28 - 30 de maio - 2019

Transaméria Expo Center - São Paulo, SP

Brazil Windpower

ARTIGOS TRABALHOS TÉCNICOS

ISBN 978-65-81186-00-5

ÍNDICE

Trabalho de apresentação - Aprimoramentos regulatórios e comerciais como suporte para a viabilização de projetos híbridos eólico-solar fotovoltaico

Categoria 1.0 – Análise de Recurso do Vento

1.1. Laboratório de calibração de anemômetros do Instituto de Energia e Ambiente da USP

1.2. Sistema operacional Weather on Demand: descrição, avaliação e aplicação na geração eólica do nordeste brasileiro

1.3. Validação de previsão de ventos – estudo de caso com 9 anos de dados

1.4. Método simples de estimar o efeito das condições climáticas nas pás eólicas

1.5. Estudo de desempenho de séries de referência

1.6. O efeito de bloqueio dos parques eólicos e seu impacto nas previsões de geração de energia

1.7. Otimização de portfólios de geração eólica

1.8. Análise procedimental da energia contida no recurso do vento verificada através de tecnologias consolidadas de geração eólica

1.9. Efeitos da distribuição dos ventos na performance percebida das turbinas eólicas

1.10. Análise do risco e da composição de diversos parques eólicos

Categoria 2.0 – Novas Tecnologias, P&D e O&M

2.1. Otimização de layout das fazendas eólicas em terrenos complexos baseado nas simulações CFD

2.2. Ações do ONS para aperfeiçoamento da representação de parques eólicos nos estudos de engenharia e de planejamento da operação

2.3. Análise de estratégias de otimização de turbinas eólicas considerando degradação da superfície das pás

2.4. Prevenção de incêndios em turbinas eólicas: causas e impactos, percepção dos especialistas, lacunas regulatórias e sistemas preventivos

2.5. Detecção de desequilíbrio em massa das lâminas de turbina eólica usando inteligência artificial

2.6. Desafios futuros do ONS nos estudos de estabilidade e dinâmica do SIN considerando os parques eólicos do nordeste

2.7. Inteligência artificial aplicada na operação e manutenção de aerogeradores: estudo exploratório

2.8. Proposta de aplicação dos princípios lean e ágil na construção de parques eólicos onshore: um estudo de caso

2.9. Uso de usinas reversíveis submersas como forma de armazenamento de energia eólica

2.10. Em relação ao PRC-024-2, VDH/GSMI suporta diferenciação entre falhas internas e externas

2.11. Disjuntores de coleta de média tensão com chave de aterramento intertravado fornecem melhor segurança e confiabilidade para usinas eólicas e solares e afins do que viagens de transferência remota

2.12. Previsão de geração no médio prazo em um parque eólicos no Rio Grande do Sul utilizando o GFS e redes neurais artificiais

Categoria 3.0 – Regulação e Comercialização

3.1. Conexão de usinas eólicas na rede integrada brasileira

3.2. Regulação do mercado eólico offshore no Brasil: lições aprendidas a partir da experiência do Reino Unido e Dinamarca

3.3. Considerações e preocupações sobre barulhos de turbinas eólicas

3.4. Análise financeira de projetos eólicos em terreno completo no interior da Bahia utilizando o ANAFIN e considerando alturas de aerogeradores de 80 a 120m

3.5. Aplicações da teoria aeroacústica ao ruído da turbina eólica

3.6. Avaliação do programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica: TUSD e TUST

Categoria 4.0 – Benefícios ambientais, sociais e econômicos da fonte eólica

4.1. Licenciamento ambienta de parques eólicos no Brasil: qualidade das diretrizes estaduais para avaliação de impacto sobre morcegos

4.2. Licença social para operar: aplicação da metodologia de gestão social para empreendimentos de geração de energia por fontes renováveis

4.3. A percepção sobre a cadeia produtiva da energia eólica no Brasil por parte dos seus grupos interessados

4.4. Saneamento rural associado a quintais produtivos em comunidades rurais do Rio Grande do Norte

4.5. Arqueologia preventiva e educação patrimonial desenvolvidas na instalação de empreendimentos eólicos no Vale do Itaim – PI

4.6. Como ações estratégicas ambientais podem auxiliar o licenciamento ambiental de complexos eólicos offshore

4.7. Condicionantes ambientais e oportunidades de serviços ambientais em parques eólicos

4.8. Avaliação ambiental estratégica (AEE) para regiões reconhecidas pelo seu potencial eólico

4.9. Proposta de APL – arranjo produtivo local para o mercado eólico na Bahia com foco no desenvolvimento sustentável local

4.10. Avaliação dos impactos ambientais gerados em empreendimentos eólicos

Categoria 5.0 – Miscelâneas

5.1. Discussão sobre previsão de ruído turbulento

5.2. Estrutura de custo de empreendimento eólico offshore: estudo de caso comparativo de projetos da Europa e da América do Sul

5.3. Licença social em parques eólicos: uma proposta metodológica

5.4. Identificação e análise das inconsistências e dos critérios conservadores da metodologia de avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos no Brasil

5.5. Controle de geração eólica e fotovoltaica em função de desligamentos programados no nordeste brasileiro

5.6. Simulação 3D do rotor de uma turbina eólica utilizando o método BEM e CFD

5.7. Seleção e análise técnico-econômica preliminar de turbinas eólicas

5.8. Entendendo e gerenciando riscos em projetos eólicos brasileiros

5.9. Gerenciamento de empreendimentos de infraestrutura – aplicação integrada de práticas internacionais de gestão para a melhoria da administração contratual

