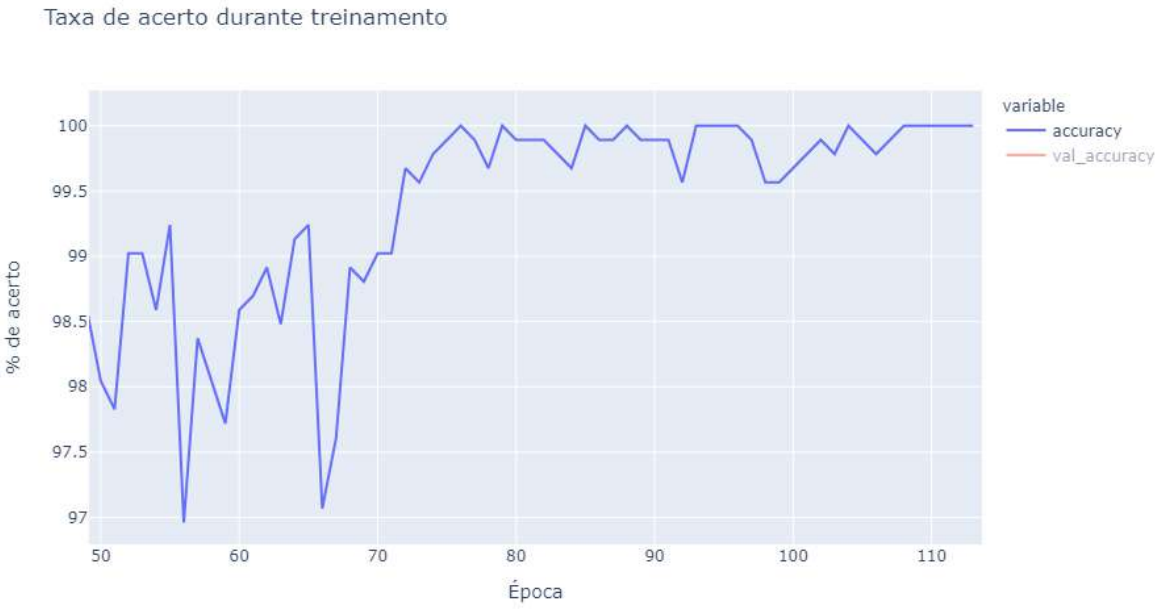
Figura 8 – Acurácia da rede neural no durante o aprendizado ao longo das épocas de treinamento, nos conjuntos de treinamento e validação.



Fonte: o autor.

A Figura 8 mostra a acurácia da rede neural no durante o aprendizado, ao longo das épocas de treinamento. A utilização de um decaimento de taxa de amostragem ao se atingir um platô durante o treinamento permitiu elevar a acurácia do conjunto de treinamento 99% para 100% conforme mostra Figura 9.

Figura 8 – Acurácia da rede neural no durante o aprendizado no conjunto de treinamento. Na época 73 ocorreu uma redução de 70% na taxa de amostragem que elevou a acurácia de treino de 99% para 100%



Fonte: o autor.

3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foi apresentada uma metodologia para diagnostico de falhas em rolamentos de elementos rolantes. Com esta metodologia, foi possível reduzir os efeitos da flutuação da velocidade de rotação do eixo, separar a assinatura do rolamento dos demais componentes da *gearbox* e identificar com 99,5% de acerto a falha no rolamento.

Além disso, metodologia apresentada se mostrou capaz de detectar rolamentos de elementos rolantes, e, portanto, pode ser usada em turbinas eólicas, motores, redutores, compressores, entre outras.

Por fim, destaca-se que utilização da metodologia proposta associada num sistema de monitoramento permite melhorar a confiabilidade na operação de uma turbina e consequentemente aumentar sua disponibilidade.

REFERÊNCIAS

KELLER, Jon; GUO, Yi; SETHURAMAN, Latha. Gearbox reliability collaborative investigation of gearbox motion and high-speed-shaft loads. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2016.

CHEN, Jinglong et al. Generator bearing fault diagnosis for wind turbine via empirical wavelet transform using measured vibration signals. Renewable Energy, v. 89, p. 80-92, 2016.

SHENG, Shuangwen. Wind turbine gearbox reliability database, condition monitoring, and operation and maintenance research update. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2016.

ALI, Jaouher Ben et al. Application of empirical mode decomposition and artificial neural network for automatic bearing fault diagnosis based on vibration signals. Applied Acoustics, v. 89, p. 16-27, 2015.

RANDALL, Robert B.; ANTONI, Jerome. Rolling element bearing diagnostics—A tutorial. Mechanical systems and signal processing, v. 25, n. 2, p. 485-520, 2011.

MCFADDEN, P. D.; SMITH, J. D. Vibration monitoring of rolling element bearings by the high-frequency resonance technique—a review. Tribology international, v. 17, n. 1, p. 3-10, 1984.

BARRINGTON-LEIGH, Christopher; OULIARIS, Mark. The renewable energy landscape in Canada: a spatial analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 75, p. 809-819, 2017.

HO, D.; RANDALL, R. B. Optimisation of bearing diagnostic techniques using simulated and actual bearing fault signals. Mechanical systems and signal processing, v. 14, n. 5, p. 763-788, 2000.

HO, Dominique. Bearing diagnostics and self-adaptive noise cancellation. 1999. Tese de Doutorado. University of New South Wales.

ISMAIL FAWAZ, Hassan et al. Inceptiontime: Finding alexnet for time series classification. Data Mining and Knowledge Discovery, v. 34, n. 6, p. 1936-1962, 2020.

COPPE-UFRJ. MAFAULDA - Machinery Fault Database. Disponível em: http://www02.smt.ufrj.br/~offshore/mfs/page_01.html. Acessado em 17 de junho de 2022.

SZEGEDY, Christian et al. Going deeper with convolutions. In: Proceedings of the IEEE conference on computer vision and pattern recognition. 2015. p. 1-9.

MONITORAMENTO DE PERFORMANCE: MÉTODOS PARA DETECÇÃO DE PERDA DE EFICIÊNCIA EM AEROGERADORES

Luiz Felipe Lemos Duarte

Alexandre Simon Shyu

RESUMO

Existe uma busca intensa entre os operadores de parques eólicos por ferramentas para a detecção de falhas de forma preditiva e o monitoramento da curva de potência através do uso de dados do sistema supervisório de controle e aquisição de dados (SCADA). No presente trabalho são apresentados casos práticos realizados em parques eólicos brasileiros e será abordado metodologias para detecção de três situações comuns de perda de eficiência em aerogeradores: desalinhamento de yaw, desbalanceamento aerodinâmico das pás e limitação de potência por elevação de temperatura.

Palavras-chave: Monitoramento de aerogerador; Análise de performance; Desalinhamento de yaw. Desbalanceamento. Limitação de potência.

1. INTRODUÇÃO

Em 2020 foram investidos U$ 4 bilhões no setor eólico, representando cerca de 45% dos investimentos realizados em energias renováveis no Brasil [1]. Para que todo esse investimento seja rentável, será necessário otimizar as estratégias de operação e manutenção, além de extrair toda a potência disponível da turbina. Dessa forma existe uma busca intensa entre os operadores por ferramentas para a detecção de falhas de forma preditiva e o monitoramento da curva de potência através do uso de dados do sistema supervisório de controle e aquisição de dados (SCADA).

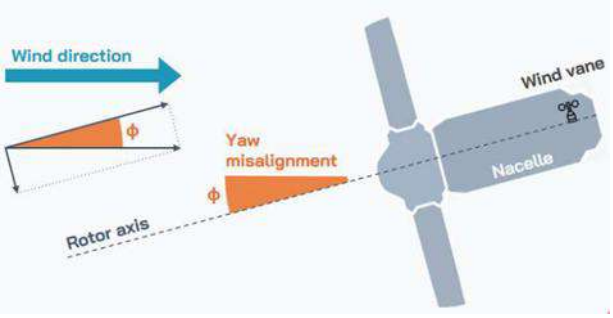
O uso desses dados permite desenvolver uma curva de potência referência para condições normais de operação, em conjunto com intervalos de confiança que permitem identificar um comportamento anormal ao longo do tempo [2]. Para isso, softwares comerciais e ferramentas internas de análise auxiliam na criação desses modelos analíticos.

No presente trabalho será abordado situações reais que ocorreram em 4 parques operacionais durante o ano de 2021 e a metodologia aplicada para a detecção dessas anomalias recorrentes de perda de eficiência em aerogeradores: desalinhamento de yaw, desbalanceamento aerodinâmico das pás e limitação de potência por elevação de temperatura.

2. DESALINHAMENTO DE *YAW*

Desalinhamento de *yaw* representa a diferença angular relativa entre a nacele e a direção do vento. Esse alinhamento é determinado através da medição direta realizada por biruta ou anemômetro ultrassônico, um erro nessa medição leva a perda de eficiência e aumento dos esforços nos componentes do aerogerador. Alinhar o instrumento de medição, biruta ou anemômetro, em relação à nacele é essencial para que a medição de desalinhamento seja correta e o sistema de controle do aerogerador possa permanecer alinhado ao vento.

Figura 1 - Definição esquemática de desalinhamento de *yaw*



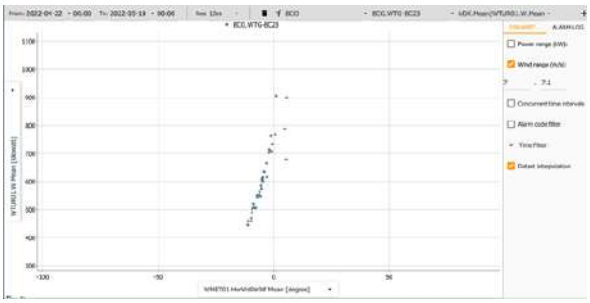
Fonte: Sereema

Para a realização deste estudo foram utilizados os gráficos de potência versus ângulo medido pelo anemômetro ultrassônico, o ponto máximo da curva formada pelos pontos indica o alinhamento ideal, onde o aerogerador apresenta a melhor eficiência [4]. A diferença entre este ponto e o zero indica o desalinhamento.

2.1 Intervalo de Amostragem

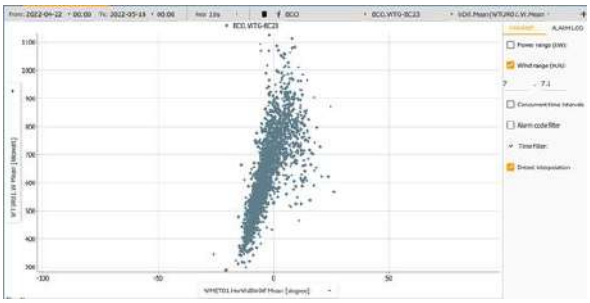
Na comparação abaixo foram utilizados intervalos de 10s e 10minutos para obtenção da média.

Figura 2 - Amostragem em 10 minutos.



Fonte: Autoria própria

Figura 3 - Amostragem em 10 segundos



Fonte: Autoria própria

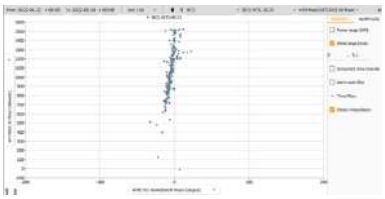
Foi selecionada a amostragem de 10s por possuir uma maior resolução e dessa forma permitir definir o melhor ponto de operação [4].

2.2 Seleção da faixa de velocidade de vento

Foram selecionadas três faixas de vento para avaliação da assertividade na determinação do alinhamento, dentro da faixa de vento entre *cut-in* e o vento mínimo para obtenção da potência nominal. Para ventos mais baixos a influência do alinhamento é mitigada, enquanto para velocidades maiores o atingimento da potência nominal provoca

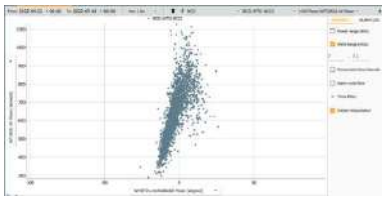
um achatamento da curva, dificultando a determinação do alinhamento ideal. Neste caso foi selecionada a velocidade entre 7 e 7,1 m/s para análise.

Figura 4 - Velocidade 9 a 9,1 m/s



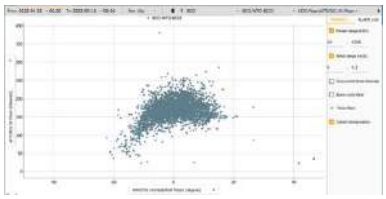
Fonte: Autoria própria

Figura 5 - Velocidade de 7 a 7,1 m/s



Fonte: Autoria própria

Figura 6 - Velocidade de 4 a 4,1 m/s

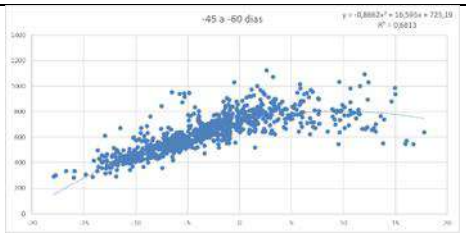
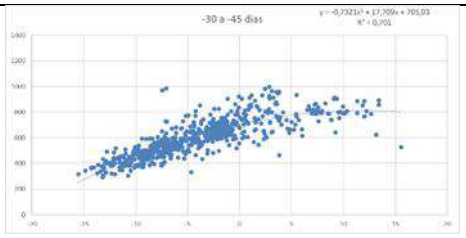


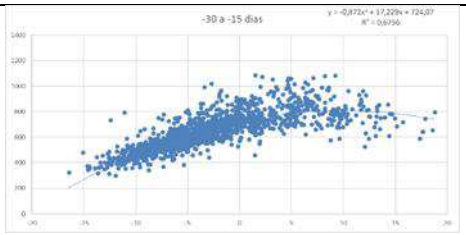
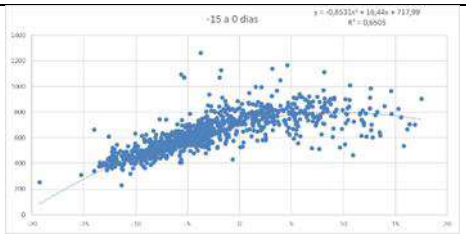
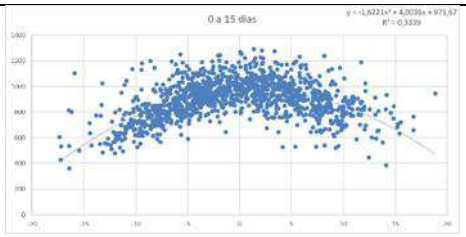
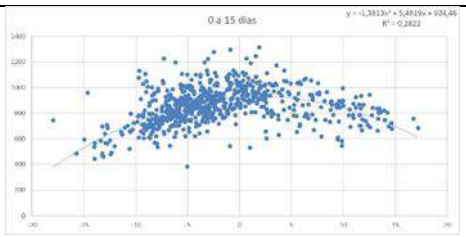
Fonte: Autoria própria

2.3 Determinação do desalinhamento

Para determinação do ângulo de desalinhamento foi calculada a curva de tendência utilizando-se polinômio de 2ª ordem e determinando o ponto máximo, que representa o valor de desalinhamento. Esta avaliação foi realizada para quatro intervalos de 15 dias, antes da intervenção, e dois intervalo após a intervenção, também de 15 dias.

Tabela 1 - Ângulo de Desalinhamento

Período	Desalinhamento Calculado	Gráfico
-60 a -45 dias	9,6°	
-45 a -30 dias	12,1°	

-30 a -15 dias	9,9°	
-15 a 0 dias	9,6°	
0 a 15 dias	1,2°	
15 a 30 dias	2,0°	

Fonte: Autoria própria

2.4 Intervenção

Devido à impossibilidade de ajuste de *off set* diretamente no controlador, o ajuste foi feito mecanicamente no anemômetro ultrassônico. Apesar da média calculada para os 4 períodos de 15 dias, anteriores ao ajuste, ter sido de 10,3°, foi realizado um primeiro ajuste conservador de 7,2° (correspondendo a um arco de 3mm).

Para o período antes do ajuste, a quantidade de pontos após o máximo da curva de tendência era pequena e a incerteza no cálculo do ângulo de desalinhamento tornou-se relevante, justificando desta forma uma primeira abordagem conservadora. A variação nos resultados antes da intervenção, indica a necessidade de cautela quando se estima

o desalinhamento, principalmente quando o desalinhamento é superior à metade da faixa normal de trabalho do sistema de controle do *yaw*.

Figura 7 - Anemômetro ajustado

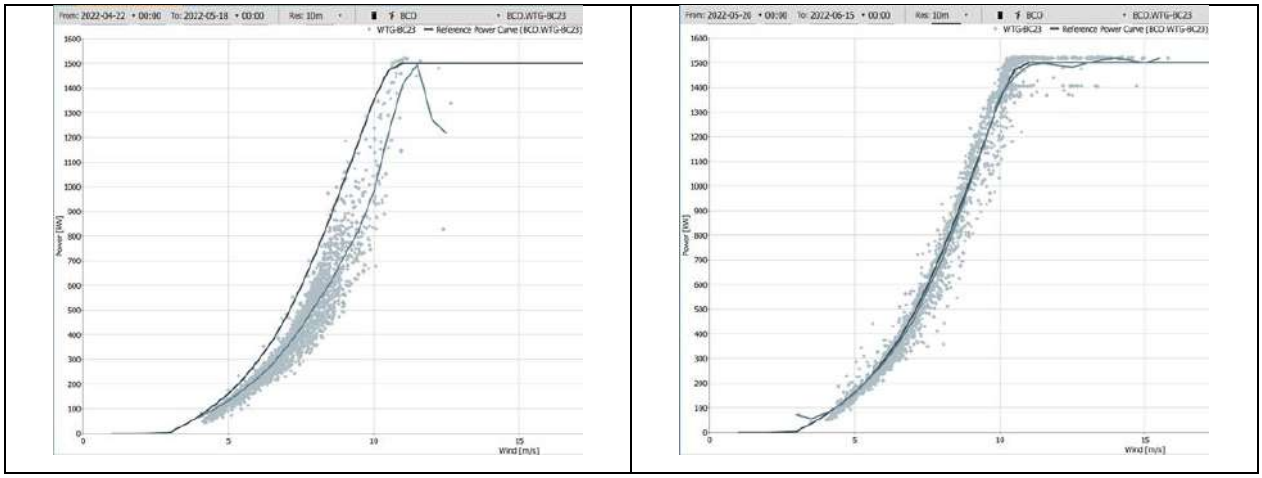
Fonte: Autoria própria

2.5 Resultados

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** são apresentadas as curvas de potência de 26 dias antes(esquerda) e 26 dias após(direita) o alinhamento de 7,2°. Em ambas as figuras é apresentado a curva de referência do fabricante corrigida utilizando-se função de transferência da nacele.

Apesar da característica bastante diferente de vento para os dois períodos, é possível observar uma menor variação de potência para uma mesma faixa de vento, após o alinhamento.