5.10. Otimização das atividades críticas da construção de parques eólicos: redução de custos através de logística, planejamento, manutenção, pavimentação e modelagem de concreto

Aprimoramentos Regulatórios e Comerciais como suporte para a Viabilização de Projetos Híbridos Eólico-Solar Fotovoltaico

Luiz Armando Steinle Camargo, Dorel Soares Ramos, Lucas Freitas de Paiva, Pedro Souza Rosa, Mateus Henrique Balan

Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas

Universidade de São Paulo - USP

Av. Prof. Luciano Gualberto, 158 - Butantã, São Paulo - SP, 05508-900

luiz.steinle@usp.br, dorelram@usp.br, lucaspaiva91@gmail.com, pedro.souza.rosa@gmail.com, mateus.balan@gmail.com

RESUMO

O crescente interesse na promoção de Usina Híbridas no território nacional, em particular aquelas compostas pelas fontes Eólica e Solar Fotovoltaica, transcendem a questão de redução de despesas de investimento e de operação decorrentes dos compartilhamentos na infraestrutura local. A característica de complementaridade da geração sazonal destas fontes pode ser explorada para o (i) melhor aproveitamento do Sistema de Escoamento da produção e (ii) para a viabilização comercial destes empreendimentos, ambos objetos de interesse deste estudo. A questão do compartilhamento do Uso do Sistema de Escoamento é oportuna, pois atualmente um gargalo para a expansão da oferta de geração renovável no submercado Nordeste reside justamente na baixa capacidade remanescente para a conexão em algumas localidades de alto potencial energético (solar e eólico). Ademais, para a viabilização comercial destes empreendimentos no mercado brasileiro, ponderando seu estágio ainda incipiente de evolução, faz-se necessária a adoção de um modelo de contratação específico que considere os atuais condicionantes técnico-financeiros de cada fonte e que contemple os ajustes regulatórios necessários para tanto. Análises realizadas reforçam os benefícios das proposições apresentadas neste estudo, indicando que a flexibilização na contratação pelo uso do sistema de escoamento e a realização de um leilão específico para este tipo de empreendimento, com modelo de contratação baseado na oferta de um único contrato por quantidade e precificação ajustada à participação individual das fontes, afigura-se com interessante potencial para viabilização desse tipo de Usina.

Palavras-chave: *Usinas Híbridas, Complementaridade, Sistema de Escoamento, Contração de Energia Híbrida.*

1. INTRODUÇÃO

As usinas Eólicas localizadas no submercado Nordeste caracterizam-se por terem um perfil de geração sazonal com variação muito acentuada ao longo do ano, na escala mensal, como também uma forte modulação quando se observa na escala diária. Dentro do mesmo submercado há perfis de geração distintos, mas todos com a sazonalidade acentuada se comparados com o submercado Sul, em que há tendência de uma geração mais 'flat' ao longo do ano [1]. Outra característica importante da geração diária das eólicas é que em muitas localidades no submercado Nordeste os parques tendem a gerar com maior intensidade durante o período noturno do que durante o diurno.

As usinas Solares Fotovoltaicas (FV) também apresentam sazonalidades em suas gerações, seja pela característica primária de geração ao longo do dia − em razão da sua dependência da irradiação (sazonalidade diária) −, seja pelas alterações mensais ao longo do ano oriundas das mudanças de estação climática [2].

A característica de geração sazonal, existente em diversas fontes, traz importantes rebatimentos nas operações de comercialização de sua produção. Ao comercializar individualmente sua produção, os empreendimentos ficam expostos aos riscos de geração própria[1], de modo que ao comercializar a placa em conjunto, o 'mix' na produção sazonal (complementar) resulta num perfil de geração mais plana, que implica na mitigação do risco de exposições indesejáveis, atenuados ou não em função dos condicionantes comerciais.

A exploração da complementaridade é objeto de diversos estudos que evidenciam o potencial de aferição de resultados financeiros (binômio risco x retorno) maiores do que a soma dos resultados individuais, por intermédio da adoção de uma estratégia de associação comercial envolvendo diferentes fontes com geração sazonal complementares. Para maior detalhamento vide [3], [4] e [5].

[1] Na prática, o tipo de contrato pode atenuar os riscos de geração. No contrato por quantidade o risco de geração é todo do gerador (se possuir cláusula de sazonalidade, este risco pode ser diminuído pois a sazonalidade pela curva de geração implica em maior risco ao consumidor e não ao gerador). No contrato por disponibilidade com ressarcimento, o risco da geração é diminuído em relação ao contrato de quantidade, posto que as contabilizações do ressarcimento ocorrem em períodos anual ou quadrienal, ocorrendo maior possibilidade de 'exposições' mensais negativas serem compensadas por outras positivas.

No caso do par Eólica e Solar-FV, o fator que merece particular destaque é que, conforme mencionado, em diversas localidades do submercado Nordeste há uma tendência de a geração eólica ocorrer com maior intensidade em períodos noturnos, que muitas vezes se iniciam e terminam no decorrer do período diurno. Este comportamento complementa o perfil de geração diurno da Solar-FV, traduzindo-se num perfil mais plano da geração do conjunto. O quadro da Figura 1 ilustra esta situação, em que são apresentas as médias horárias das gerações mensais de uma Eólica e uma Solar-FV operando individualmente e em conjunto, em uma localidade no interior da Bahia. As gerações são apresentadas em função das potências, formado por 70% Eólica e 30% Solar-FV.