Tabela 2 - Curva de potência antes e depois do alinhamento

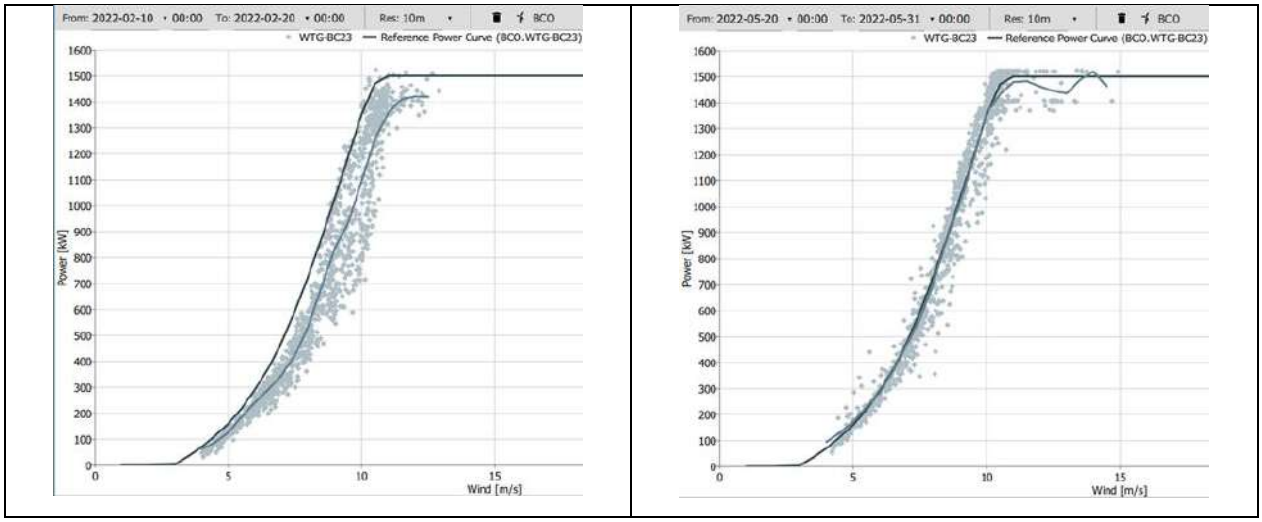


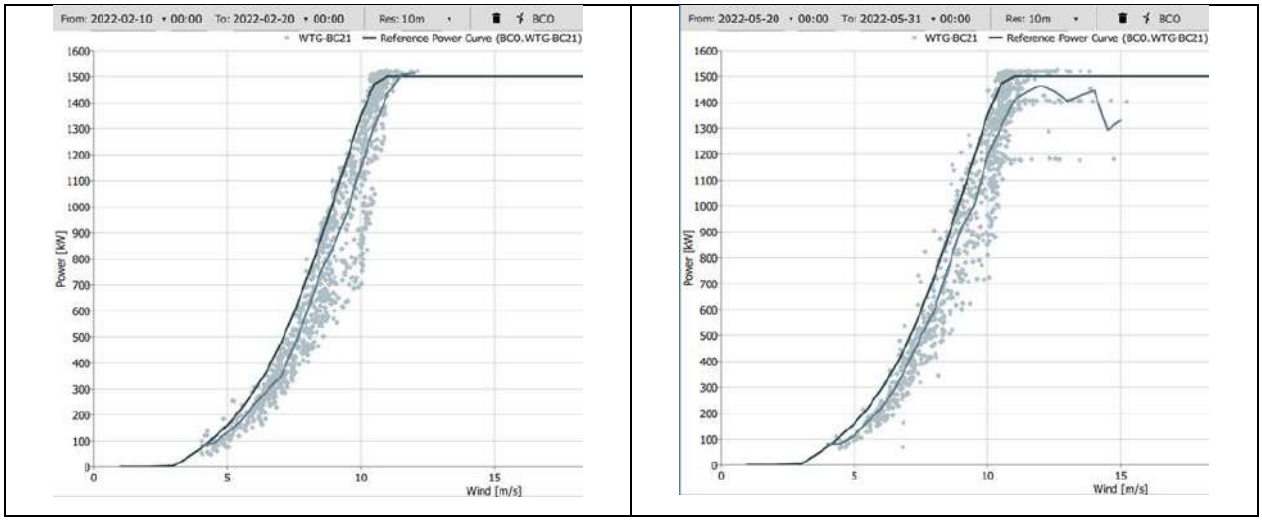
Fonte: Autoria própria

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, são apresentadas as curvas para o aerogerador em questão e outro localizado próximo e que apresentava desalinhamento semelhante. Para esta análise foi selecionado um período de 10 dias, onde foi observada característica semelhante de vento.

Nesta segunda análise novamente é observado para o aerogerador em questão a mesma melhora observada na análise anterior, enquanto o aerogerador vizinho praticamente não apresentou alteração na curva de potência. No segundo período, ambos apresentam limitações de potência por restrições do sistema de transmissão de energia.

Tabela 3 - Comparativos das curvas de potência antes e depois



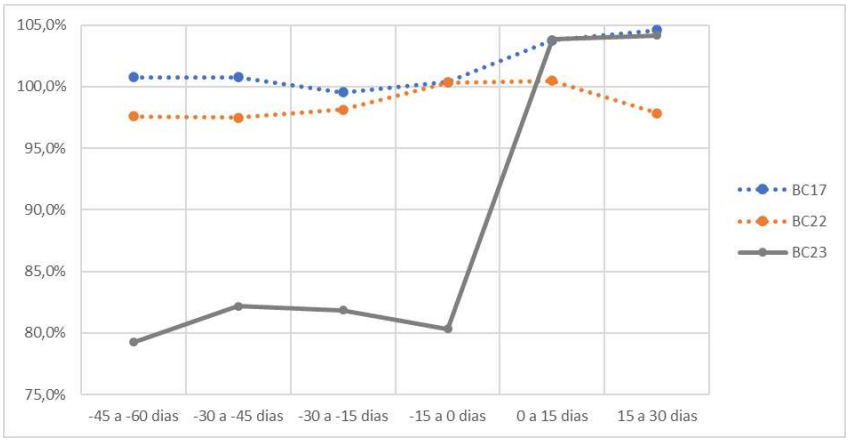


Fonte: Autoria própria

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**é apresentado o gráfico do percentual de produção para o aerogerador tomado como referência e seus vizinhos. O percentual representa a relação entre a produção real e a teórica, tomando-se como referência a curva corrigida utilizando-se a função de transferência da nacele.

Para permitir a comparabilidade dos dados, foram filtrados os períodos de limitação de potência por restrições do sistema de transmissão de energia.

Figura 8 - Comparativo de performance



Fonte: Autoria própria

3. DESBALANCEAMENTO AERODINÂMICO DAS PÁS

O desbalanceamento aerodinâmico das pás pode ser causado principalmente por divergência entre o ângulo de *pitch*, defeitos e irregularidades na superfície, e tolerâncias e defeitos de fabricação. Este desbalanceamento geralmente provoca esforços adicionais e perda de performance [5][6].

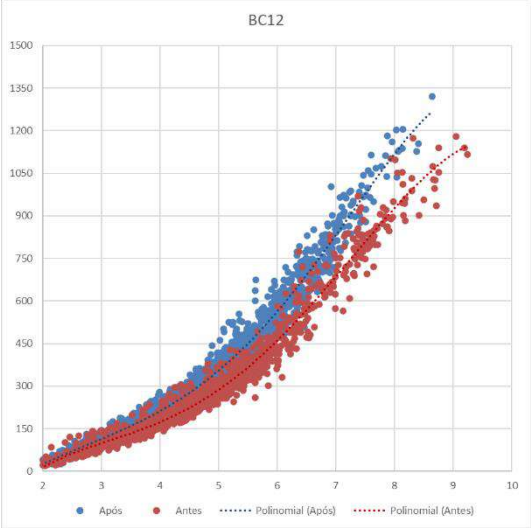
Nesta seção buscamos determinar uma metodologia que permita indicar a ocorrência de perda de performance relacionada a este tipo de desbalanceamento. Sabendo-se dos erros relacionados à medição da velocidade do vento na nacele, buscou-se uma solução utilizando dados do sistema SCADA, porém sem fazer uma comparação direta entre velocidade do vento medida e o valor teórico de referência.

3.1 Determinação do desvio

Durante análise da curva de potência dos aerogeradores, verificou-se um aerogerador com performance abaixo da média. Após investigação, foi identificado erro na calibração do ângulo de uma das pás, resultando em aproximadamente 2° de desalinhamento em relação às demais.

Após a calibração do ângulo das pás foi analisada a curva de potência antes e depois da intervenção, observa-se na Figura 9 que a curva após a calibração apresenta uma região bastante linear entre 6 e 8 m/s, enquanto a curva antes da calibração apresenta uma inflexão nesta mesma região. Para essa análise foram desconsiderados os pontos com potência nominal ou com limitação de potência e considerados apenas pontos com o ângulo de ataque das pás menor ou igual a 0,05° [7].

Figura 9 - Curva de potência antes e após a calibração



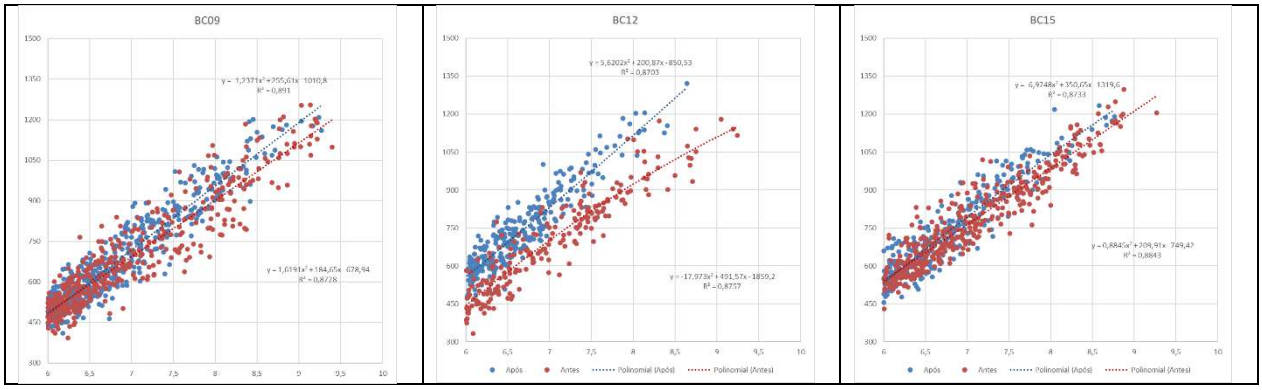
Fonte: Autoria própria

Propõe-se aqui que seja analisada a região da curva com velocidades acima de 6m/s, traçando uma linha de tendência polinomial de 2ª ordem para análise da concavidade.

Considerando-se que a turbulência também causa efeito semelhante na curva de potência, foi filtrado o ângulo de incidência, considerando-se apenas o setor de vento predominante [8]. Desta forma espera-se que a influência da turbulência na análise comparativa seja mitigada.

Na tabela 4 é apresentado os resultados da análise do aerogerador em questão, onde foi realizada a calibração, e seus dois vizinhos. O gráfico central representa o aerogerador onde foi realizada a calibração do ângulo. Para os três aerogeradores, os pontos e curvas vermelhos representam o período antes da calibração e os pontos e retas azuis representam o período após a calibração.

Tabela 4 - Comparativo antes e depois da calibração.



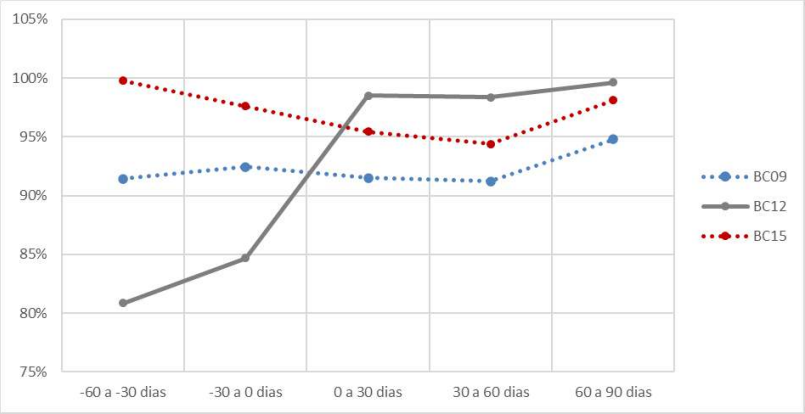
Fonte: Autoria Própria

Enquanto para as curvas onde não há desbalanceamento aerodinâmico, o coeficiente dominante do polinômio permanece mais próximo de zero, entre +1,6 e -7 indicando maior linearidade, o coeficiente dominante da turbina que passou por calibração variou de -18 antes da calibração para +5,6 após a calibração, invertendo o sentido da concavidade.

3.2 Resultados

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** é apresentado o gráfico do percentual de produção para o aerogerador onde foi realizada a calibração (cinza) e seus vizinhos. O percentual representa a relação entre a produção real e a teórica, tomando-se como referência a curva corrigida utilizando-se a função de transferência de nacele. Para permitir a comparabilidade dos dados, foram filtrados os períodos de limitação de potência por restrições do sistema de transmissão de energia.

Figura 10 – Comparativo do percentual de produção



Fonte: Autoria própria

4. LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA POR TEMPERATURA

O sistema de controle de alguns modelos de aerogeradores, no caso de temperatura elevada do óleo da multiplicadora, limita a potência do aerogerador até que a temperatura reduza e volte a um valor aceitável. Nestes casos é importante identificar estas limitações e atuar na causa raiz do aquecimento de temperatura da multiplicadora.

Para realizar esta limitação de potência, o sistema atua no controle do ângulo das pás.

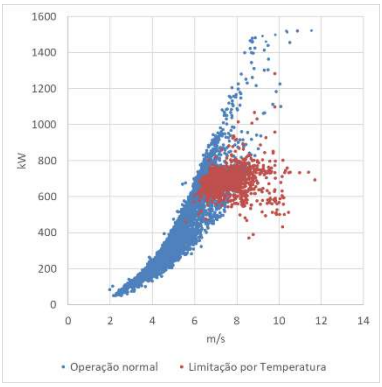
4.1 Identificação da limitação

Conhecendo a relação entre ângulo da pá e potência é possível identificar os momentos em que a potência está sendo limitada, correlacionando-se isto com a temperatura da multiplicadora é possível estabelecer o diagnóstico. Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, é apresentada a curva real de ângulo da pá por potência para o modelo do aerogerador em questão.

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** foram destacados os pontos utilizando-se esta metodologia, considerando limitados pontos com ângulo das pás

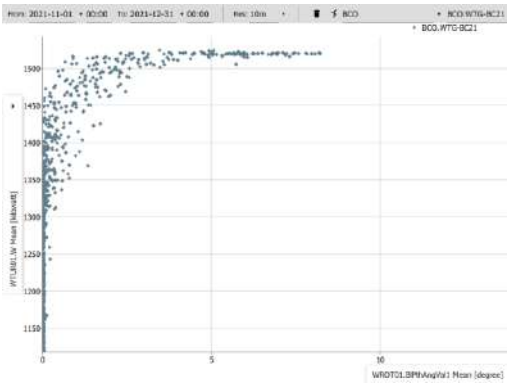
superior a 2,5°, potência inferior a 1450kW e temperatura da multiplicadora superior a 74,5°C.

Figura 11 - Limitação por temperatura



Fonte: Autoria própria

Figura 12 - Ângulo da pá (°) vs. Potência(kW)

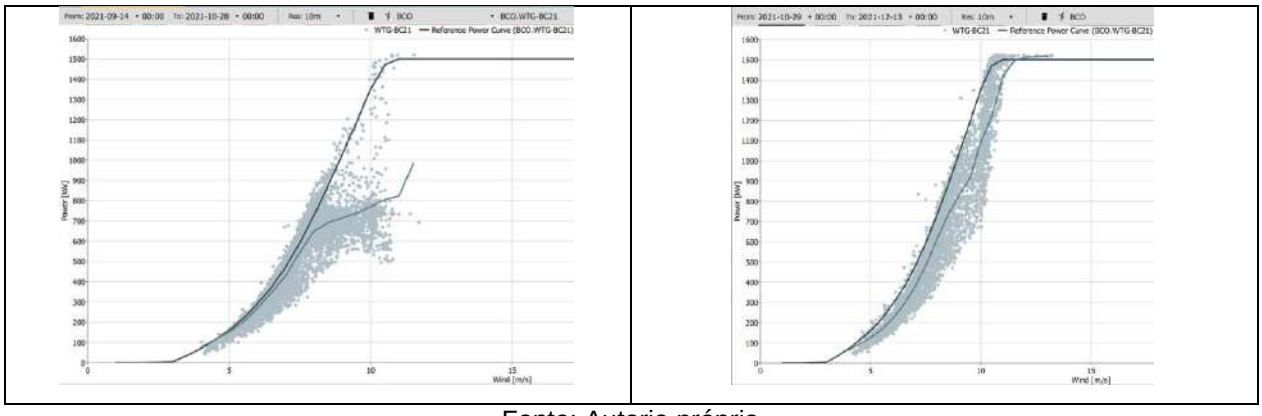


Fonte: Autoria própria

4.2 Intervenção

Durante inspeção foi identificado corrosão e incrustação nas aletas do trocador de calor, sendo necessário a substituição. Na Tabela 5 são apresentadas curvas de potência antes e após a substituição do trocador de calor.

Tabela 5 – Curvas de potência antes e após a substituição



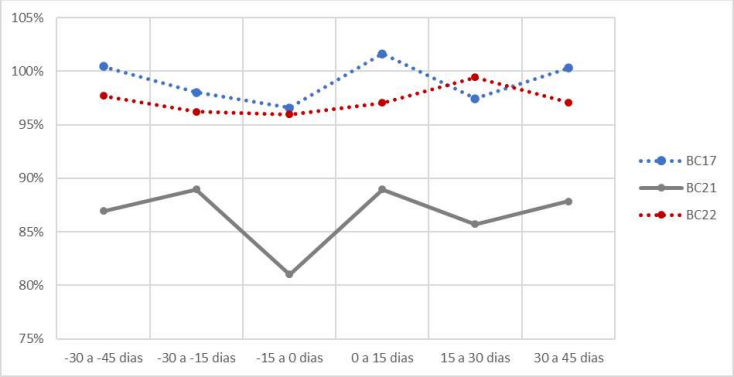
Fonte: Autoria própria

4.3 Resultado

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** é apresentado o gráfico do percentual de produção para o aerogerador onde foi realizada a calibração (cinza) e seus vizinhos. O percentual representa a relação entre a produção real e a teórica, tomando-se como referência a curva corrigida utilizando-se a função de transferência da nacele.

Apesar de, na análise qualitativa da curva de potência, ser possível notar uma melhora significativa, na análise quantitativa os resultados aparentam ser bem menos representativos. A explicação está em uma densidade de pontos muito maior nas regiões de velocidades menores de vento, onde não ocorre limitação de potência, dada a época em que foi realizada a análise.

Figura 13 – Comparativo de curva de potência após limitação de potência



Fonte: Autoria própria

5. CONCLUSÃO

Foram apresentadas metodologias para detecção e monitoramento de 3 problemas típicos em aerogeradores que levam à perda da eficiência.

Para o alinhamento de *yaw*, o método se mostrou bastante assertivo, sendo necessário cautela quando o desalinhamento se apresentar excessivo, recomendando-se que seja realizado em duas etapas.