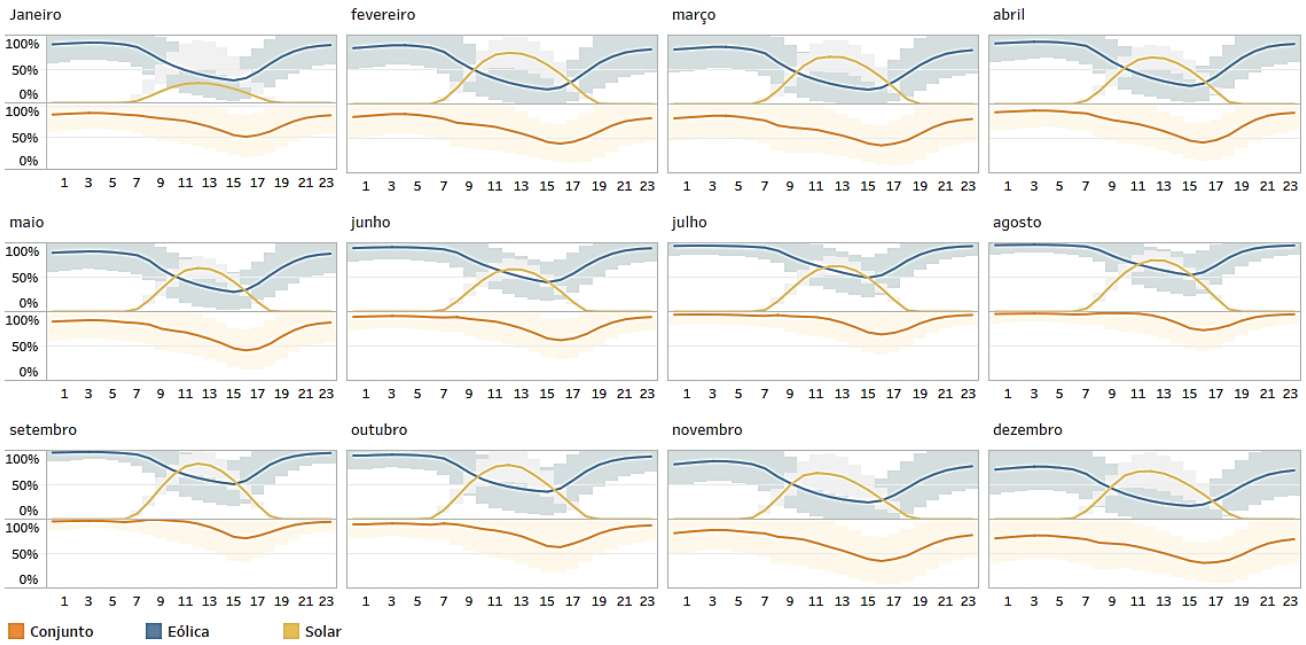


Figura 1. Complementaridade da Geração Eólica com a Solar-FV.

Além das questões pertinentes à comercialização de energia, a característica de complementaridade no perfil horário das gerações deste par de fontes suscita a discussão dos benefícios da implantação de Usinas Híbridas para um melhor aproveitamento do Uso dos Sistemas de Escoamento (MUST/MUSD).

Na regra regulatória vigente, as usinas Solar-FV e Eólica necessitam contratar um MUST equivalente à Potência Nominal do Empreendimento. Como a geração horária destas fontes é sazonal, convivem com períodos de ociosidade nos Sistemas de Escoamento (ocorrência de períodos geração muito baixa ou nula, para uma contratação fixa no tempo).

Por isso, neste estudo propõem-se ajustes regulatórios que possam contribuir para um melhor aproveitamento no uso da rede de escoamento para Usinas Híbridas compostas por estas fontes.

A busca por alternativas para um melhor uso dos Sistemas de Escoamento tem relação com o fato da conexão com a rede ser um entrave ao desenvolvimento eólico em muitas localidades, sobretudo no Nordeste brasileiro, dado que atualmente há escassez de disponibilidade em algumas subestações, cuja capacidade remanescente é bastante reduzida, de acordo com o exposto em [6]. Deste modo, o compartilhamento da rede representa benefícios aos agentes que atualmente se defrontam com restrições importantes para expandir seus parques geradores. Para tanto, são necessários ajustes regulatórios nesta questão, conforme se objetiva avaliar neste estudo.

Como em todas as tecnologias e arranjos ainda em estágio incipiente de desenvolvimento, torna-se necessário que exista um ambiente propício para a viabilização das Usinas Híbridas, sobretudo no caso em tela, em que há diferenças nos custos destas fontes decorrentes dos estágios de maturação (Eólicas são mais competitivas em razão dos preços, custos e tecnologia em comparação com as Solar-FV). Nesse prisma, faz parte do objetivo deste estudo propor um modelo de contratação específico para Usinas Híbridas, que contorne essas diferenças e promova a implantação deste tipo de arranjo.

O conceito de Usinas Híbridas utilizado neste estudo difere daquele proposto pela EPE [7]. Neste estudo, se adota um conceito distinto, assumindo que empreendimentos híbridos são formados por usinas de fontes energéticas primárias distintas, com características de produção complementar, as quais devem compartilhar fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à rede, independente se há medição individual para cada usina ou uma única para as duas (sem distinção da fonte primária) – fator principal que diferencia as tipologias de Usinas Associadas e Híbridas definidas pela EPE.

2. AJUSTE REGULATÓRIO PARA CONTRATAÇÃO DO MUST DE USINAS HÍBRIDAS

Atualmente, ainda não há tratamento regulatório específico para Usinas Híbridas. Na prática, os empreendedores estão ‘anexando’ Projetos Solares-FV aos Parques Eólicos com vistas a compartilhar a infraestrutura local e auferir os benefícios em relação a implantação da nova usina e o compartilhamento de instalações e da operação de ambas.

À parte disso, questões de comercialização e uso do sistema de escoamento com a contratação do MUST[2] (Montante de Uso do Sistema de Transmissão) continuam a ser tratadas individualmente. A única sinergia explorada seria em relação a comercialização, do mesmo modo que no caso de portfólio de ativos de geração (que podem estar ou não em outros locais).

Neste processo, as usinas são tratadas individualmente, segundo regulação específica para cada fonte. Não existe, portanto, um tratamento diferenciado focado nas particularidades destes conjuntos. O tratamento regulatório vigente, dado pelas RNs nº 666/2015 e nº 506/2012 da ANEEL indica a contratação de um MUST equivalente à 100% da Potência Nominal das fontes Solar-FV e Eólica.

Dessa forma, no caso de Usinas Híbridas isso implicaria, estrito senso, na contratação da soma da potência nominal das fontes. Esta contratação agregada não contribui com o 'gargalo' atual enfrentado por muitos empreendedores, caracterizado pela necessidade de implantação de projetos em pontos com rede de conexão, muitas vezes já esgotada em termos de potência contratada e que, por este fato, um dos objetivos/interesse em se constituir um projeto híbrido seria justamente o de explorar o compartilhamento da conexão (e a otimização no uso da rede), dado que a fonte eólica isoladamente tende a apresentar períodos de baixa utilização da rede (e outros com alta) e haveria uma sinergia horária/diurna com a geração solar.

Uma vez que um dos interesses de se viabilizar essa tipologia reside no compartilhamento da rede, em razão dos benefícios técnicos-financeiros gerados, seria coerente o aprimoramento das Resoluções Normativas vigentes de forma a permitir contratação do montante de uso do sistema de forma diferenciada para os casos de usinas híbridas.

Entende-se como razoável, para o caso de Usinas Híbridas, a proposição de uma flexibilização normativa para a contratação limitada, no mínimo, à potência nominal da fonte com maior participação no arranjo.

[2] O mesmo se aplica ao caso de contratação do MUSD.

Neste caso, o controle de ultrapassagem ficaria sob responsabilidade do empreendedor, que se responsabilizaria pela adoção de procedimentos operativos e da implantação de equipamentos de controle automático[3], para promover o corte de geração ("*drop generation*"), impedindo a ultrapassagem do valor contratado.

Para exemplificar o ajuste regulatório proposto (contratação mínima da potência da fonte de maior participação), analisou-se o caso de uma Usina Híbrida composta por uma Eólica de 100 MW e uma Solar-FV com Potência variando de 10-100 MW, com a contratação do MUST limitada à Potência Nominal de uma Usina Eólica (100 MW). Para cada composição estimou-se o percentual de cortes (em relação a geração mensal) – caracterizados pela geração total do arranjo que excede, em média, o contratado no MUST. O estudo foi replicado em quatro localidades no submercado Nordeste, a partir da reconstrução de séries de longo prazo Vortex e SolarGIS[4] (base horária) e dados de medição fornecidos pelos proprietários locais, utilizando uma evolução da metodologia apresentada por [8]. A Figura 2 mostra os resultados.

A figura apresenta padrões distintos de cortes em cada localidade. Por exemplo, no interior da Bahia a tendência é de menores montantes de alívio de geração do que no Ceará. Naquele, o mês de maior corte (12%) é setembro, enquanto que neste, é outubro (20%). Com a restrição do MUST "travado" na Potência Eólica, quanto maior a participação Solar-FV no conjunto, maior o percentual de corte de geração.

O empreendedor deve avaliar cada caso (localização e condicionantes) no sentido de verificar se as economias geradas pela contratação de um MUST menor do que a Potência total do conjunto e a implicação na redução de investimento em conexão compensa as perdas por *curtailment* – controle de ultrapassagem – para não incidência de penalidades. Esta análise foi implicitamente contemplada no item a seguir que trata da proposição de um modelo de contratação específico para Usinas Híbridas.

[3] A penalidade imposta atualmente pelas RNs são financeiramente inibidoras da ultrapassagem (de elevado valor), além das implicações inerentes às questões operacionais (desligamento por reincidência).

[4] Vortex: https://www.vortexfdc.com; SOLARGIS: https://solargis.com.