Para o desbalanceamento aerodinâmico o método tem característica qualitativa, não sendo possível quantificar o desbalanceamento com precisão, mas sim detectar

aerogeradores com desvio em relação à média do parque. Sendo necessário sempre mais investigações para determinar a causa do desbalanceamento e a severidade.

Para as limitações por temperatura propõe-se uma metodologia simples para detectar, com possibilidades de determinação da severidade baseada no valor médio da potência nos intervalos onde ocorre a limitação.

Os valores percentuais de performance apresentados devem ser interpretados com cautela, já que não foi determinado a confiabilidade com base em dados estatísticos de velocidade e direção do vento, densidade e temperatura. Além disso, a função de transferência da nacele foi determinada individualmente por aerogerador, não sendo possível comparações entre aerogeradores, apenas o acompanhamento da tendência de um aerogerador.

Todas as metodologias exigem adaptações para cada modelo de aerogerador, porém, os métodos apresentados possuem grande potencial para auxiliar na otimização da performance de parques eólicos.

REFERÊNCIAS

[1] ABEEÓLICA (2020). Boletim Annual Dados 2020.

[2] A. Kusiak, H. Zheng, Z. Song. (2009). On-line Monitoring of power curves, Renewable Energy 34 (6).

[3] Sereema. Wind Turbine Yaw Misaligment: (R) Evoluation

[4] M. Niko, K. Martin. (2018). Determination of optimal wind turbine alignment into the wind and detection of alignment changes with SCADA data.

[5] Sereema. Wind Turbine Rotor Monitoring.

[6] J. Niebsch, R. Ramlau, T. T. Nguyen: Mass and Aerodynamic Imbalance Estimates of Wind Turbines, Energies journal, April 2010.

[7] Wenxian Yang, Richard Court, Jiesheng Jiang. (2012). Wind turbine condition monitoring by the approach of SCADA data analysis.

[8] Miguel Sanchez Gomez, Julie K. Lundquist. (2019). The effect of wind direction shear on turbine performance in a wind farm in central Iowa.

ABSTRACT

There is an intense search among wind farm operators for tools that predict failures and monitor power curve using SCADA data. In this article we present real cases performed on Brazilian wind farms and will be discussed methodologies to detect three common issues that result in efficiency loss in wind turbines: yaw misalignment, blade aerodynamic imbalance and curtailment due to high temperatures.

Keywords: Turbine Monitoring; Performance Analysis; Yaw misalignment; Imbalance; Power limitation.

UTILIZAÇÃO DE MODELOS DE *MACHINE LEARNING* PARA PREDIÇÃO DE FALHAS EM ROLAMENTOS PRINCIPAIS DE AEROGERADORES

Tiago Maia, Rodrigo Queiroz, Bernardo Gomes
tiago.maia@delfosim.com, bernardo.gomes@delfosim.com, rodrigo.queiroz@delfosim.com
Artigo submetido ao Congresso Brazil WindPower 2022

Resumo

Falhas em rolamentos principais de aerogeradores com até 6 anos de operação podem se tornar um dos maiores empecilhos para o bom funcionamento de um parque eólico caso não sejam detectadas com antecedência. Modelos preditivos para o monitoramento das temperaturas dos rolamentos podem ser grandes aliados na prevenção de falhas por desgaste mecânico do componente, estendendo a vida útil dos aerogeradores e evitando períodos de indisponibilidade maiores que o necessário para realizar ações paliativas e/ou corretivas que possam acarretar em perdas excessivas de produção do parque. O presente trabalho almeja discutir a utilização de modelos de *machine learning* na predição de falhas em rolamentos principais de aerogeradores situados no Nordeste brasileiro, destacando as vantagens associadas ao ganho de tempo hábil para o planejamento mais eficiente possível em termos de manutenção.

Palavras-chave: Falhas em rolamentos principais. *Machine Learning*. Manutenção de aerogeradores.

Abstract

Main bearing failures in wind turbine generators which have been operating for up to 6 years may eventually become one of the biggest operative issues in wind farm management, provided that they are not detected in advance. Predictive mathematical models for monitoring main bearing temperatures may count as great allies in preventing mechanical wear-and-tear failures in such components, extending their mean lifetime and avoiding larger-than-necessary periods of unavailability to execute palliative or corrective actions which may result in excessive production losses for the wind farm. This paper aims to discuss the usage of machine learning-based mathematical models for predicting failures in wind turbine generator main bearings located in the Northeastern region of Brazil, highlighting the advantages associated with increasing the time window to elaborate the most efficient maintenance plan.

Keywords: Main bearing failures. Machine Learning. Wind Turbine Generator Maintenance.

1 Introdução

1.1 Contexto geral

No Brasil, o setor eólico é uma das indústrias mais promissoras do mundo, capaz de exceder em até três vezes a demanda elétrica interna e com perspectivas de atingir um total de 24 GW de capacidade instalada até 2024 (GWEC, 2016).

Atuando como principal alternativa na geração de energia limpa e na descarbonização do setor elétrico (HARD *et al.,* 2020), fator decisivo na estratégia competitiva do setor frente às outras formas de geração de energia é a adoção de medidas que visem a redução dos custos de Operação e Manutenção (O&M), de forma que seu crescimento e viabilidade econômica sejam mantidas (HARD *et al.,* 2020). Para efetivar o uso dessa estratégia, o desenvolvimento de modelos de predição de falhas podem ser adotados (BORCHERSEN, KINNAERT, 2016).

O uso de modelos de predição na indústria eólica têm impactos positivos na redução de *downtimes* nos aerogeradores, que por sua vez podem ser causados por falhas mecânica-eletrônicas não previstas, exigindo a substituição imediata do componente defeituoso e promovendo impactos financeiros não planejados para o setor. Segundo Zhang (2018), os modelos de predição de falhas em aerogeradores vêm contribuindo significativamente na otimização dos custos de O&M dos parques eólicos, uma vez que permitem aos operadores programarem as manutenções apenas se, e quando for necessário.

Esse monitoramento é possível graças aos sistemas SCADA - Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados, instalados na maioria dos parques eólicos. Esses sistemas são instalados visando o monitoramento de performance do aerogerador, com potenciais de serem utilizados, ainda, na predição de falhas através de uma abordagem baseada em dados (ZHANG, 2018). Tal abordagem pressupõe o uso de dados históricos obtidos de tecnologias de mineração para o desenvolvimento de modelos que visem correlacionar variáveis de interesse (ZHANG, 2018). Assim, os diversos componentes mecânicos e elétricos que compõem os sistemas eólicos podem ser monitorados através dessa abordagem, dada a disponibilidade de dados provenientes de tecnologias de *Big Data*.

Dentre esses componentes, os *main bearings* (rolamentos principais) assumem significativa importância no incremento da disponibilidade e confiabilidade dos aerogeradores, tendo em vista as altas taxas de falhas presenciadas em campo (HARD *et al.,* 2020; HARD *et al.,* 2019). Segundo Hard *et al.* (2019) e Sethuraman, Guo e Sheng (2015), as taxas de falha de rolamento principal em aerogeradores *drive-train* são bastante altas - com primeira falha observada em até 6 anos de operação.

Dessa forma, dada a importância do tema, o presente estudo discutirá 3 casos documentados de falhas em rolamentos principais que foram detectados previamente por metodologia de predição, que consistiu em elaborar modelos preditivos de *machine learning* baseado em RNA (Redes Neurais Artificiais) para monitoramento das temperaturas dos rolamentos principais de aerogeradores instalados no Nordeste Brasileiro, contando com menos de 6 anos de operação na ocasião da falha.

O modelo gera uma série temporal de temperatura predita representativa de um estado de operação saudável da máquina baseada em variáveis explicativas (*inputs*)

pré-selecionadas. A série temporal é então comparada com os valores medidos pelos sensores dos componentes, dessa forma estimando o desvio de comportamento do sistema. Caso este desvio seja suficiente para exceder o limite estimado, um alerta de monitoramento é gerado e sua gravidade é definida pela tendência e magnitude da diferença entre as temperaturas medida e predita para cada ponto observado.

1.2 Redes Neurais Artificiais e Predição de Falhas

Uma RNA é uma estrutura de dados complexa baseada em computação paralela que simula o comportamento biológico de aprendizagem em uma rede neural humana. No contexto da predição de falhas, a principal característica desses modelos é sua propriedade de lidar com problemas não-lineares complexos de forma eficaz, sem necessidade de conhecimento especializado (ZHANG, 2018).

Diversas são as arquiteturas das redes neurais artificiais, mas grande maioria se caracterizam por uma camada inicial, onde há entrada de informação (variáveis *input*), por uma ou mais camadas intermediárias em que um processo baseado em aprendizagem supervisionada via algoritmos do tipo *Backpropagation* minimizam, em um processo iterativo, um erro de predição (calibrando os pesos de uma função de ativação) e uma camada de saída onde é obtida a resposta da rede (variável *output*).

Durante o treino da rede neural, diversas estratégias podem ser adotadas para garantir que o modelo seja generalizável para novos *inputs* não vistos anteriormente no conjunto de dados de treino. Essa etapa é conhecida como validação e sua importância consiste na redução do *overfitting* do modelo. Uma vez concluída a etapa de validação, uma rede neural é considerada bem calibrada e confiável se o erro entre os valores reais e os valores preditos da variável *output,* obtidos pelo modelo em um conjunto pré-selecionado de dados, for aceitável, geralmente sendo mensurados pelos EQM (Erro Quadrático Médio). Essa etapa é conhecida como teste e é utilizada para mensurar a qualidade do modelo.

No contexto da predição de falhas, diversos fatores podem influenciar na acurácia do modelo, tais como a qualidade, a diversidade, a natureza dos dados *inputs* e o período de treino selecionado. No contexto da predição de falhas, um modelo bem calibrado pode ser utilizado para replicar comportamentos considerados saudáveis para a variável monitorada (*output*). Uma vez detectado um desvio fora dos limites de operação (*threshold*), é possível tomar decisões baseadas em dados e utilizar essas informações sobre a condição operacional do ativo para gerar ações preventivas e/ou corretivas, antes de uma falha funcional.

Além disso, dada a impossibilidade de se monitorar, sem uma automação inteligente e responsiva, todos os componentes de interesse de aerogeradores em indústrias com extenso portfólio de ativos, o uso de modelos de *machine learning* baseado em redes neurais artificiais podem ser determinantes para o processo de O&M da indústria, com ganhos financeiros consideráveis. Nesse contexto, a redução de *downtimes* devido a falhas de *main bearings* pode constituir um grande diferencial competitivo para o setor.

2 Objetivos

O presente trabalho almeja discorrer sobre o monitoramento da saúde de rolamentos principais de aerogeradores situados no Brasil através de modelos de Redes Neurais Artificiais para predição de falhas. Assim, buscam-se os seguintes objetivos:

- Propor um modelo de predição de temperatura baseado em RNA para monitorar a saúde de rolamentos principais durante a vida útil dos aerogeradores;

- Estimar, em termos energéticos e financeiros, o quanto a máquina é capaz de produzir mesmo em estado de falha, quando se opta por planejar a manutenção para o momento mais oportuno.

3 Materiais e Métodos

3.1 Materiais

O presente estudo utilizou-se de dados brutos provenientes de sistemas tipo SCADA instalados no parque do cliente coletados por meio de mineração de banco de dados; linguagens de programação como SQL (para extração de dados) e Python (para tratamento dos dados e treino do modelo); e do *dashboard* próprio para visualização e análise do comportamento das temperaturas.

3.2 Metodologia

O processo preditivo aplicado a rolamentos principais pode ser sintetizado em 5 etapas, conforme mostrada na figura 1 abaixo:

Figura 1 – Etapas do processo de treino do modelo preditivo
Fonte: Os próprios autores, 2022.

O modelo foi treinado pela RNA com o auxílio de séries temporais 10-minutais de temperatura da variável monitorada (*main bearing temperature*) e de variáveis *inputs* correspondentes (*Active Power*, *Ambient Temperature*, *Nacelle Temperature* e *Rotor Speed*), conforme indicado pelos estudos realizados por Feng *et al*., (2013) e Bangalore *et al.*, (2017). Os dados das séries temporais foram provenientes de dados obtidos de sistemas SCADA instalados nos parques monitorados.

O período de treino escolhido foi aquele correspondente a 1 ano de dados, de forma a contemplar um período sazonal completo (período de baixo vento e alto vento), sendo aplicados filtros de sanidade, físicos e de continuidade na massa de dados obtida. Os filtros de sanidade foram aplicados no sentido de identificar erros de sensores para as variáveis (*inputs* e *outputs*) escolhidas - dados espúrios. Os filtros físicos foram aplicados para eliminar situações em que os ativos não tivessem gerando energia. Os filtros de continuidade foram aplicados para garantir a continuidade dos dados 10-minutais dentro de cada setor de 1 hora - ou seja, 6 pontos contínuos por setor de hora - com vistas a evitar comportamentos transientes de temperatura.

A massa de dados obtida após os filtros foi, dessa forma, segmentada em cada setor de hora e embaralhada, selecionando-se aproximadamente 80% de dados para treino e o restante para validação. Os 3 meses seguintes, após novamente passar pelos filtros, foram selecionados para teste, etapa na qual foi calculado o EQM para mensurar da acurácia do modelo. Abaixo, é apresentado um exemplo elucidando essa metodologia de escolha dos períodos.

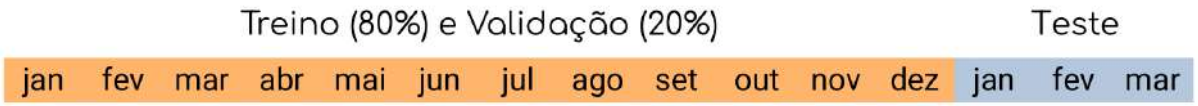


Figura 2 – Metodologia de escolha dos períodos de treino, teste e validação
Fonte: Os próprios autores, 2022.

Na figura 3, a seguir, é ilustrado o fluxo do processo de treino da RNA em questão:

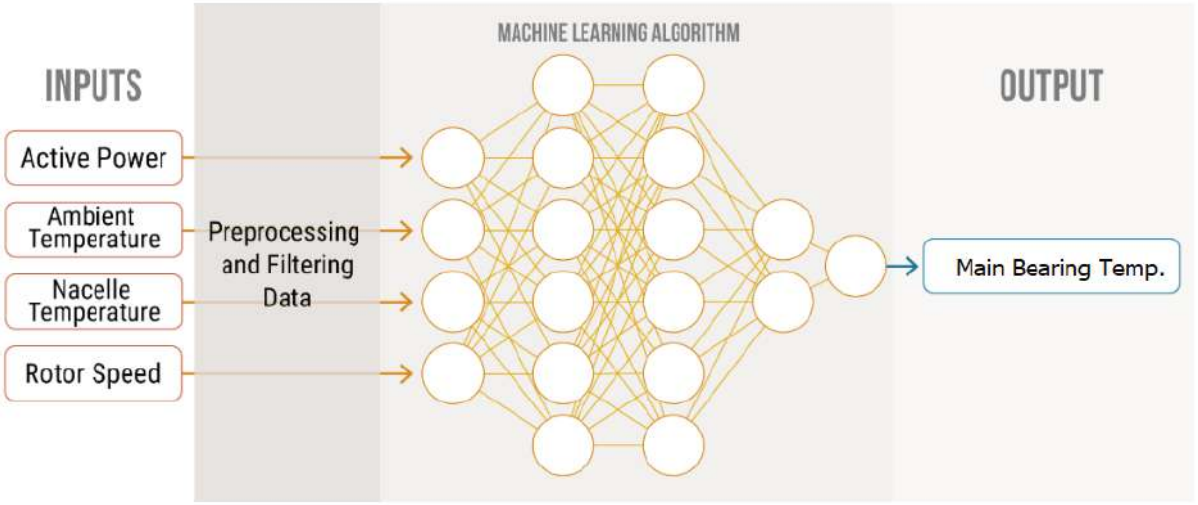


Figura 3 – Fluxo do processo de treino da RNA.
Fonte: Os próprios autores, 2022.

O cálculo do *threshold* - limites de operação considerados saudáveis dentro da hipótese do bom treino do modelo - foi feito para identificar desvios de comportamento significativos da variável *output* predita em relação ao seu valor real medido na operação dos equipamentos. O *threshold* ficou, dessa forma, definido como sendo o erro máximo permitido da predição, calculada a partir de um *percentil* pré-estabelecido da distribuição do erro (obtido na etapa do teste do modelo). Utilizou-se a mediana diária do erro de predição para cálculo do

percentual de pontos acima do *threshold*. Por fim, foi estipulado como critério para geração de alarme um percentual determinado de pontos acima do *threshold* (dos últimos 7 dias).

3.3 Estudo de Caso Representativo

Para ilustrar a aplicação da metodologia descrita na seção anterior, o caso do aerogerador designado como WTG-3 foi selecionado. Na figura 4, a seguir, o gráfico de desvio de comportamento (diferença entre as medianas diárias das temperaturas medida e predita pelo modelo) é representado pela coleção de pontos pretos ao longo do tempo:

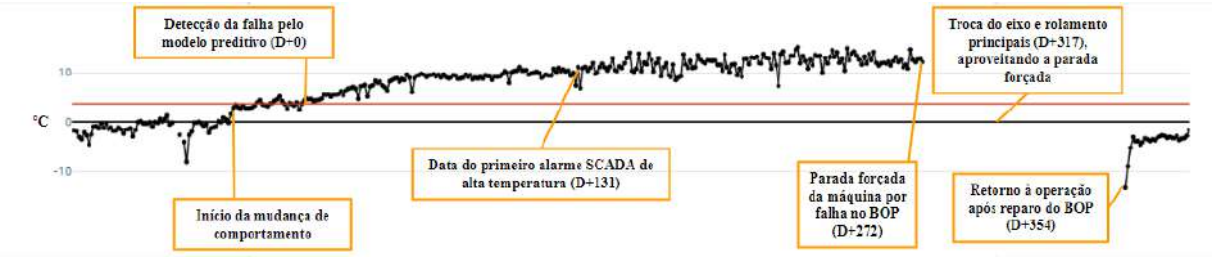


Figura 4 – Linha do tempo da evolução do desvio de comportamento observado pelo modelo preditivo para o WTG-3.
Fonte: Os próprios autores, 2022.

A linha preta representa uma situação saudável, onde a temperatura da máquina está em conformidade com o modelo (diferença próxima de 0), e a linha laranja representa o limite de normalidade da operação da máquina (*threshold*). As caixas amarelas indicam a linha do tempo dos acontecimentos, onde D+0 representa o início da contagem, em dias, de detecção da falha. Nota-se, por exemplo, que a predição esteve 131 dias adiantada do sistema SCADA quanto à percepção de um desvio significativo de comportamento da temperatura do componente.

A falha foi confirmada por boroscopia e o plano de manutenção corretiva foi elaborado em duas etapas: aliviar o esforço no componente por meio de limitação da potência da máquina e troca total do rolamento no momento mais oportuno, considerando as condições de vento e logística para a operação. No caso do WTG-3, a parada do aerogerador foi ocasionada por uma falha de BOP (Balance Of Plant), durante a qual a máquina ficou inoperante; e optou-se por trocar o eixo e o rolamento principais neste período.