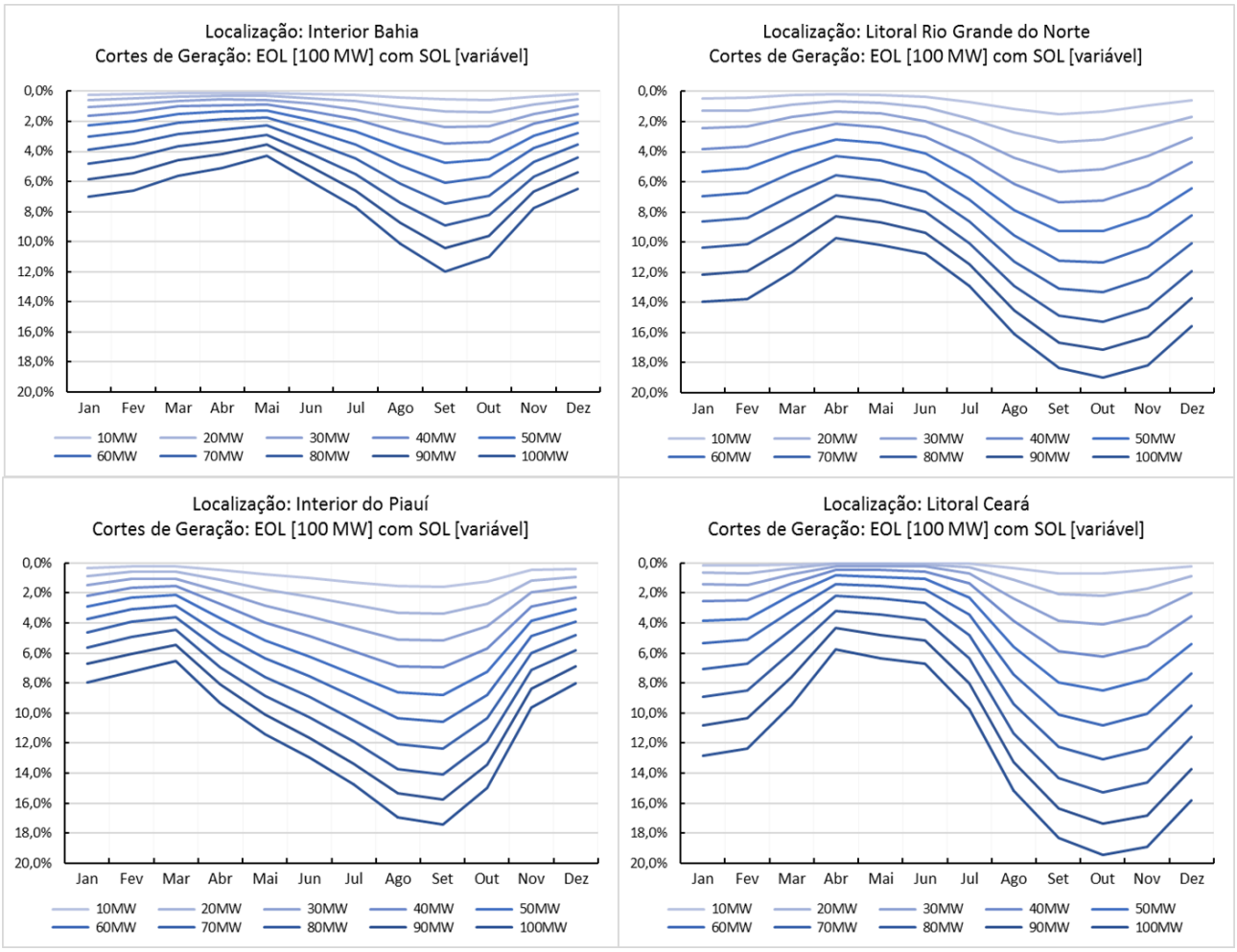


Figura 2. Cortes de Geração de Usinas Híbridas com limitação no MUST (100% Pot. Eólica).

3. MODELO DE CONTRATAÇÃO ESPECÍFICO PARA USINAS HÍBRIDAS

As Usinas Solares-FV, nos atuais patamares de preço e custo de investimento, dificilmente se viabilizam sob condição de contratação na modalidade “quantidade”, em que o risco de geração é assumido pelo agente vendedor, risco esse caracterizado por exposições ao Mercado de Curto Prazo (MCP).

Dada a menor maturidade desta fonte quando comparada às tradicionais, ainda se mostra preponderante para a sua atratividade que os riscos de geração sejam assumidos pelo comprador, como nos contratos por disponibilidade firmados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

Desta forma, um modelo de negócio que envolva este tipo de fonte isoladamente deveria considerar a comercialização da Solar-FV na modalidade de contratação do tipo por disponibilidade e a preços de Mercado Regulado (risco de geração assumido pelo agente comprador, em termos mensais, por determinado período, havendo um período de conciliação. O Agente vendedor fica sujeito a ajustes de ressarcimento em período anual - ou quadrienal a depender do Leilão).

No caso das Usinas Eólicas, os patamares de preços e custos de investimento já permitem a viabilização desta fonte tanto no ambiente livre ACL quanto no ACR sob condições de contratação por quantidade (vide características dos contratos dos últimos certames, em que se adotou contrato por quantidade com cláusula de sazonalização anual).

Os Leilões de Energia no ACR possuem papel fundamental na promoção da atratividade das fontes alternativas, na expansão do sistema e na manutenção da continuidade da expansão da oferta. O histórico dos leilões, com decréscimos significativos nos preços de fechamento, evidencia a importância desses mecanismos para a promoção das fontes eólica e solar.

Por meio dos certames, realizados com frequência, permitiu-se a melhoria na atratividade das fontes e o desenvolvimento da cadeia solar e eólica do país. E para promover a eficácia dos Leilões, estes devem ter características e regras customizadas, garantidoras de um ambiente atrativo a seus participantes (do lado da venda e do lado da compra).

Avaliando-se o histórico dos Leilões, à medida em que as fontes passaram a ser mais competitivas (menores preços), naturalmente adotou-se aperfeiçoamentos visando permitir que os riscos de geração passassem a ser melhor alocados, transferindo do lado do comprador para o vendedor.

Este é o caso das Eólicas, por exemplo, em que inicialmente foram ofertados contratos por disponibilidade (risco de geração para o comprador) e atualmente são ofertados contratos por quantidade (risco de geração para o vendedor), embora a cláusula de sazonalização pela curva de geração retire parte deste risco do vendedor (gerador) e transfira ao consumidor.

Proposta de Leilão de Energia Nova Específico para Usinas Híbridas

Neste contexto, pode-se ponderar que a promoção de Leilões de Energia Nova Específico para Usinas Híbridas no ACR apresenta-se como alternativa natural para a viabilização econômica e financeira.

Estes Leilões seriam inéditos no país e, naturalmente, este fato impõe a necessidade de se configurar o mecanismo de forma a oferecer um produto que de fato estimule a atratividade para a participação das fontes no certame, permitindo a viabilização das usinas e criando um ambiente competitivo no qual os projetos mais eficientes se sobressaiam por competição entre os agentes.

Definição de Participação Mínima da Solar-FV na Composição da Usina Híbrida

Neste tipo de Leilão, um importante fator a ser considerado é definição de um conteúdo mínimo de participação Solar-FV na Usina Híbrida (Potência) – enquanto esta for de maior custo que a Eólica, com a inclusão de cláusula garantidora de que os projetos participantes sejam de fato caracterizados como Híbridos.

Tratamento Regulatório da Garantia Física das Usinas Híbridas

Para efeito de lastro comercial e contabilização, entende-se que a solução regulatória trivial para o tratamento da Garantia Física da Usina Híbrida seja considerá-la como o resultado da somatória da Garantia Física individual das fontes Eólica e Solar-FV, cada qual sob seu critério específico (Eólica com base em P90 e Solar-FV em P50) e com certificação dos recursos realizada com base em períodos de medição coincidente (neste caso, um dos três anos de medição Eólica deve coincidir com um ano de medição Solar-FV, conforme preconiza a regulação para cada uma destas fontes).

Trata-se, portanto, de uma solução regulatória de aplicação imediata, que não requer a necessidade de revisitar e ajustar critérios de cálculo para estes tipos de empreendimentos (implicaria em difícil validação normativa).

Ganhos sinergéticos de geração ficarão confinados a estratégias comerciais em função do tipo de contratação (e processo de contabilização) e não diretamente na estimativa da GF Híbrida. A competição no mercado e em Leilões deve permitir a captura parcial desse efeito em prol do consumidor.

Ganhos marginais ao se ‘somar’ as GF individuais podem eventualmente ser auferidos no caso de haver alterações nas estimativas da Taxa de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e Programada (IP) e das Perdas Internas quando considerado o conjunto versus individual.

Características do Contrato para Usinas Híbridas

Sem nenhuma pretensão de se esgotar as possibilidades de definição de produtos para Usinas Híbridas, entende-se como coerente a seguinte proposta de contratação e contabilização:

- Tipo de Contrato: Contrato único por Quantidade, com cláusula de sazonalização de entrega (similar ao produto Eólica nos Leilões A-4/A-6 2018).
- Precificação: preço ponderado com base no preço teto individual de cada fonte (Solar-FV e Eólica), fixado por consideração do peso relativo de cada fonte na composição do Parque, em Garantia Física individual, para uma determinada configuração de referência. Por exemplo, 40% Solar-FV com 60% Eólica, com participação da fonte de maior custo no mínimo igual àquela da configuração de referência.
- Contabilização: Regra normal de contrato por quantidade. Primeiro, com a verificação do atendimento do Volume Contratado x Geração Total da Usina Híbrida e, na sequência, a Contabilização de Receita Fixa e Receita Variável (exposição MCP).

Necessário precificação coerente do produto para os projetos híbridos, considerando a participação de cada fonte no conjunto (seja em função da Potência Nominal ou em função da GF), para que a sinalização econômica de preços seja adequada, sem distorções, de modo que o certame seja de fato atrativo ao investidor e, com efeito, promova a expansão Solar-FV e Eólica conjuntamente.

Como a tendência é de maior participação Eólica do que Solar-FV nas Usinas Híbridas (vide exemplo), se o preço híbrido for muito acima do preço-referência (‘viável’) da Eólica, bastaria uma participação mínima da Solar – caracterizando a Usina como Híbrida – que a Eólica se beneficiaria, por questão de escala, na participação no conjunto. Este é um dos motivos pelo qual sugere-se uma participação mínima Solar em caso de Leilões de usinas híbridas e o ajuste no preço-alvo com base nas duas fontes.

Como forma de contornar essa possível distorção, sugere-se a composição do preço para Usinas Híbridas ponderado pela GF de cada fonte. Neste conceito, quanto menor a participação Solar-FV, por óbvio, mais próximo o 'Preço Híbrido' ficará do preço-referência da Eólica. A ponderação pela GF se afigura coerente, pois esta vertente é uma condicionante direta da Receita das Usinas e, implicitamente, considera as características de geração, de potência e Fator de Capacidade de cada tipo de fonte.

A Tabela 1 ilustra a aplicação do conceito para formação do preço do contrato Híbrido, a partir da composição entre o preço-referência da Eólica nesta localidade (140,00R$/MWh, comercializando contrato por quantidade) e o preço-referência da Solar-FV (220,00R$/MWh, comercializando contrato por disponibilidade), ponderado pelas respectivas Garantias Físicas.

Tabela 1. Preço Contrato Híbrido

Potência [MW]		Garantia Física [MWmed]		Preço [R$/MWh]		Preço Híbrido [R$MWh]
Eólica	Solar	Eólica	Solar	Solar	Eólica	f(GF)
100	10	42,96	2,54	220,00	140,00	144,47
100	20	42,96	5,08	220,00	140,00	148,46
100	30	42,96	7,62	220,00	140,00	152,05
100	40	42,96	10,16	220,00	140,00	155,30
100	50	42,96	12,70	220,00	140,00	158,26
100	60	42,96	15,24	220,00	140,00	160,95
100	70	42,96	17,78	220,00	140,00	163,42
100	80	42,96	20,32	220,00	140,00	165,69
100	90	42,96	22,86	220,00	140,00	167,79
100	100	42,96	25,40	220,00	140,00	169,73

RESULTADOS

Para efeito de investigação do modelo de contratação proposto, foi realizado um estudo de caso que simula a contratação de uma Usina Híbrida no interior da Bahia e a compara com os desempenhos individuais de Usinas Eólica e Solar-FV operando individualmente na mesma localidade. Como premissa de simulação, fixa-se a participação Eólica em 100 MW e varia a Solar-FV até este montante, em passos de 10 MW. As análises foram processadas em um modelo de análise econômico-financeira de projetos[5].