A figura 5, a seguir, ilustra a série temporal da potência ativa da turbina WTG-3 e a limitação de potência como tentativa de proteger o rolamento de danos adicionais:

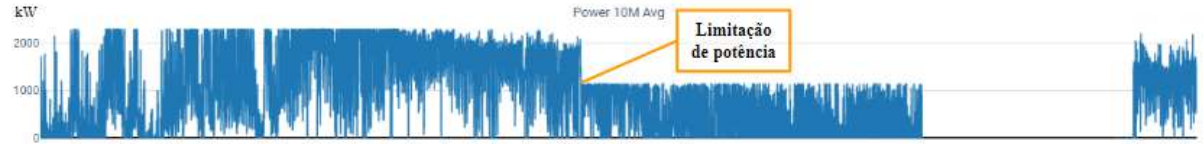


Figura 5 – Limitação de potência da máquina observada em série temporal.
Fonte: Os próprios autores, 2022.

Desde a identificação da mudança de comportamento no rolamento principal até o instante da manutenção programada, o aerogerador ainda operou durante 272 dias, com saída de potência limitada por um período de 134 dias, gerando 6.642,20 MWh; equivalente a 2.888

horas a plena carga. Considerando o PLD (Preço Líquido das Diferenças) médio de dezembro/2021 de R$ 66,46, a energia gerada corresponde ao valor de R$ 441.440,61.

Os demais casos estudados seguem uma abordagem similar quanto aos critérios de análise e detecção de comportamentos anômalos indicativos de falha no rolamento principal. A seguir, as figuras 6 e 7 ilustram a metodologia aplicada aos casos dos WTG-1 e WTG-2:

Figura 6 – Linha do tempo da evolução do desvio de comportamento observado pelo modelo preditivo para o WTG-1.
Fonte: Os próprios autores, 2022.

Figura 7 – Linha do tempo da evolução do desvio de comportamento observado pelo modelo preditivo para o WTG-2.
Fonte: Os próprios autores, 2022.

Desde a identificação da mudança de comportamento no rolamento principal até o instante da manutenção programada, o aerogerador WTG-1 operou durante 88 dias, gerando 2.696,01 MWh; já a máquina WTG-2 operou por 125 dias e gerou cerca de 4.167,96 MWh. Nota-se que os valores de *MTTR* destes dois casos foram consideravelmente menores, devido à ausência de demais falhas que pudessem acarretar num atraso ou imprevistos logísticos. Considerando o PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) médio de dezembro/2021 de R$ 66,46, a energia gerada pelo WTG-1 desde o início da falha até o momento da troca do componente corresponde ao valor de R$ 179.176,83; já a energia gerada pelo WTG-2 corresponde a um valor de R$ 277.002,62.

4 Resultados e discussão

Após desenvolver o modelo e definir um *threshold* adequado para o funcionamento saudável do componente monitorado, o acompanhamento da tendência de evolução da temperatura medida contra a predita foi iniciado para as máquinas em questão. A tabela 1, a seguir, demonstra a antecedência na detecção de anomalias de temperatura nos rolamentos analisados utilizando modelos preditivos; que corresponde ao intervalo em dias entre o primeiro alarme SCADA de alta temperatura registrado pelo sistema e a ultrapassagem do

threshold pelo desvio observado, e o valor de *MTTR* (*Mean Time To Repair* - Tempo Médio para Reparo), métrica comumente utilizada em gestão de manutenção:

Máquina	Antecedência de aviso (dias)	*MTTR* (dias)
WTG-1	31	8
WTG-2	62	13
WTG-3	131	45

Tabela 1 – Antecedência na detecção de anomalias de temperatura nos rolamentos analisados utilizando a metodologia preditiva e *MTTR* associado ao plano de ação corretiva do cliente.
Fonte: Os próprios autores, 2022.

Foram detectadas falhas de rolamento principal com até 131 dias de antecedência com relação aos alarmes SCADA de alta temperatura, conferindo ao cliente tempo hábil para requisitar outras análises como nível de vibração do componente, análise de particulados metálicos em graxa e boroscopias para verificar a gravidade da situação dos rolamentos, confirmar o tipo de falha e atuar de forma estratégica para sanar o problema.

As principais ações corretivas realizadas após a detecção de falha nos rolamentos principais são a lubrificação e a troca total do componente. No entanto, nem sempre é possível responder instantaneamente a uma falha de rolamento principal, seja devido ao enorme esforço de maquinário, logística e mão-de-obra a ser empregado na ação; seja devido às dificuldades e perdas envolvidas em realizar manutenções deste porte em alta estação de vento, quando o aluguel dos guindastes é mais dispendioso e as perdas de produção por indisponibilidade das máquinas são mais sensíveis. Isto pode ser ilustrado pelos diferentes valores de *MTTR* da tabela 1, ao passo que houve condições de resposta radicalmente diferentes para cada caso.

Em determinados casos, como aqueles aqui expostos, ações paliativas podem ser postas em prática para aliviar o esforço dos rolamentos danificados quando a troca do componente imediatamente após a identificação da falha for considerada contraproducente. Destacam-se, dentre elas, a limitação de potência da máquina, a lubrificação e readequação do regime de troca de lubrificação do componente e o expurgo da graxa antiga dos rolamentos, que pode agravar danos abrasivos devido à presença de particulado metálico por desgaste mecânico prévio.

5 Conclusões

Os resultados do estudo indicam que modelos de *machine learning* para monitoramento de temperatura de rolamentos principais podem configurar poderosos aliados para manter a vida útil de aerogeradores, detectando tendências de falha ou até mesmo falhas graves em andamento com tempo hábil para o planejamento adequado de ações paliativas e/ou corretivas que resultem na melhor operação possível do parque ao longo dos anos.

Em termos econômicos, a detecção antecipada de falhas permite que a turbina continue gerando potência até a falha funcional do componente ocorrer ou até que um momento oportuno, quando os custos de reparo (logística, mão-de-obra, perda de geração por indisponibilidade) sejam minimizados. Normalmente, em casos muito graves e inesperados, considera-se uma estimativa de 60 a 180 dias para efetuar a troca total de um eixo principal e

rolamento, a depender do número de imprevistos, época do ano e disponibilidade logística dos equipamentos necessários para tamanha tarefa. Os resultados mostram que, com o auxílio de um sistema de predição de falhas, o tempo máximo entre o início e o final do reparo nas máquinas analisadas foi de 45 dias, e a continuidade da operação até o momento da troca permitiu um faturamento de até R$ 441.440,61.

Podem ser destacados, dentre os benefícios da utilização de modelos preditivos para predição de falhas em aerogeradores, os seguintes:

- Prevenção de falhas repentinas;
- Redução de custos de manutenção devido à mobilização mais eficiente de guindaste;
- Melhor poder de negociação de preço de reparos e peças;
- Redução do tempo de espera por peças/componentes;
- Redução da probabilidade de reparos de baixo custo se transformarem em falhas catastróficas;
- Redução do tempo de inatividade da turbina (*MTTR* e *MTBF*);
- Melhor planejamento para realizar manutenção em temporada de baixo vento (redução de perdas energéticas).

Bibliografia Consultada

BANGALORE, P.; LETZGUS, S.; KARLSSON, D.; PATRIKSSON, M. An artificial neural network-based condition monitoring method for wind turbines, with application to the monitoring of the gearbox. **Wind Energy**, [S.L.], v. 20, n. 8, p. 1421-1438, 10 mar. 2017.

BORCHERSEN, A. B.; KINNAERT, M. Model-based fault detection for generator cooling system in wind turbines using SCADA data. **Wind Energy**, [S.L.], v. 19, n. 4, p. 593-606, 17 abr. 2015.

FENG, Y.; QIU, Y.; CRABTREE, C. J.; LONG, H.; TAVNER, P. J. Monitoring wind turbine gearboxes. **Wind Energy**, [S.L.], v. 16, n. 5, p. 728-740, 17 jul. 2013.

Global Wind Energy Council (GWEC). Global wind report market update 2016. Disponível em:<https://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_22_04.pdf>. Acesso em 30 de Junho de 2022.

HART, E.; CLARKE, B.; NICHOLAS, G.; AMIRI, A. K.; STIRLING, J.; CARROLL, J.; DWYER-JOYCE, R.; MCDONALD, A.; LONG, H. A review of wind turbine main bearings: design, operation, modelling, damage mechanisms and fault detection. **Wind Energy Science**, [S.L.], v. 5, n. 1, p. 105-124, 15 jan. 2020.

HART, E.; TURNBULL, A.; FEUCHTWANG, J.; MCMILLAN, D.; GOLYSHEVA, E.; ELLIOTT, R.. Wind turbine main‐bearing loading and wind field characteristics. **Wind Energy**, [S.L.], v. 22, n. 11, p. 1534-1547, 30 ago. 2019.

SETHUAMAN, L.; GUO Y.; SHENG, S. 2015, Main Bearing Dynamics in Three-Point Suspension Drivetrains for Wind Turbines. Golden, CO: **National Renewable Energy**

Laboratory.NREL/PR-5000-64311. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64311.pdf>. Acesso em 30 de Junho de 2022.

ZHANG, Z. Automatic Fault Prediction of Wind Turbine Main Bearing Based on SCADA Data and Artificial Neural Network. **Open Journal Of Applied Sciences**, [S.L.], v. 08, n. 06, p. 211-225, 2018.

Wind Turbine Blades Surface Crack Detection

S.Majid Rezaee

Abstract

Blades surface damages are becoming critical maintenance operation for the wind industry. These damages include leading edge erosion, surface cracks, damaged lightning receptors, and so forth. In the present paper we study the implementation of IBT-CED technique on Wind Turbine Blades to detect surfaces cracks in order to automatically providing suggestions to experts on highly probable damage locations. The results show that the technique is able to effectively and efficiently detect surface crack of wind turbine blades.

Keywords — Wind Turbine Blades, Surface Crack Detection

I. Introduction

In the last decades the energy transition towards renewable energy, especially wind energy, is quickly gaining momentum. In recent years, the wind industry has favorably employed Unmanned Aerial Vehicle (UAVs) on-site for magnified monitoring and surveillance. Drones coupled with Artificial Intelligence (AI) and Machine Learning, present reliable solutions for probing wind turbines and its associated infrastructure.

Blade Cracks, erosion, lightning destruction, and adhesive debonding are some external defects that can be visualized easily using surface inspection procedures. Moreover, some of these damages, such as surface cracks, even indicate severe internal structural damages [1]. Once the images captured by drone achieved, we need to extract damage information from a large number of high-resolution inspection images. By automatically providing suggestions to experts on highly probable damage locations, we can significantly reduce the required man-hours and simultaneously enhance manual detection performance [2]. To do this, images passed through diverse automated processing, classification and image processing algorithms. Once the data processed, blade experts analyze the damages to check for potential improvements or solutions. In this work, we refer to technique called IBT-CED to automatically detect surface cracked on the images captured by drone.

The paper is organized as follows. Section II presents the Edge Detection Using OpenCV method and the descriptive analysis of Thresholding and Canny Edge Detection methods are introduced. Then, in order to analysis the behavior of the technique and the potential benefits in different scenarios, a set of simulations are shown and discussed in Section III and, finally, conclusions are drawn in Section IV.

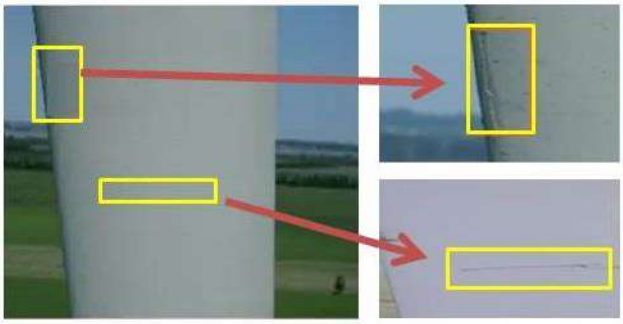


Figure 1: Wind turbine blade surface image captured by Drone [3]

II. Edge Detection Using OpenCV

OpenCV stands for Open Source Computer Vision Library which is an open-source computer vision and machine learning software library. Edge detection is an image-processing technique, which is used to identify the boundaries (edges) of objects, or regions within an image [4]. Edges are among the most important features of image, such that we come to know of the underlying structure of an image through its edges [5]. The main concept of edge detection is used to detect the location and presence of edges by making changes in the intensity of an image [6]. Edges are characterized by sudden changes in pixel intensity and to detect edges, we need to go looking for such changes in the neighboring pixels [5].

2.1 Thresholding

In Thresholding method the pixel values in an image used to segment the image into two regions [7]:

- particle region, which contains the objects under inspection
- background region

Inverse-Binary Thresholding (IBT) is a basic Thresholding technique, where for every pixel the destination pixel is set to [8]:

- zero, if the corresponding source pixel is greater than the threshold
- maximum value, if the source pixel is less than the threshold

2.2 Canny Edge Detection

One of the most popular edge-detection methods is Canny Edge Detection (CED) because it is so robust and flexible. It was developed by John F. Canny in 1986 [9]. The algorithm itself follows four-stage process, which includes:

A. Noise Reduction
B. Calculating Intensity Gradient of the Image
C. Suppression of False Edges
D. Hysteresis Thresholding

A. Noise Reduction

Edge detection is susceptible to noise in the image so it is important to reduce noise before computing edges in CED with Gaussian filter that is used to essentially remove or minimize unnecessary detail that could lead to undesirable edges [10].

B. Calculating Intensity Gradient of the Image

After the image has been smoothed (blurred), it is filtered with a Sobel kernel in both horizontal and vertical direction.
The results from these filtering operations are then used to find edge gradient and direction for each pixel as follows [10]:

$$Edge_Gradient\ (G) = \sqrt{G_x^2 + G_y^2}$$

$$Angle\ (\theta) = \tan^{-1}\left(\frac{G_y}{G_x}\right)$$

Equation 1: Edge-Gradient and direction (Angle) for each pixel in CED method

The gradient direction is then rounded to one of four angles representing vertical, horizontal and two diagonal directions [10].

C. Suppression of False Edges

Non-maximum suppression technique has been used in the algorithm to remove any unwanted pixels which may not constitute the edge. To do this, at every pixel, pixel is checked if it is a local maximum in its neighborhood in the direction of gradient [4].

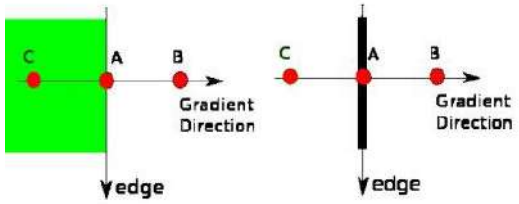


Figure 2: For each pixel checked if it is a local maximum in its neighborhood in the direction of gradient in CED method [1-]

As shown in figure 2, Point A is on the edge (in vertical direction) where the Gradient direction is normal to the edge and Point B and C are in gradient directions. So point A is checked with point B and C to see if it forms a local maximum. If so, it is considered for next stage, otherwise, the magnitude of the current pixel is set to zero [10].

D. Hysteresis Thresholding

In this final step CED decides which is all edges are really edges and which are not. For this, the gradient magnitudes are compared with two threshold values, one smaller than the other [10].

- If the gradient magnitude value is higher than the larger threshold value, those pixels are associated with strong edges, and are included in the final edge map.
- If the gradient magnitude values are lower than the smaller threshold value, the pixels are suppressed, and excluded from the final edge map.
- All the other pixels, whose gradient magnitudes fall in between these two thresholds, are marked as 'weak' edges (i.e. they become candidates for being included in the final edge map).
- If the 'weak' pixels are connected to those associated with strong edges, then they too are included in the final edge map.

III. The State of the art

In this work, we refer to technique called IBT-CED which is a combine of IBT and CED methods. In order to implement this technique first, we applied IBT method on target image and then, we applied CED method on modified image. After that we applied Contour method that helps in extracting the contours from the image.

In this work, we refer to a dataset is taken from the surfaces [11]. The dataset is generated from 458 high-resolution images (4032x3024 pixel) with the method proposed by Zhang et al (2016) and 227 x 227 pixels with RGB channels.

High-resolution images have variance in terms of surface finish and illumination conditions. No data augmentation in terms of random rotation or flipping is applied [11]. Figure 3 and 4 show six different surface images with no damage and same dataset images having cracks.

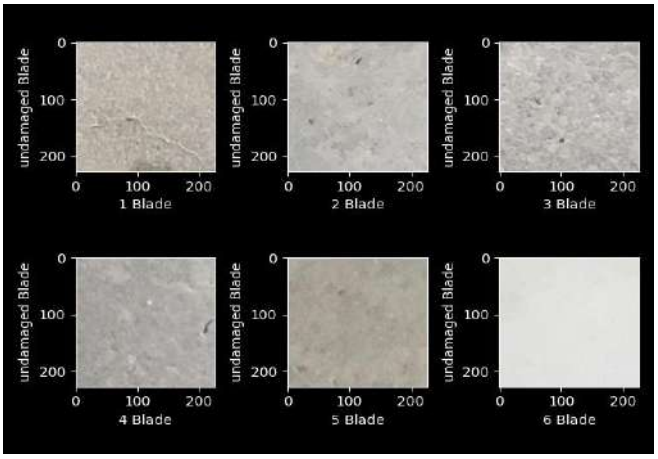


Figure 3: Dataset images with no damage

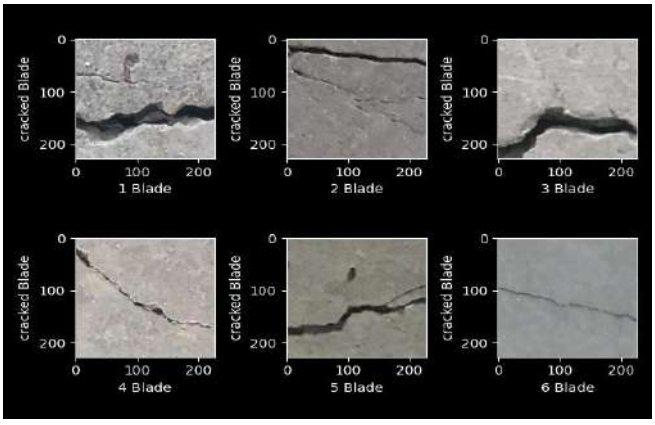


Figure 4: Dataset images having cracks

To implement IBT-CED technique on sample dataset images we start with IBT implementation on dataset images. Figures 1 and 2 show IBT method applied on dataset images with no damage and same dataset images having cracks.