[5] A modelagem aplicada para a análise de viabilidade foi omitida neste estudo em razão deste trabalho ter cunho propositivo de ajustes regulatórios e as formulações aplicadas não diferirem das comumente aplicadas no mercado.

Nas simulações são considerados dois casos:

(i) Contratação do MUST igual a Potência Nominal da Usina Híbrida. Portanto, não há cortes na geração conjunta e não há redução nas despesas de investimento em Conexão e nem nos Encargos do Uso do Sistema de Transmissão (EUST);

(ii) Contratação do MUST igual a Potência Nominal da Eólica de 100MW, que compõe a Usina Híbrida. Neste caso, há incidência de cortes na geração da Usina em função da participação Solar-FV (conforme Figura 2). Em contrapartida, há redução na despesa de investimento na Conexão (considera-se redução nos custos com Conexão da Solar) e o EUST mantem-se equivalente à contratação de 100MW de Potência.

A Figura 3 ilustra a simulação do caso (i) citado. No gráfico são apresentados os resultados de quatro simulações, explicadas a seguir.

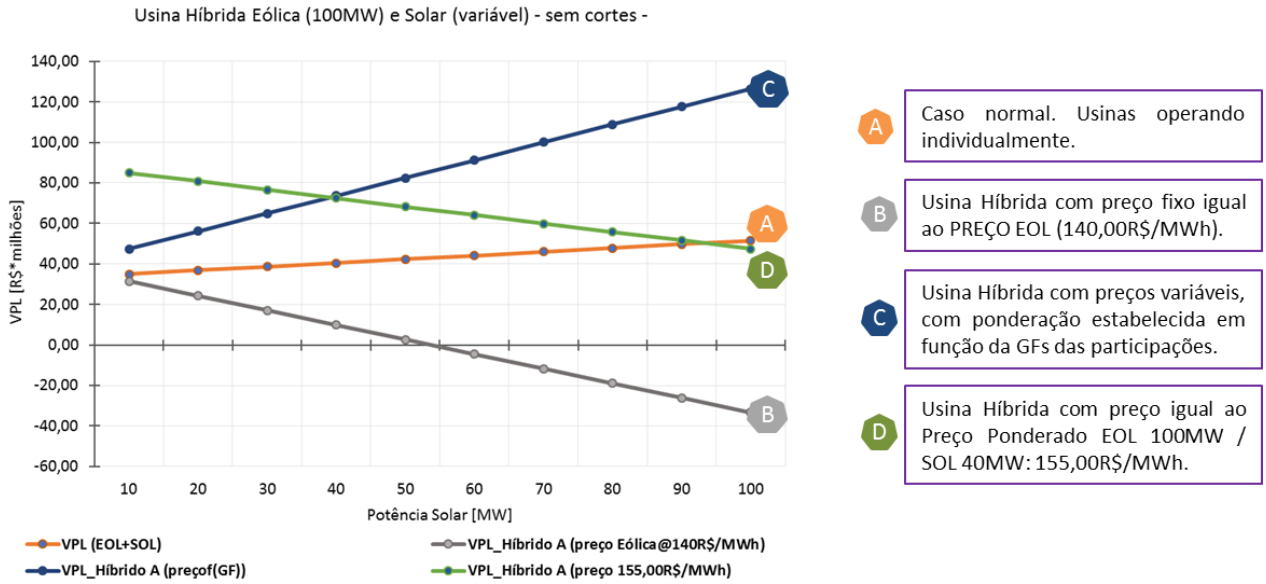


Figura 3. Contratação do MUST igual a Potência Nominal da Usina Híbrida (sem corte na geração).

A simulação 'A' contempla o resultado agregado das duas Usinas (Eólica com 100MW e Solar-FV variável 10-100 MW) operando individualmente, sendo considerado a Eólica com contrato por quantidade ao preço de 140,00R$/MWh e a Solar-FV com contrato por disponibilidade ao preço de 220,00R$/MWh. Estes preços refletem os preços de viabilidade dessas fontes no local de estudo.

Na simulação ‘B’ investiga-se a viabilidade do modelo de contratação no caso de assumir o preço de venda da Usina Híbrida igual ao preço de referência da Eólica (140,00R$/MWh). Neste caso, quanto maior a participação da fonte Solar-FV, pior o resultado. Como neste preço a Solar-FV não se viabiliza, não haveria ‘ganhos’ de receita da Eólica para ‘compensar’ as perdas da Solar-FV. E os resultados do híbrido seriam piores do que os da soma individual (simulação ‘A’).

No caso da simulação ‘C’, para cada composição aplicou-se o preço equivalente do contrato híbrido, conforme Tabela 1. Ao assumir preços proporcionais à GF de cada fonte na composição da Usina Híbrida, tem-se melhorias proporcionais nas receitas, pois os ganhos de receita da Eólica vendendo acima do seu piso superaria as ‘perdas’ da Solar-FV vendendo abaixo do seu piso (e numa outra modalidade de contratação).

Os resultados da simulação ‘D’ refletem a Usina Híbrida comercializando ao preço de 155R$/MWh, assumindo-se que a participação mínima exigida para a Solar-FV seja de 40MW (com 100MW da Eólica). Ao fixar o preço neste patamar, o comportamento da curva é similar ao caso “B”, porém, os ganhos são maiores, posto que os ganhos de receita da Eólica são maiores que as perdas da Solar-FV.