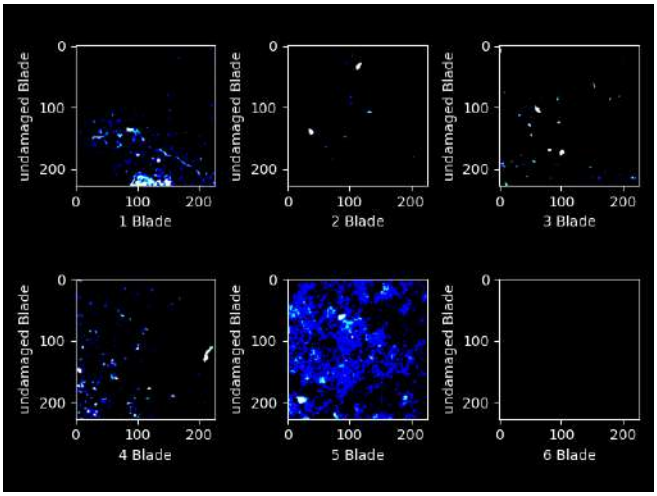


Figure 5: Dataset images with no damage (IBT method)

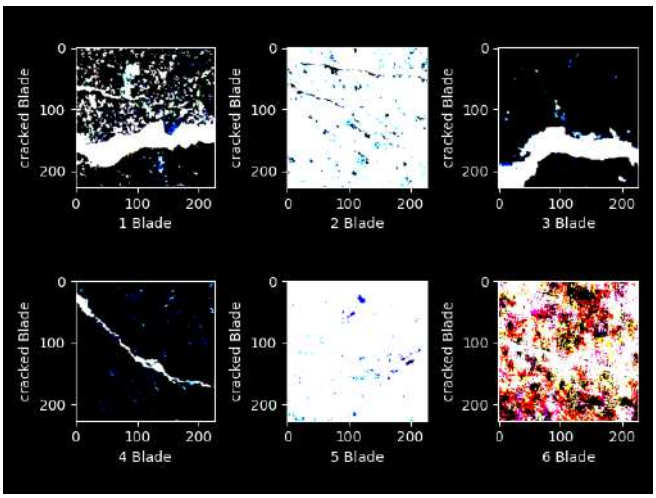


Figure 6: Dataset images having cracks (IBT method)

In order to analyses the features of a target image we implement Threshold Skeleton Morphology (TSM) method on it. Figures 7 and 8 show TSM method applied on the first Blade image from dataset with no damage and same target image having cracks.

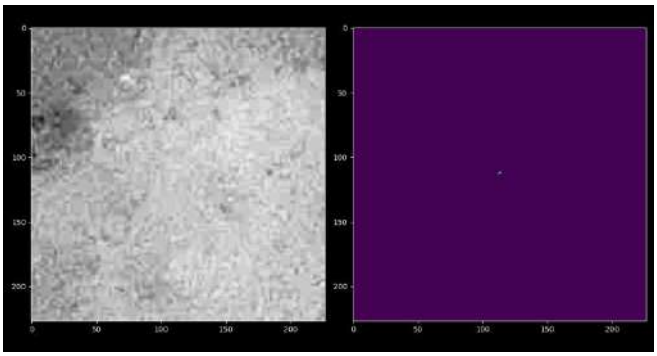


Figure 7: First Blade image with no damage (TSM method)

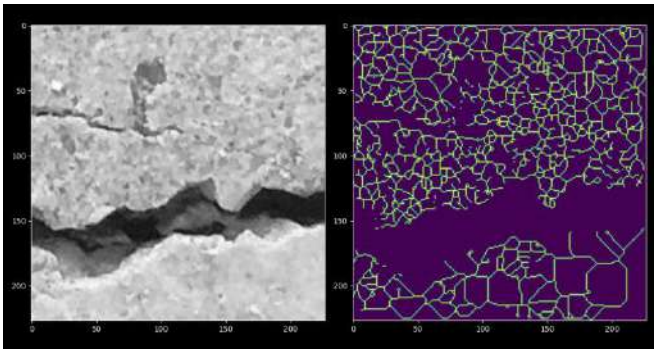


Figure 8: First Blade image having cracks (TSM method)

Figures 9 and10 show TSM method applied on dataset images with no damage and same dataset images having cracks.

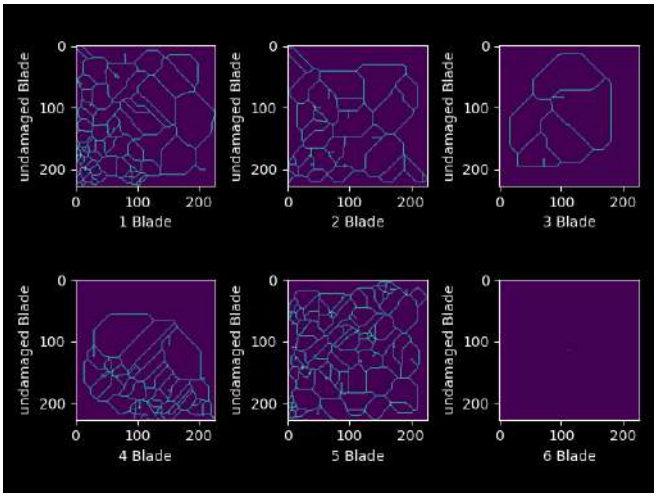


Figure 9: Dataset images with no damage (TSM method)

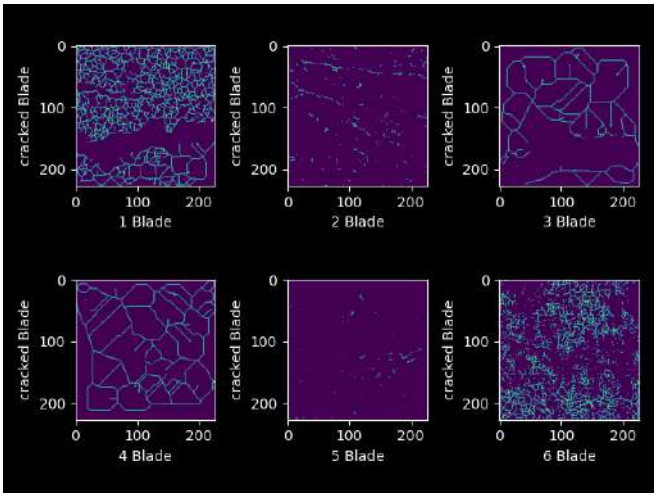


Figure 10: Dataset images having cracks (TSM method)

In the second step of implantation of IBT-CED technique we applied CED method on modified images by IBT method. Figures 11 and 12 show CED method applied on modified dataset images with no damage and same dataset images having cracks.

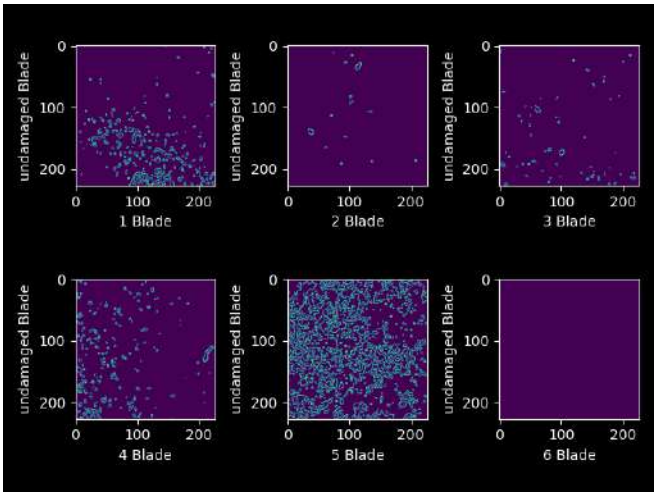


Figure 11: Dataset images having cracks (IBT-CED method)

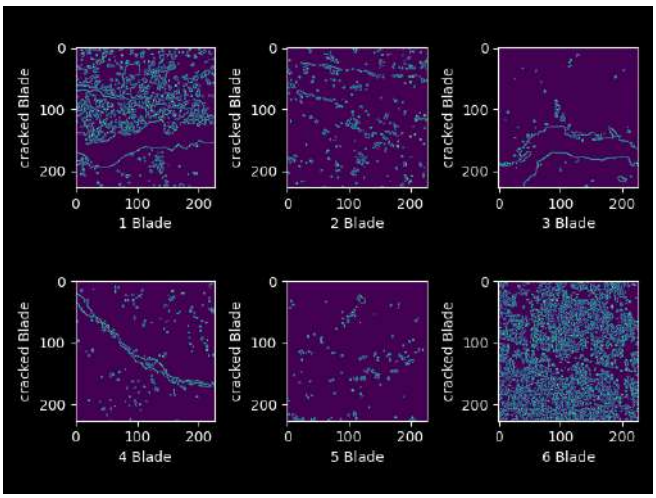


Figure 12: Dataset images with no damage (IBT-CED method)

Finally we apply Contour function from OpenCV library, helps in extracting the contours from the image, on the target image modified by IBT-CED technique. Contours are defined as the line joining all the points along the boundary of an image that are having the same intensity [12]. Figures 13 and 14 show Contour method applied on the third Blade image from dataset modified by IBT-CED technique with no damage and same target image having cracks.

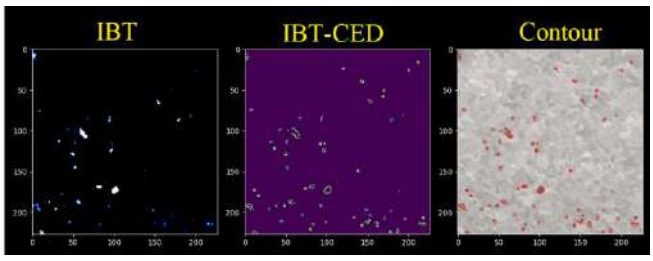


Figure 2: Third Blade image from dataset with no damage (IBT, IBT-CED and Contour method)

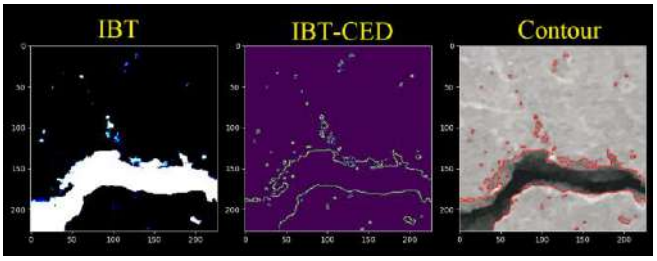


Figure 3: Third Blade image from dataset having cracks (IBT, IBT-CED and Contour method)

Figures 15 and 16 show Contour method applied on the fourth Blade image from dataset modified by IBT-CED technique with no damage and same target image having cracks.

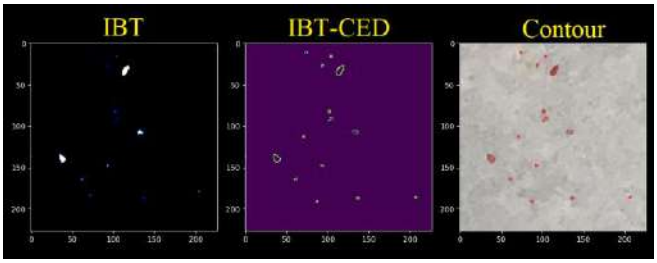


Figure 15: Fourth Blade image from dataset with no damage (IBT, IBT-CED and Contour method)

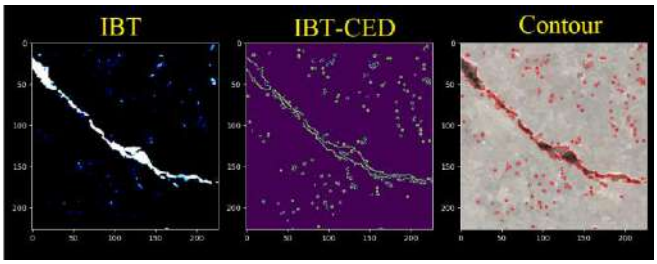


Figure 16: Fourth Blade image from dataset having cracks (IBT, IBT-CED and Contour method)

Figures 17 and 18 show Contour method applied on modified dataset images by IBT-CED technique with no damage and same dataset images having cracks.

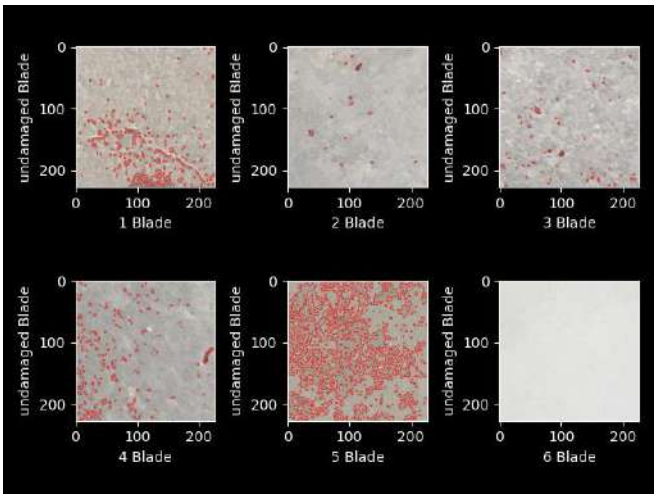


Figure 47: Dataset images with no damage modified by IBT-CED technique (Contour method)

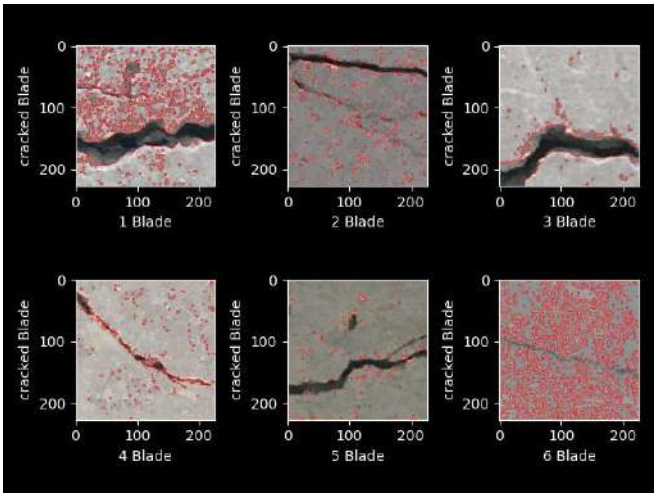


Figure 5: Dataset images having cracks modified by IBT-CED technique (Contour method)

In order to get intuition about contrast, brightness, intensity distribution etc. of images processed by Contour method we use color histogram method of OpenCV library. A histogram represents the distribution of pixel intensities in a digital image [13]. Figures 19 and 20 show histogram graphs of Contour method applied on dataset images with no damage and same dataset images having cracks.

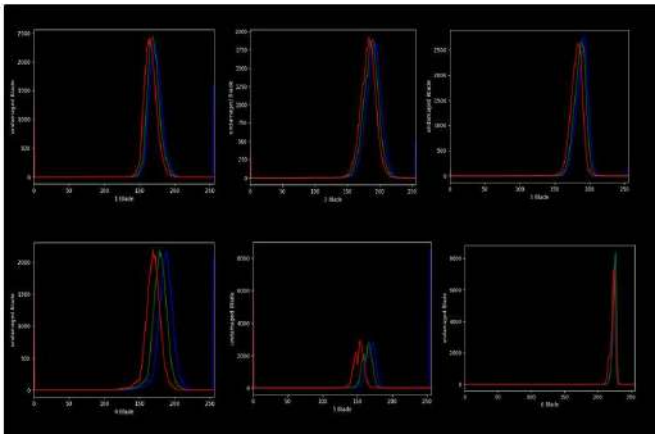


Figure 196: Histogram graphs of Contour method applied on dataset images with no damage

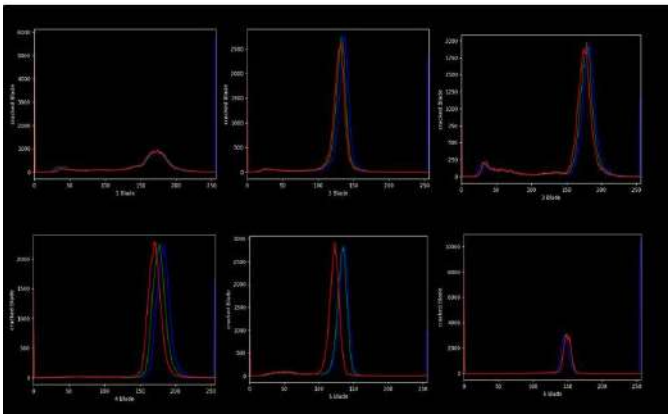


Figure 207: Histogram graphs of Contour method applied on dataset images having cracks

IV. FINAL REMARKS

The present study discussed IBT-CED technique applied on surface cracked images. We provided extensive simulations of several images to evaluate the performance of the proposed approach. This technique is feasible to realize fast algorithm process through the hardware of the software, which can well achieve the established objectives and meet the requirements of real-time. This may indicate that this technique presents a compromise detecting surface crack, considering time constraints, especially when the number of images in dataset is increased. Experimental results show that the technique is capable of detecting surface-opening cracks. Results show that the technique is able to effectively and efficiently detect surface crack damages of wind turbine blades.

References

[1] Chen, X. Fracture of wind turbine blades in operation—Part I: A comprehensive forensic investigation. Wind Energy 2018, 6, doi:10.1002/we.2212.

[2] Wind Turbine Surface Damage Detection by Deep Learning Aided Drone Inspection Analysis ASMShihavuddin 1,* , Xiao Chen 2,* , Vladimir Fedorov 3, Anders Nymark Christensen 1, Nicolai Andre Brogaard Riis 1, Kim Branner 2, Anders Bjorholm Dahl 1 and Rasmus Reinhold Paulsen 1. Energies 2019, 12, 676; doi: 10.3390/en12040676.

[3] Drones for Wind Turbine Inspection & Surface Damage Detection. Equinoxsdrones. https://www.equinoxsdrones.com/blog/drones-for-wind-turbine-inspection-surface-damage-detection

[4] Image Processing in Python -The Computer Vision Techniques. Sarvagya Agrawal - August 11, 2021. https://www.analyticsvidhya.com/blog/2021/08/image-processing-in-python-the-computer-vision-techniques/

[5] Edge Detection Using OpenCV. https://learnopencv.com/edge-detection-using-opencv/

[6] Concept of Edge Detection. https://www.javatpoint.com/dip-concept-of-edge-detection

[7] Thresholding. Vision Development Module 2021. https://www.ni.com/docs/en-US/bundle/ni-vision-concepts-help/page/thresholding.html

[8] Image Thresholding in OpenCV. https://learnopencv.com/opencv-threshold-python-cpp/#-inverse-binary-thresholding

[9] J. Canny, "A Computational Approach to Edge Detection," in IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence, vol. PAMI-8, no. 6, pp. 679-698, Nov. 1986, doi: 10.1109/TPAMI.1986.4767851.

[10] Canny Edge Detection. https://opencv24-python-tutorials.readthedocs.io/en/latest/py_tutorials/py_imgproc/py_canny/py_canny.html

[11] Özgenel, Çağlar Fırat (2019), “Concrete Crack Images for Classification”, Mendeley Data, v2. http://dx.doi.org/10.17632/5y9wdsg2zt.2

[12] Find and Draw Contours using OpenCV | Python Last Updated: 29 Apr, 2019. https://www.geeksforgeeks.org/

[13] Image Histograms in OpenCV. Raghunath D. Jan 29, 2019. https://medium.com/@rndayala/image-histograms-in-opencv-40ee5969a3b7

COMPARAÇÃO DE MODELOS DE DETERMINAÇÃO DE ANÁLISE DE CAUSA RAIZ EM TURBINAS EÓLICAS

Porto Alegre, 17 de agosto de 2022.

Autor: Dieter Gutterres Soares
Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
E-mail: dietersoares@gmail.com

Co-autor: Gustavo Cantarelli Costa
Universidade Federal de Santa Catarina
E-mail: gustavo.cantarelli@grad.ufsc.br

Orientador: Prof. Ronaldo Custódio
Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 30 - Bloco F - Sala 204 - CEP: 90619-900 - Porto Alegre -RS - Brasil
E-mail: ronaldo.santos.custodio@gmail.com

Resumo: Métodos de análise de determinação de uma causa raiz são ferramentas interessantes e auxiliam no processamento de informações. A apresentação de ferramentas e suas vantagens e desvantagens já são conhecidas na literatura, mas não estão focados em fontes de geração eólica. A condição de um aerogerador em falha, apesar de apresentar causas diferentes, há alguns pontos que se assemelham. A idéia central deste trabalho é utilizar um ponto de partida de uma análise e identificar as melhores ferramentas para percorrer as especificidade de cada caso, para isso se fez o uso de cinco metodologias de análise aplicados em três casos reais de estudo de análise de causa. Os métodos utilizados são brainstrom, diagrama de Ishikawa, árvore de falhas, tabela de decisão e metologia dos cinco porquês. No final se conclui que todas as ferramentas podem ser utilizadas nesses estudos e como devem ser utilizadas para elaborar um relatório de análise de causa raiz, pois adicionalmente entendeu-se que há uma sinergia entre os métodos.

Palavras-chave: Análise de causa raiz; Metodologia de análise; Aerogerador; Energia eólica; Fontes renováveis.

Abstract: Analysis methods are interesting and helpful tools for processing information to determine a root cause. The presentation of tools and their advantages and disadvantages are already known in the literature, but they are not focused and applied on wind generation sources. The failure condition of a wind turbine, have some simliar information, despite having different causes and completely different subjetct. The central idea of this work is to use a starting point of an analysis and to identify the best tools to go through the specifics of each case, for this it was made use of five analysis methodologies applied in three real cases of cause analysis study. The methods used are brainstrom, Ishikawa diagram, fault tree, decision table and five whys methodology. In the end, it is concluded that all the tools can be used in these studies and how they should be used to prepare a root cause analysis report, as it was additionally understood that there is a synergy between the methods.

Key-words: root cause analysis; Analysis methodology; wind turbine; Wind energy; Renewable sources.

1 INTRODUÇÃO

Uma das fontes de energia amplamente utilizada é a energia eólica. Para a extração de energia do vento é necessário o uso de diversos componentes, cada um com sua função específica. Frequentes falhas nos diversos componetes existentes nos aerogeradores implicam em paradas inesperadas, sendo que em alguns casos esses eventos podem ser prolongadas, afetando na geração. Para entender e compreender essas paradas é necessário investigar cada falha e determinar o motivo que ocasionou ela. Logo, este estudo serve para que cada falha seja mapeada para evitar que novas paradas ocorram e ações preditivas possam ser tomadas com antecendência, evitando paradas desnecessárias.

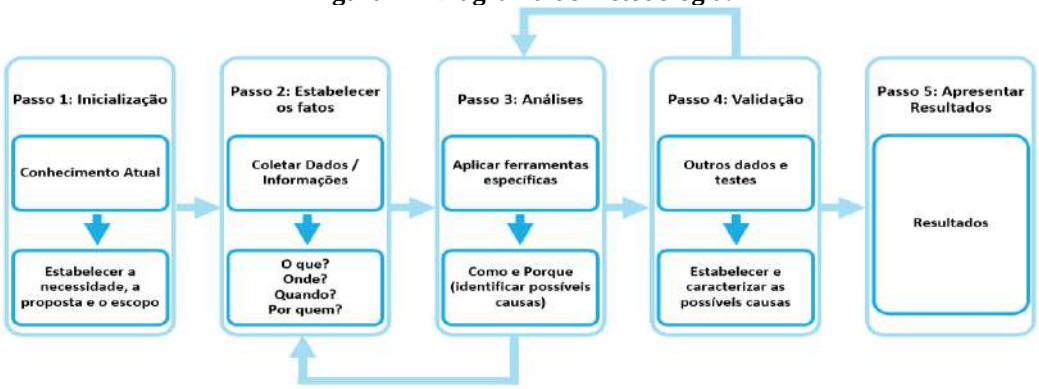
Essas paradas acabam impedindo ou limitando a geração de energia das turbinas eólicas. A análise de causa raiz (*RCA – root cause analysis*) de sinistros é importante para determinar os modos de falhas de determinado componente. Para este tipo de estudo são utilizadas algumas ferramentas de análises para auxiliar na determinação da causa mais provável ou definitiva.

Por outro lado, até então não foi encontrado na bibliografia uma metodologia padrão de análise de causa raiz aplicada em fontes geradora eólica. Desta forma, este trabalho busca apresentar cinco (05) ferramentas de análises, as quais são aplicadas em três (03) estudos de caso distintos.

A análise de causa raiz é um processo que deverá ser diligente pois dependendo das evidências e análises, novos ensaios e verificações deverão ser realizadas para que as teorias sejam comprovadas ou refutadas. Estes processos requerem um conhecimento na área estudada, com ensaios específicos de acordo com as evidências coletadas.

O Processo de avaliação pode ser representada conforme a Figura 1 a seguir.

Figura 1 – Diagrama de metodologia.



Fonte: BS EN 62740:2015 (2015) (British Standard, 2015)[1].

De acordo com a norma IEC 62740 (British Standard, 2015), esta estabelece os principais tópicos que devem ser abordados durante uma análise de causa raiz:

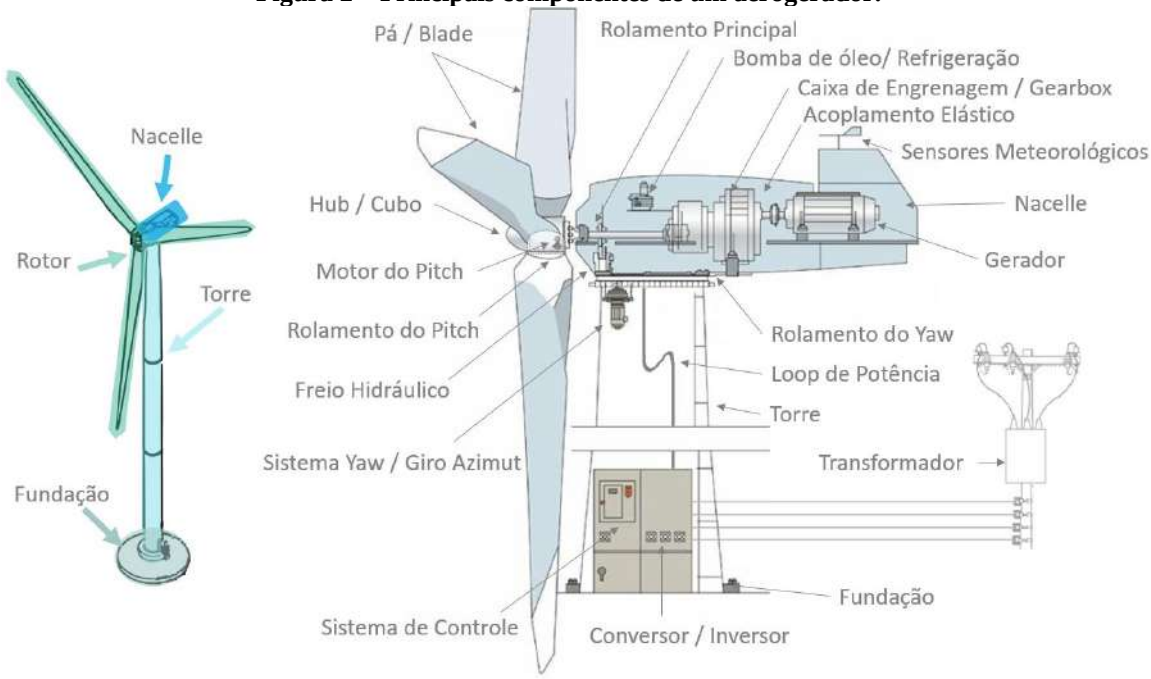
1) Passo 1 (Iniciação) - Com base no conhecimento disponível no evento focal, determine a necessidade de realizar a *RCA* e definir o propósito e o escopo.
2) Passo 2 (Apuração de Fatos) - Coletar dados e estabelecer os fatos do que aconteceu, onde, quando e por quem.
3) Passo 3 (Análise) – Utilização de ferramentas e técnicas de *RCA* para verificar como e por que ocorreu o evento focal.
4) Passo 4 (Inspeção) – Visita realizada em campo a fim de levantar maiores in-dícios e provas a respeito da
5) Passo 5 (Validação) - Distinguir e resolver as diferentes possibilidades de co-mo e por que o evento focal foi causado.
6) Etapa 6 (Apresentação de resultados) - Apresentar os resultados da análise do evento focal.

Ainda neste processo é necessário o uso de ferramentas de análises que podem ser utilizados ao longo de todo o processo do primeiro ao quinto passo. A norma IEC 62740-250**Erro! Indicador não definido.** aborda algumas ferramentas de análise: árvore de falhas (*causes tree method (CTM)*, *Fault tree and success tree method* e *Management oversight and risk tree (MORT)*), diagrama de Ishikawa, *why-because analysis (WBA)* e *causal analysis using STAMP (CAST)* . Esta norma identifica uma série de atributos para técnicas de *RCA* que auxiliam na seleção de uma técnica apropriada. A norma descreve diversas técnicas de análise de *RCA* e aponta pontos fortes e fracos.

O artigo de Ershadi (Ershadi, 2018) apresenta um estudo de caso em problemas de qualidade do sistema utilizando métodos de análise de *Brainstorming*, diagrama de *Ishikawa* e métodos de 5 porquês. Por último, o artigo de Williams (Williams, 2001) apresenta técnicas de análises em *RCA*, neste documento ele decorre sobre os métodos de tabela de decisão e árvore causal.

O estudo de casos de análise de causa raiz em falhas em aerogeradores é um procedimento multidisciplinar, pois cada um dos principais componentes é feito de materiais diversos e tem sua funcionalidade específica. A Figura 2 apresenta os principais componentes de um aerogerador de modelo com caixa de engrenagem.

Figura 2 – Principais componentes de um aerogerador.



Fonte: Adaptado de site (Bruno Pinto, 2009).

O aerogerador pode ser separado em alguns subsistemas conforme abaixo:

- Sistema do Rotor é composto pelas pás, motor do *pitch*, rolamento do *pitch* e cubo (para além de gabinetes internos de controle) tem a função de transformar a energia cinética do vento em energia rotacional, fazendo com que o eixo da máquina gire.
- Nos principais componentes da nacelle teremos o rolamento principal, a caixa de engrenagem, o gerador, o sistema de *yaw*/*azimut* e o sistema de frenagem. O rolamento principal é o sistema que suporta o peso do rotor. A caixa de engrenagem irá fazer a multiplicação do giro para uma rotação de 1200 a 1800 rpm (normalmente). O gerador que faz a transformação de energia cinética em elétrica. O sistema de *yaw*/*azimut* irá direcionar a nacelle e o rotor para a direção de vento predominante no

local em que o aerogerador está instalado. O sistema de freio mecânico é utilizado para parar a rotação do rotor, existem outros métodos de frenagem do rotor, como o freio aerodinâmico.

- Alguns outros componentes principais que podem ser instalados na nacelle ou na torre são o sistema de controle, o conversor/inversor e o transformador de potência. O sistema de controle faz toda comunicação entre os equipamentos e sensores da máquina, mandando sinal para acionamento ou dos componentes. Conversor de potência, transforma a energia gerada para uma energia na mesma fase e tensão da baixa tensão do transformador. E o transformador eleva a tensão para realizar a transmissão pela rede.

O presente trabalho visa uma reflexão sobre diferentes ferramentas de análise que poderiam ter sido utilizadas num processo de análise de causa raiz em falhas em turbinas eólicas. Essas ferramentas são utilizadas para determinar falhas de modo geral, este trabalho visa fazer uma reflexão se os métodos podem ser aplicados para falhas em aerogerador. Como objetivo secundário, visa-se verificar se os métodos escolhidos apresentam uma sinergia e se concorrem o espaço de um relatório de falha.

Para fins de organização, inicialmente são apresentadas as diferentes ferramentas de análise(seção 2). Logo após, é apresentado a metodologia aplicada (seção 3) aos estudos de caso avaliados (seção 4).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Foram selecionados cinco métodos para a análise. A definição da escolha se deu por três motivos: i) método já foi aplicado em um ou mais relatórios (recorrência); ii) método pode ser entendido e aplicado facilmente (facilidade de aplicação); e iii) se o método é visualmente agradável para apresentação de resultados (estética).

Portanto, a partir destes critérios, os métodos selecionados são:

1) *Brainstorm*;
2) Diagrama de Ishikawa;
3) Árvore de Falhas;
4) Tabela de Decisão;
5) Método dos 5 porquês.

Os métodos utilizados nos relatórios de causa analisados neste artigo estão apresentados no Quadro 1:

Quadro 1 – Metodologia de análise apresentados nos relatórios de causa de falha.

Método / Turbina	5 Porquês	Árvore de falhas	Tabela de decisão	Brainstorm	Diagrama de Ishikawa
***RCA* A**				**Apresentado**	
***RCA* B**		**Apresentado**	**Apresentado**		
***RCA* C**		**Apresentado**			

Fonte: Os Autores (2022).

Em 80% dos relatórios foi apresentado uma árvore de falhas, em um foi apresentado a tabela de decisão e em outro o método de *brainstorm*. Em apenas 1 dos relatórios foi apresentado duas metodologias de análise. O objetivo final é demonstras se todos os métodos são aplicáveis.

2.1 BRAINSTORM

Brainstorm é um exercício de livre associação de ideias que podem trazer perspectivas diferentes para analisar as possíveis causas de uma falha. Entre as vantagens, considera-se a possibilidade de explorar uma visão geral, ter novas ideias, podendo ser repetido durante a execução do projeto. Este pode derivar várias teorias de evento em cascata e fazer o uso de uma associação livre. Entre as

desvantagens, considera-se: tempo despendido durante esta atividade e em algumas vezes a falta de objetividade.

A técnica de *Brainstorming* é uma técnica livre para poder explorar diversos aspectos e perspectivas diferentes a cerca de um mesmo problema, não havendo qualquer delimitação nesse quisito.

De acordo com (Campos, 2021), durante a realização de um Brainstorm, temos 4 principais pontos avaliados: Direcionamento claro; Ambiente livre de críticas; Ideias em quantidade; e Combinação de ideias.

No caso de aplicação do método de *Brainstorming* numa análise de causa, é muito útil num primeiro momento, para expor as principais evidências e comentários a respeito do procedimento de análise de causa. Neste sentido, não é necessário organizar as ideias de forma ordenada e sim uma divagação mais aberta.

2.2 DIAGRAMA DE ISHIKAWA (ESPINHA DE PEIXE)

Também conhecido como o método de 6 "M" ou espinha de peixe, o método de Ishikawa aborda diferentes disciplinas. Cada uma destas ramificações apresenta diferentes contribuições para que alguma falha ou defeito podem acontecer. Entre as vantagens, considera-se: método intuitivo; visão geral; teoria de deflagração. Entre as desvantagens, considera-se: análise requer experiência; tempo de trabalho.

O diagrama de Ishikawa normalmente pode ser montado na estrutra de tópicos (British Standard, 2015)**Erro! Indicador não definido.** que serão preenchidos com categorias padrões:

01) 6Ms: *methods* (método), *machinery* (máquina), *management* (gestão), *materials* (material), *manpower* (mão de obra), meio ambiente;

02) 4Ps: *place* (lugar), *procedures* (procedimento), *people* (pessoas), *policies* (politicas);

03) 4Ss: *surroundings* (em torno), *suppliers* (fornecedor), *systems* (sistema), *skills* (habilidade).

A categoria do item (01) é a que tem uma semelhança maior com a aplicação em geração de energia eólica, este método também é conhecido como o método de 6M's.

2.3 ÁRVORE DE FALHAS

A árvore de falhas é a apresentação de inúmeras ramificações que servem para se ter uma noção geral da condição das possíveis causas de uma falha. As vantagens deste método é de ser intuitivo, pois é visualmente fácil de compreender. Por outro lado, é necessário ter experiência numa determinada falha e tempo de trabalho para executar e percorrer as diferentes ramificações/possibilidades.

O artigo de Wessiani (N A Wessiani, 2017), apresenta uma sequência de passos aplicados para a elaboração de uma árvore de falhas aplicado para uma metodologia de gestão de risco:

1) Revisar o processo ou produto;
2) Defina os eventos indesejados;
3) Construa a árvore de falha;
4) Colete data quantitativa;
5) Determina a severidade de cada falha.

A árvore de falhas pode ser construída por diversas maneiras, podendo ser construída com o desenrolar da atividade (analisando as falhas), referenciado de uma árvore de falhas em artigos ou normas, ou outros métodos.

2.4 TABELA DE DECISÃO

A tabela de decisão é o mapeamento evidências ou probabilidade numa tabela, também chamada de Tabela GUT (Gravidade, Urgência e Tendência), para auxiliar na determinação da possível causa de falha.

As vantagens deste método é que além de dar uma perspectiva geral das possibilidades de falha, é possível também fazer alguma quantificação e avaliar categorias diferentes. Por outro lado, esta análise requer experiência, tempo de trabalho e por vezes pode não retratar exatamente o que é apresentado e a falha com maior probabilidade. A matriz de risco GUT é normalmente utilizado para a gestão de projetos e planejamentos estratégicos para priorizar as execuções das atividades (Justo, 2019).

2.5 5 PORQUÊS (5 *WHY*)

O método dos 5 porquês é simples, pois apresenta cinco perguntas que justificam a falha apresentada. Este método foi desenvolvido por Sakashi Toyoda, que era um inventor e fundador da empresa de fabricação de carros Toyota Industries CO. (Vliet, 2014). A partir das respostas, devem ser tomadas medidas para evitar que o mesmo problema volte a acontecer.

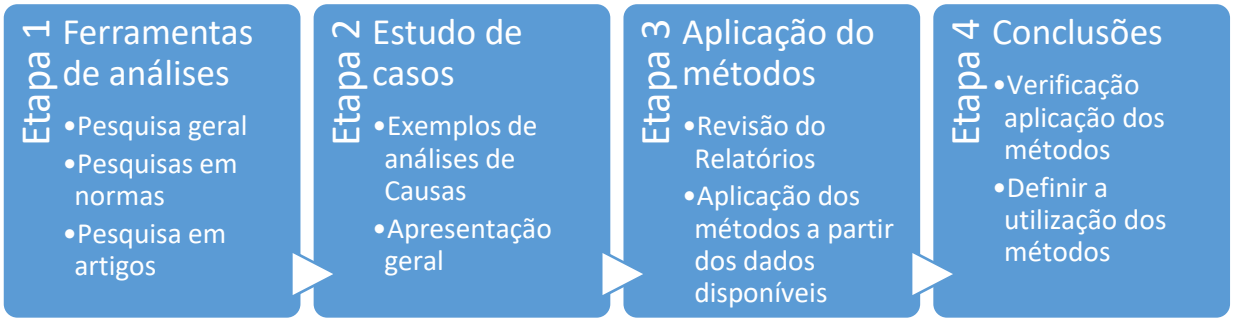
As vantagens deste método estão relacionadas com a facilidade em elaboração de teorias de deflagração de uma possível causa raiz. A probabilidade de acerto aumenta com a quantidade de respostas que é possível ter em cada caso.

Entre as desvantagens deste método está a necessidade de apresentar muitas evidências para ser conclusivo, para se obter a resposta requer experiência em casos similares. A forma de utilizar pode ser direcionado a uma conclusão e caso as perguntas forem diferentes isso poderá direcionar a outras conclusões. Portanto, essa ferramenta pode ser repetida várias vezes, mas a avaliação do utilizador é um ponto essencial.

3 METODOLOGIA

A metodologia de análise deste artigo é dividida em quatro etapas, estas são mostradas na Figura 3 a seguir:

Figura 3 – Diagrama de metodologia.



Fonte: Os Autores (2022).

Também é descrita nos pontos:

1) A primeira etapa é uma revisão bibliográfica de ferramentas de análises para auxiliar o mapeamento de possíveis causas de falhas;
2) A segunda etapa é uma revisão de relatórios de análise de causa raiz em que as ferramentas de análise podem ser aplicadas ou não;
3) A terceira etapa é um análise critica realizada pelo autor na aplicabilidade das diferentes ferramentas (Etapa 1) para os estudos de caso (Etapa 2). A terceira etapa é a aplicação dos

métodos estudados nos casos do relatório de causa raíz, serão apresentados as metodologias utilizadas em cada *RCA*;

4) E por último, será realizada uma análise crítica da utilização dos métodos além de uma avaliação do melhor modo de utilizar os mesmos para avaliação de análise de causa em turbinas eólicas.

4 ESTUDO DE CASOS DE *RCA* EM AEROGERADORES

Os estudos de análise de causa apresentados neste trabalho apresentam casos de falha conforme a listagem a seguir:

1) WTG A – Queda de pá;
2) WTG B – Falha no rolamento do *Pitch*;
3) WTG C – Quebra de *Gearbox;*

4.1 WTG A - QUEDA DE PÁ

No sinistro da análise de causa da WTG A ocorreu uma quebra na raiz de uma pá de uma turbina de um fabricante alemão, que acabou provocando a queda de toda a pá ao solo.

Figura 4 – Exemplo de falha catastrófica em uma turbina *RCA* A.

Fonte: (8.2 Renewables Brasil, 2022)**.**

Análises realizadas:

1) ensaio de resistência dos materiais;
2) dados de operação SCADA e alarmes;
3) relato do incidente;
4) relatórios de manutenção; e
5) condições ambientais.

BRAINSTORM

Os pontos que são apontados utilizando a metodologia seguem numa listagem simples e desordenada, conforme ilustra a Figura 10. O método foi aplicado no relatório final.

Figura 5 – Exemplo do método aplicado *Brainstorm* no *RCA* A.

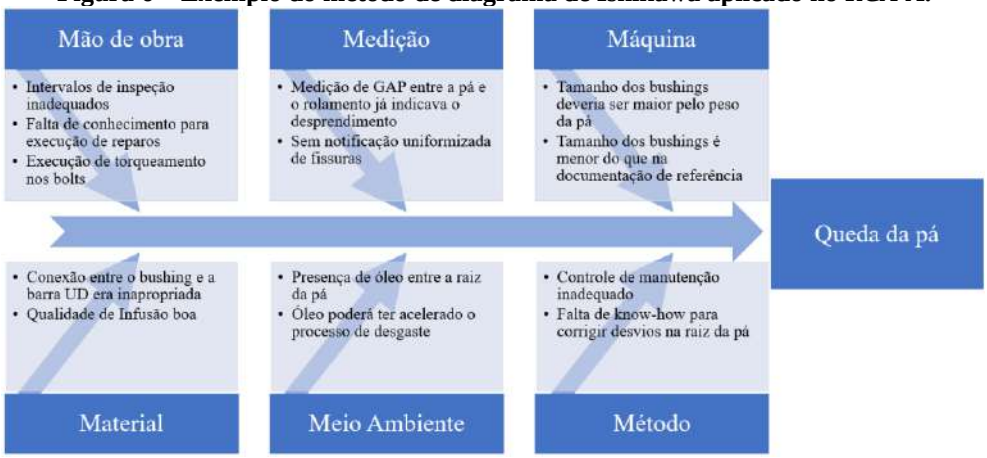
• Nenhum intervalo de inspeção/conhecimento/reparos adequados
• Fibras Biax bem fixadas, boa ligação
• Barras UD mais lisas: ligação menos adequada, elo mais fraco em materiais de interface
• Nenhum resquício de travamento da bucha com a fibra, mecânica pura → é conhecida
• Ranhuras da bucha não tão profundas → podem resultar em um crescimento mais rápido da trinca após a trinca inicial. Pode ter afrouxe as buchas em caso de trincas de retração → buchas lubrificadas devido ao óleo têm menor atrito restante?
• Boa qualidade de infusão (teste de luz), baseado em laminado nas buchas superiores e inferiores.
• Não há avisos uniformes do tipo de rachadura → sugerindo o uso de materiais e procedimento de fabricação 'ok' → sugerindo nenhum elo fraco claro no projeto → sugerindo cargas altas ou fracas
material causando rachaduras iniciais (encolhimento?)?
• Carga de momento de massa relativamente alta para o comprimento da bucha → suportado pelo fato de que o comprimento da bucha aplicado é mais curto do que de acordo com o manual do fabricante de 2013 em 20%.
• O óleo está visualizando rastros nas rachaduras, pode deslizar para fora das buchas mais facilmente após a presença de rachaduras.
• Óleo para funcionar como "acelerador de crescimento de fissuras" para "laminados menos compactados".
• Vedação de borracha na bucha sem causa raiz → parece ok.

Fonte: (8.2 Renewables Brasil, 2022).

DIAGRAMA DE ISHIKAWA

A partir das informações do relatório, o método de Ishikawa foi aplicado para este trabalho, o diagrama é demonstrado na Figura 11.

Figura 6 – Exemplo do método de diagrama de Ishikawa aplicado no *RCA* A.

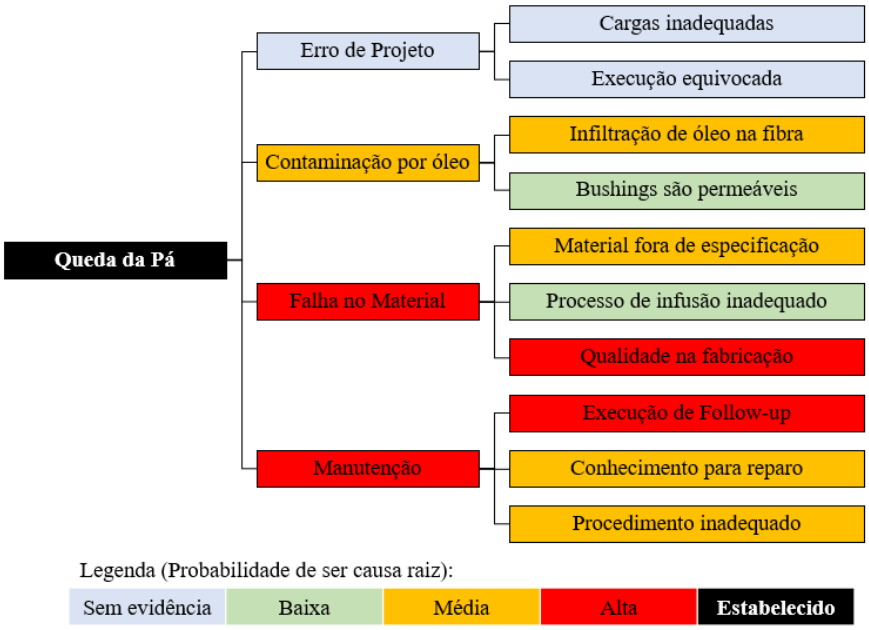


Fonte: Os Autores (2022).

ÁRVORE DE FALHAS

A construção da árvore foi realizada a partir de uma composição das informações coletadas nos itens anteriores. A determinação das probabilidades (baixa, média e alta) foi determinada com auxílio da tabela de decisão, apontando para uma falha no material e falha no processo de manutenção. A árvore deste projeto na mostrada na Figura 7 a seguir:

Figura 7 – Exemplo do método de árvore de falhas aplicado no *RCA* A.



Fonte: Os Autores (2022).

TABELA DE DECISÃO

A matriz de decisão foi montada para o presente trabalho e para tal, foram atribuídos valores entre 0 e 5 para cada uma das variáveis: i) falha estabelecida; ii) evidência; e iii) probabilidade. De acordo com as conclusões do relatório e as avaliações, a tabela de decisão ficou com a configuração conforme ilustra a Figura 13.

Figura 8 – Exemplo do método de matriz de decisão aplicado no *RCA* A.

Ramificação Nível 1	Ramificação Nível 2	Falha estabelecida	Evidência	Probabilidade	FxExP
Erro de Projeto	Cargas inadequadas	0	0	3	0
Erro de Projeto	Execução equivocada	0	0	3	0
Contaminação por óleo	Infiltração de óleo na fibra	4	5	4	80
Contaminação por óleo	Bushings são permeáveis	1	1	1	1
Falha no Material	Material fora da especificação	4	4	3	48
Falha no Material	Processo de infusão inadequado	1	1	1	1
Falha no Material	Qualidade na fabricação	5	5	5	125
Manutenção	Execução de Follow-up	4	5	5	100
Manutenção	Conhecimento para reparo	4	4	4	64
Manutenção	Procedimento inadequado	5	4	3	60

Fonte: Os Autores (2022).

METODOLOGIA DOS 5 PORQUÊS

Partindo das referências e dos quatro métodos aplicados e apresentados anteriormente, foi possível elaborar cinco perguntas para as quais as respostas são apresentadas na Figura 14.

Figura 9 – Exemplo do método de 5 porquês aplicado no *RCA* A.

Problema: Queda da pá ao solo	
Porquê ? (1)	•Foi por causa de uma evolução de uma fissura.
Porque teve fissura? (2)	•Há uma alta concentração de resina na região entre as buchas, para além de óleo
O que isso causa? (3)	•Diminui a aderência entre a fibra e as buchas.
O que os vazamentos provocam ? (4)	•Os vazamentos aceleraram a perda de aderência.
Isso poderia ser prevenido ? (5)	•A falha foi identificada 6 meses antes da queda. Caso o monitoramento e reparos mais intenso fossem aplicados, a falha completa poderia ter sido evitada.

Fonte: Os Autores (2022).

CONCLUSÕES DOS MÉTODOS APLICADOS NO *RCA* A

Neste estudo de análise de causa foi apresentado o método (1 método) de análise de *Brainstorming* com o objetivo de expor os principais achados durante a discussão intermediária dos possíveis problemas. No relatório não foi apresentado nenhum outro recurso de análise para apresentar os resultados.

Ainda assim, mesmo que os demais métodos (4 métodos) não tenham sido utilizados no relatório final, foi feito um exercicio de aplicação dos mesmos neste caso. O resultado demonstrou que todos os métodos são aplicáveis para este *RCA*, sendo assim, passa a ser uma escolha editorial o uso de qualquer um dos métodos, ou até todos.

4.2 WTG B - QUEBRA DE ROLAMENTO DE PITCH

A falha foi ocasionada num rolamento do fabricante K de uma pá do fabricante L de uma turbina de um fabricante americano. O rolamento apresentou uma falha que impediu a operação normal de um aerogerador.

Figura 10 – Exemplo de falha catastrófica em uma turbina *RCA* B.

Fonte: (8.2 Renewables Brasil, 2021).

Análises realizadas: i) dados de operação SCADA e alarmes; ii) relatórios de manutenção; iii) inspeção em fábrica; iv) teste de resistência dos materiais; e v) medição 3D da pista.

BRAINSTORM

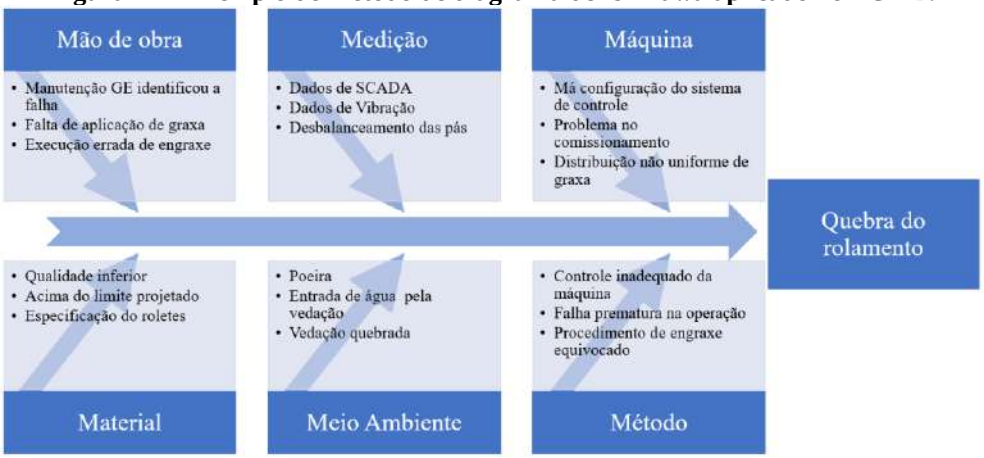
Os pontos que são apontados utilizando a metodologia seguem numa listagem simples e desordenada conforme demonstrado:

- Quebra de apenas uma das gaiolas em apenas uma das pistas dos dois rolamentos;
- Os pontos de injeção de graxa são apenas na pista rolamento do lado do *hub*;
- Faltava uma mangueira de injeção de graxas nos relatórios de manutenção;
- Região de maior desgaste não é a região de maior esforço;
- Não há um desgaste significativo na superfície de contato da pista;
- Há um contato irregular entre a gaiola sobre a uma região incomum;
- Dados de SCADA tem uma resolução (dados a cada 10 minutos) muito alta para definir o comportamento de operação do *PITCH*;
- Não foi possível analisar dados de operação em tempo real;
- Pontos de lubrificação de graxa são aplicados de forma manual.

DIAGRAMA DE ISHIKAWA

A partir das informações do relatório, o método de Ishikawa foi aplicado para este trabalho, o diagrama é exposto na Figura 16.

Figura 11 – Exemplo do método de diagrama de Ishikawa aplicado no *RCA* B.

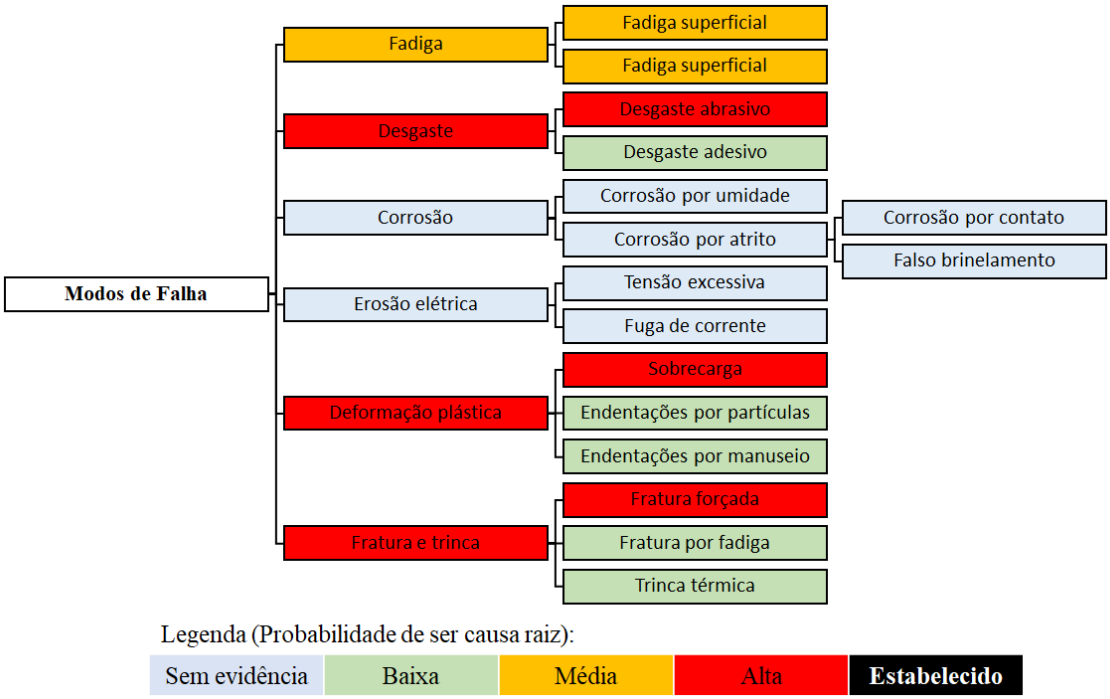


Fonte: Os Autores (2022).

ÁRVORE DE FALHAS

A árvore de falha neste processo foi extraída da norma IEC 15243 (International Standard, 2004), cujo tema é exatamente a disciplina em questão: Falhas em rolamentos (*Rolling bearings — Damage and failures — Terms, characteristics and causes*). A determinação das probabilidades (baixa, média e alta) foi determinada com auxílio da tabela de decisão, apontando para uma falha desgaste (*wear*), deformação (*plastic deformation*) e fratura (*fracture and cracking*). A Figura 12 apresenta os títulos da norma em forma de árvore de falhas esta, as probabilidades atribuídas às falhas estão de acordo com as análises do processo de avaliação do equipamento.

Figura 12 – Exemplo do método de árvore de falhas aplicado no *RCA* B.



Fonte: Adaptado de (8.2 Renewables Brasil, 2021) **e** (International Standard, 2004)**.**

TABELA DE DECISÃO

Assim como a árvore de falha, a tabela de decisão neste processo foi extraída da norma IEC 15243 (International Standard, 2004), cujo tema é exatamente a disciplina em questão: Falhas em rolamentos (*Rolling bearings — Damage and failures — Terms, characteristics and causes*). Neste caso, a tabela é uma ferramenta excelente para determinar as possíveis causas pelas falhas identificadas. A Figura 13 é um quadro extraído desta norma e está representado exatamente como é apresentado na norma, neste caso esta tabela serve como uma ferramenta de consulta para determinar as possíveis causas de uma determinada falha.

Figura 13 – Exemplo do método de matriz de decisão aplicado no *RCA* B.

Possíveis causas		Características dos defeitos																						
		Desgaste									Fadiga		Corrosão			Fratura			Deformação			Rachadura		
		Aumento de desgaste	Trilhas	Pontos	Marcas / Manchas	Marcas profundas	Ondulações	Marcas de arranhado	Pontos quentes		Pequenos furos	Descamado	Corrosão geral	Corrosão por atrito	Corrosão Elétrica	Quebra passante	Quebra da gaiola	Fragmentação Local	Deformação	Indentações	Marcações	Fissuras por temperatura	Quebra do tratamento	Rachadura por atrito
Lubrificação	Lubrificação insuficiente	•			•	•			•		•	•					•					•		
	Lubrificação excessiva								•															
	Viscosidade incorreta	•			•	•			•		•	•					•					•		
	Qualidade inadequada	•			•	•			•		•	•	•									•		
	Contaminação	•	•	•							•	•	•							•				
Condição de operação	Velocidade excessiva	•			•	•			•		•	•						•		•				
	Carga excessiva	•			•				•		•	•				•			•	•		•		
	Frequente flutuação de carga	•		•	•	•					•	•					•							
	Vibração	•			•	•		•			•	•		•		•	•							
	Passagem de corrente elétrica						•				•	•			•									
Montagem	Corrente elétrica defeituosa						•		•		•	•	•		•									
	Montagem incorreta					•					•	•				•	•	•	•	•	•			
	Aquecimento incorreto	•																	•			•		
	Desalinhamento	•				•					•	•							•					
	Pré-carga indesejável	•	•						•		•	•				•	•		•			•		
	Impacto	•	•														•		•					
	Fixação inadequada	•	•		•						•	•				•		•	•			•		
	Superfície irregular	•	•								•	•		•		•			•					
	Encaixe incorreto	•	•						•		•	•		•				•	•			•		
Design	Rolamento inadequado				•	•			•					•		•	•	•						
	Componente inapropriado				•	•			•					•		•	•	•						
Manu-seio	Armazenamento inadequado												•											
	Vibração durante transporte					•		•						•						•	•			
Fabricação	Tratamento térmico incorreto	•							•		•	•											•	
	Grão incorreto																							•
	Superfície não finalizada	•	•								•	•												
	Aplicação do componente imprecisa	•	•						•		•	•				•		•						
Mate-rial	Defeitos estruturais										•	•				•								
	Combinação de materiais incompatível	•			•	•			•										•					

Fonte: Traduzido da norma (International Standard, 2004).

METODOLOGIA DOS 5 PORQUÊS

Partindo das referências e dos quatro métodos aplicados e apresentados anteriormente, foi possível elaborar cinco perguntas para as quais as respostas são apresentadas na Figura 19.

Figura 14 – Exemplo do método de 5 porquês aplicado no *RCA* B.

Problema: A turbina parou e não retorna	
Porquê ? (1)	•O rolamento quebrou
Porque quebrou? (2)	•Contato irregular da gaiola com a pista.
Qual parte quebrou? (3)	•Há quebra de gaiola na pista do lado da Blade
Porquê do lado da Blade ? (4)	•Material das duas pistas é diferente. •Lubrificação no lado do Hub é insuficiente
Porquê ? (5)	•Ovalização do rolamento •Montagem equivocada ou erro de projeto

Fonte: Os Autores (2022).

CONCLUSÕES DOS MÉTODOS APLICADOS NO *RCA* B

Neste estudo foram apresentados os métodos (2 métodos) de árvore de falha e de matriz de decisão. Ambos os métodos foram baseados na norma IEC 15243 (International Standard, 2004) por se tratar de uma referência em nomenclatura e apresentar de forma objetiva e clara as possíveis falhas em rolamentos. Essa norma ainda tem uma matriz de falha muito detalhada e é uma excelente referência para o embasamento técnico na evolução de discussão em análise de falhas em rolamentos.

Ainda assim, para avaliar a aplicabilidade dos demais métodos (3 métodos) neste caso, os métodos de análise foram aplicados a partir da experiência do autor junto com os dados do relatório.

Foi interessante a aplicação do método de *brainstorming* para expor algumas informações relevantes que foram constatadas durante a elaboração do *RCA* e que não tinham um espaço no decorrer do relatório. O método de diagrama de Ishikawa serviu para organizar em temas as informações expostas no método anterior, e por último o método de 5 porquês serviu para uma conclusão mais objetiva da causa.

4.3 WTG C - QUEBRA DE GEARBOX

Falha numa turbina do fabricante americano numa caixa de engrenagem do fabricante N. A quebra ficou limitada a *gearbox* deste aerogerador.

Figura 15 – Exemplo de falha numa turbina *RCA* D.

Fonte: (8.2 Renewables Brasil, 2022).

Análises realizadas:

1) ensaios em laboratórios;
2) dados de operação SCADA e alarmes;
3) relatórios de manutenção; e
4) inspeção em fábrica loco.

BRAINSTORM

Os pontos que são apontados utilizando a metodologia seguem numa listagem simples e desordenada conforme demonstrado:

- A quebra do dente foi de dentro para fora da engrenagem;
- Não há nenhum indicativo nos dados de exploração (SCADA);
- Temperatura de operação normal;
- Houve uma intervenção quatro dias antes da quebra da engrenagem;
- Há indícios de que a lubrificação não era adequada, conforme as inspeções anteriores (filtro saturado, nível de óleo baixo);
- Há indícios de vibração alta, visto que há um desgaste dos elastômeros;
- Turbina está localizada na fileira da frente, ou seja, não havia interferência por efeito esteira;
- Há um desgaste no interior da engrenagem que indica que a parte externa da pista externa do rolamento do planetário se deslocou no seu interior;
- Há muitas máquinas (*gearbox*) do mesmo fabricante (mesmo lote) no site, potencialmente poderá impactar todas as *gearbox*.

DIAGRAMA DE ISHIKAWA

A partir das informações do relatório, o método de Ishikawa foi aplicado para este trabalho, o diagrama é exposto na Figura 26.

Figura 16 - Exemplo do método de diagrama de Ishikawa aplicado no *RCA* B.

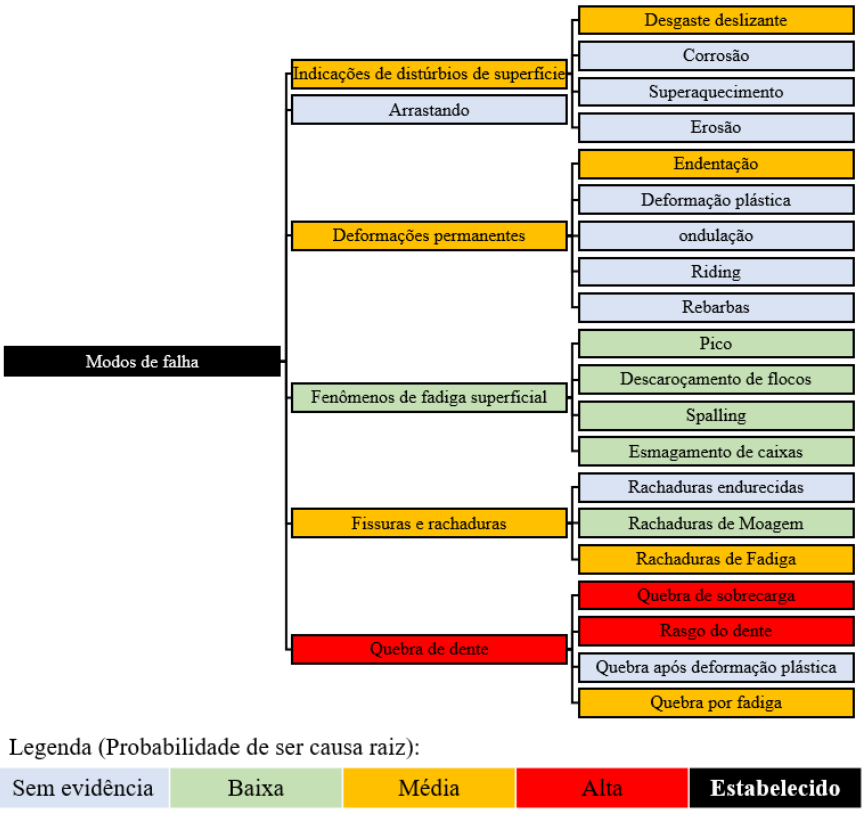
Fonte: Os Autores (2022).

ÁRVORE DE FALHAS

A árvore de falhas neste processo foi extraída da norma IEC 10825 (Technical Committee, 1995), cujo tema é exatamente a disciplina em questão: desgaste e danos em dentes de engrenagens (*Gears - Wear and darnage to gear teeth - Terminology).* A determinação das probabilidades (baixa, média e alta) foi determinada com auxílio da tabela de decisão, apontando para uma falha de probabilidade alta por quebra do dente.

Assim como no caso anterior (*RCA* B), foi utilizada os títulos da norma para montar a árvore de falhas da Figura 17, ela também foi baseada nas evidências coletadas durante as inspeções e ensaios no processo de análise de causa.

Figura 17 – Exemplo do método de árvore de falhas aplicado no *RCA* B.



Fonte: (8.2 Renewables Brasil, 2022) (Technical Committee, 1995)**.**

TABELA DE DECISÃO

A matriz de decisão foi montada para o presente trabalho e para tal, foram atribuídos valores entre 0 e 5 para cada uma das variáveis: i) falha estabelecida; ii) evidência; e iii) probabilidade.

De acordo com as conclusões do relatório e as avaliações, a tabela de decisão ficou com a configuração conforme ilustra a Figura 28.

Figura 18 – Exemplo do método de matriz de decisão aplicado no *RCA* C.

Ramificação Nível 1	Falha estabelecida	Evidência	Probabilidade	FxExP
Dstúrbios de superfície	5	3	2	30
Arrasto / Scuffing	1	1	1	1
Deformações permanentes	4	2	3	24
Fadiga superficial	5	3	2	30
Fissuras e rachaduras	5	5	4	100
Quebra de dente	5	5	5	125

Fonte: Os Autores (2022).

METODOLOGIA DOS 5 PORQUÊS

Partindo das referências e dos quatro métodos aplicados e apresentados anteriormente, foi possível elaborar cinco perguntas para as quais as respostas são na Figura 29.

Figura 19 – Exemplo do método de 5 porquês aplicado no *RCA* D.

Problema: Quebra de uma engrenagem planetária	
Porquê ? (1)	• Propagação de uma fissura
Porque aconteceu a fissura? (2)	• Presença de um material não metálico na engrenagem.
Onde aconteceu a quebra? (3)	• Na região que normalmente tem mais estresse da engrenagem • Ponto no limite da região cementada da superficie do dente
Pode acontecer em qualquer lugar? (4)	• Sim, no entanto nessa região é o local mais critico para a presença de particulas não metálicas
Qual o limite de aceitação? (5)	• Informação de limites de fabricação não disponivel • Pode ser um erro de projeto se esse limite estiver considerado em projeto

Fonte: Os Autores (2022).

CONCLUSÕES DOS MÉTODOS APLICADOS NO *RCA* D

Neste estudo foi apresentado o método (1 método) de árvore de falha. O método é baseado na norma ISO 10825 (Technical Committee, 1995) por se tratar de uma referência em nomenclatura e apresentar de forma objetiva e clara as possíveis falhas em engrenagens.

A utilização de métodos de análise para apresentação dos resultados acabou por não acrescentar uma visão geral. Isso se dá porque a causa é bem objetiva e com resposta simples. Os resultados do uso dos métodos podem acabar por serem mais facultativo neste caso.

5 ANÁLISE COMPARATIVA

Os relatórios utilizados para a elaboração deste artigo apresentam dados disponíveis que são semelhantes entres as falhas, por outro lado, em alguns dos relatórios foi necessário realizar alguns testes adicionais. É importante frisar que apesar de algumas análises serem parecidas entre os relatórios, a causa e as especificidade de cada caso requerem um conhecimento de disciplinas específicas.

O Quadro 2, apresenta uma apreciação qualitativa sobre cada método de análise que pode ser empregado na análise de causa raiz. Todas as ferramentas têm suas vantagens em serem utilizadas, de forma que a facilidade de aplicação pode ser um fator importante na decisão de utilizar uma ferramenta ou outra. O Quadro 2 mostra a característica em diferentes pontos de vista para cada método, sendo atribuído um fator qualitativo de vantagem (+), pouca vantagem (o) e sem vantagem (-).

Quadro 2 – Análise comparativa entre os métodos de análise e vantagem para cada característica.

Característica / Método	Brainstorm	Diagrama de Ishikawa	Árvore de falhas	Tabela de decisão	5 Porquês
Teoria de Deflagração	o	-	+	o	+
Probabilidade de acerto	-	-	o	-	+
Aplicabilidade	+	o	+	o	o
Visão Geral	+	+	+	+	-
Intuitivo	+	o	+	-	-
Tempo de trabalho	o	+	-	+	-
Experiência no componente	-	+	-	+	+

Fonte: Os Autores (2022).

Cada um dos métodos tem vantagens e desvantagens; as principais são descritas a seguir:

- ***Brainstorm***: É um método que se mostrou de uma aplicação muito fácil e pode ser repetido em qualquer momento do processo, por não ter muito regramento é muito intuitivo de ser utilizado, para além de poder dar um panorama geral da condição.
- **Diagrama de Ishikawa**: Este processo, por outro lado, não é tão intuitivo de ser utilizado, não requer um tempo grande e nem muita experiência no componente. Acaba por mostrar um panorama geral e uma visão geral.
- **Árvore de falhas**: O método é bem complexo de ser utilizado, no entanto, é bem abrangente nas vantagens, pois é muito aplicável, dá uma visão geral e intuitivo de ser utilizado, para além de realiza
- **Tabela de decisão**: Esta tabela nem sempre é muito fácil de ser utilizada e dependendo do caso não pode ser tão intuitivo, no entanto é uma ótima ferramenta para avaliar diferentes problemas sob um mesmo critério e dará uma visão geral de qual das falhas tem uma probabilidade ou peso maior.
- **5 Porquês**: Esta ferramenta se mostra muito eficaz na hora de fazer conclusões em que se pode utilizar como base nas teorias ou conclusão de causas de falha.

Conforme demonstrado nos capítulos anteriores, se confirma que todos os casos podem ser utilizados nas análises de causa, podendo deixar em aberto para que outros métodos também possam ser utilizados para análises de causa.

6 CONCLUSÃO E COMENTÁRIOS FINAIS

O uso de ferramentas para análise de causa de falhas é importante para direcionar, desde um panorama geral, como um caminho de análise. A utilização de um ou mais métodos depende da informação e melhor representação de cada método.

O estudo deste relatório alcançou seu objetivo pois os métodos aqui propostos auxiliaram na compreensão do panorama geral de cada sinistro, principalmente para eliminar outras causas possíveis.

Durante a execução dos métodos, notou-se a possibilidade de seguir uma sequência com sinergia entre as análises conforme a elaboração de um raciocínio, sendo os métodos complementares um ao outro. A sequência estabelecida é a seguinte:

- ***Brainstorming***: Serve para um caminho inicial, no entanto pode ficar sem objetividade;
- **Diagrama de Ishikawa**: Método mais objetivo para apresentar várias causas em diferentes disciplinas, é uma ótima ferramenta para orientar o raciocínio em temas específicos. Pode ser utilizado para organizar o item anterior (*Brainstorming*);

- **Árvore de falha**: fácil e flexível de ser utilizado, pode ser adequado para cada um dos casos, podendo ser referenciado em normas técnicas. Este método também pode estabelecer relações entre as disciplinas do diagrama de Ishikawa;
- **Tabela de decisão**: Tem muita informação útil para um padrão geral de falhas. Pode ser referênciado em norma, mas também pode orientar a categorização das ramificações da árvore de falhas, atribuindo gravidade, probabilidade e frequência;
- **5 porquês**: é aplicável para determinar uma provável causa.

Para continuidade dos estudos, por se tratar de uma avaliação inicial de cinco métodos, recomenda-se estudar se outros métodos podem ser utilizados na análise de falha em aerogerador, por exemplo os métodos apresentados na norma BS EN 62740:2015 (British Standard, 2015) ou outros que podem ser revisados na em artigos e outros trabalhos.

Normas e trabalhos de referência podem ser pesquisados para serem utilizado como referência na aplicação de métodos em disciplinas especificas, como a matriz de decisão referenciada da norma de ISO 15243 (International Standard, 2004) ou então a árvore de falhas da norma ISO 10825 (Technical Committee, 1995). Neste sentido outras normas ou referência podem complementar este estudo inicial.

7 REFERÊNCIA BIBLIOGRAFICA

8.2 Renewables Brasil. 2022. *RCA* A - Quebra de Blade. 2022.

—. 2021. *RCA* B - Quebra de Rolamento de Blade. 2021.

—. 2019. *RCA* C - Ignição na Nacelle. 2019.

—. 2022. *RCA* D - Quebra de Gearbox. 2022.

—. 2021. *RCA* E - Ignição na base. 2021.

Alewine, Kevin. 2012. A Review of Electrical Winding Failures in Wind Turbine Generators. *IEEE Electrical Insulation Magazine.* 2012, Vol. IEEE Electrical Insulation Magazine, 0883-7554/12/$31/©2012/IEEE.

British Standard. 2015. *BS EN 62740:2015 Root cause analysis (RCA).* United Kingdom : BSI Standards Limited 2015, 2015.

Bruno Pinto, João Apura, João Cristóvão, Pedro Inácio e Tiago Damas. 2009. Energias Renováveis. [Online] Energias Renováveis, 19 de 05 de 2009. [Citado em: 16 de 05 de 2022.] https://apenergiasrenovaveis.wordpress.com/eolica/componentes-de-um-aerogerador/.

Campos, Kiko. 2021. Poder da Escuta. *Poder da Escuta.* [Online] 08 de 05 de 2021. [Citado em: 10 de 05 de 2022.] https://www.poderdaescuta.com/brainstorming-o-que-e-e-como-usar-a-seu-favor/#:~:text=Essa%20t%C3%A9cnica%20consiste%20em%20reunir,de%20propor%20o%20pensamento%20colaborativo..

Carlos Habekost. 2016. ResearchGate. *ResearchGate.* [Online] 03 de 2016. [Citado em: 08 de 05 de 2022.] https://www.researchgate.net/figure/Figura-41-Tabela-de-Decisao-inicial_fig10_297733614.

Ershadi, Mohammad Javad. 2018. Root cause analysis in quality problem solving of research information systems: a case study. *Int. J. Productivity and Quality Management, Vol. 24, No. 2,.* 2018, pp. 284-299.

International Standard. 2004. *ISO 15243 Rolling bearings — Damage and failures — Terms, characteristics and causes.* Geneva - Suíça : ISO, 2004.

Justo, Andreia Silva. 2019. euax consulting. *euax consulting.* [Online] 02 de 04 de 2019. [Citado em: 09 de 05 de 2022.] https://www.euax.com.br/2019/04/matriz-

gut/#:~:text=A%20matriz%20GUT%20%C3%A9%20uma,maior%20para%20o%20menor%20n%C3%BAmero..

Kanbanize. 2021. Kanbanize.com. *Kanbanize.* [Online] 2021. [Citado em: 09 de 05 de 2022.] https://kanbanize.com/pt/gestao-lean/melhoria/5-porques-ferramenta-de-analise.

Lucas Martins. 2018. MindMiners. *MindMiners.* [Online] 06 de 08 de 2018. [Citado em: 08 de 05 de 2022.] https://mindminers.com/blog/ferramentas-para-tomada-decisao/.

N A Wessiani, F Yoshio. 2017. Failure mode effect analysis and fault tree analysis as a. *International Conference on Industrial and System Engineering (IConISE)* . 2017.

Ramos, Davidson. 2017. BlogDaQualidade. *BlogDaQualidade.* [Online] 11 de 07 de 2017. [Citado em: 08 de 05 de 2022.] https://blogdaqualidade.com.br/gurus-da-qualidade-kaoru-ishikawa/.

Technical Committee. 1995. *ISO 10825 Gears - Wear and darnage to gear teeth - Terminology.* Geneve : International Organization for Standardization, 1995.

Vliet, Van. 2014. ToolsHero. *Sakichi Toyoda.* [Online] 2014. [Citado em: 08 de 05 de 2022.] https://www.toolshero.com/toolsheroes/sakichi-toyoda/.

Williams, Patricia M. 2001. Techniques for Root Cause Analysis. *Baylor University Medical Center Proceedings.* 2001, pp. 154-157.