Comparando os resultados agregados individuais contra da Usina Híbrida (simulação ‘A’ x simulação ‘D’), temos que os resultados da Usina Híbrida superam os resultados agregados na maioria das composições, evidenciando que o modelo de contratação proposto (tipo de contrato e preço), em consonância com as economias geradas neste arranjo, produzem ganhos relativos superiores ao da simulação ‘A’. Cabe lembrar que esta constatação depende dos condicionantes técnicos e econômicos, podendo ocorrer casos em que estes ganhos relativos possam ser reduzidos e até mesmo inexistentes.

A Figura 4 retrata as simulações realizadas para o caso (ii) citado anteriormente, em que se considera cortes na geração da Usina Híbrida decorrentes da contratação do MUST estar limitada à Participação Eólica de 100MW e as reduções na despesa de investimento com Conexão e na não necessidade de contratação adicional do MUST ao agregar a Solar-FV.

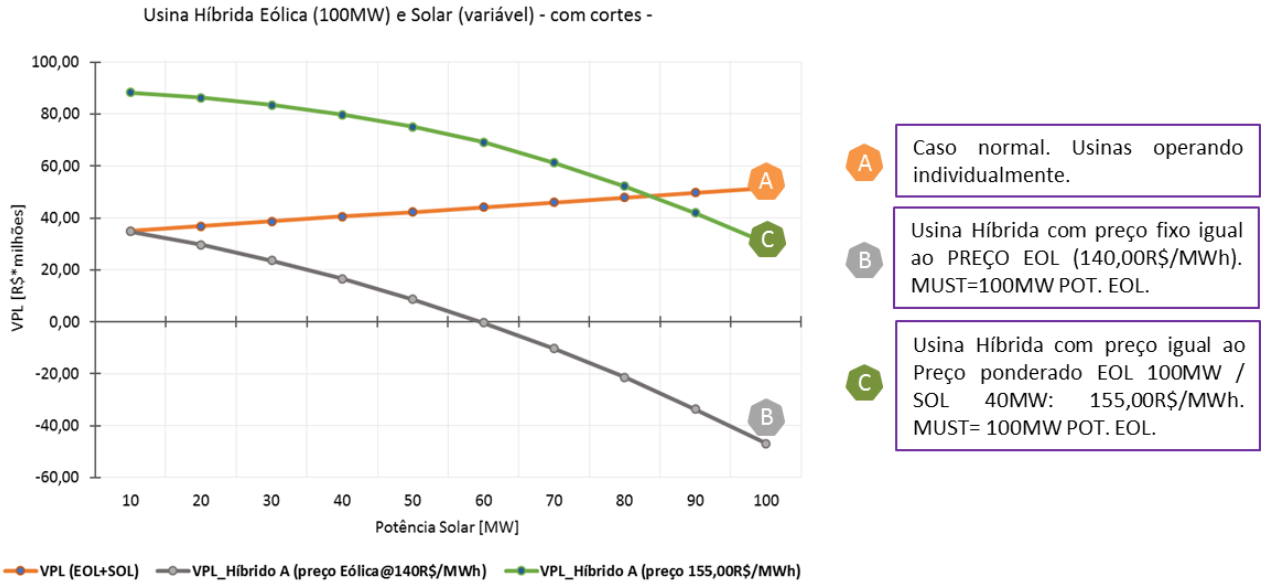


Figura 4. Contratação do MUST igual a Potência Nominal da Eólica. Usina Híbrida com corte de geração.

De forma similar ao caso (i), a simulação 'A' da Figura 4 configura uma referência dos resultados individuais agregados. Os resultados das simulações 'B' e 'C' distinguem-se apenas em relação ao preço de venda adotado.

Na simulação 'B' adota-se o preço igual do preço-referência da Eólica (140,00R$/MWh) e na simulação 'C' o preço-híbrido de 155R$/MWh, considerando a participação mínima de 40MW Solar-FV com 100MW Eólica. Em ambos os casos ('B' e 'C') são considerados os redutores de despesas, de contratação do EUST e cortes de geração.

Os resultados mostram que o patamar de preço pode incorrer em casos em que os resultados da operação não sejam superiores aos resultados agregados da simulação 'A'. Com a adoção de um preço maior, simulação 'C', os resultados relativos à 'A' são superiores até a participação Solar-FV em 80MW. Já no caso do preço menor da simulação 'B', para toda a composição os resultados são inferiores aos da simulação 'A'.

Isto decorre do fato que a flexibilização na contratação do MUST (simulações 'B' e 'C') implica na ocorrência de cortes que geram perdas de receita.

Deste modo, quanto menor o preço de venda, menores serão estas receitas - a ponto que a contrapartida dos ganhos econômicos decorrentes do compartilhamento da conexão (econômica dos EUST) e redução de despesas de investimento (CAPEX), não sejam suficientes para sobreporem as perdas de receita devido aos cortes.

Este quadro pode ser agravado quanto maior for a participação Solar, pois maiores serão as perdas por *curtailment*, que em consonância com o efeito da Solar-FV comercializando via contrato por quantidade nos preços simulados, resulta numa progressiva piora nos resultados quanto maior for a participação desta fonte no conjunto.

Deste modo, os condicionantes citados passam a ser fundamentais na viabilização de Usinas Híbridas e revelam a importância do preço deste tipo de usina incorporar em sua formação a participação de ambas as fontes na composição (no exemplo, fixado na participação mínima de 40MW da Solar-FV com 100MW da Eólica).

Para efeito comparativo, a Figura 5 a seguir apresenta os resultados para os casos (i) e (ii), respectivamente, sem e com cortes na geração, evidenciando que existe uma faixa de participação Solar-FV no conjunto cujos resultados são superiores àqueles obtidos quando não há cortes.

Figura 5. Comparação dos resultados da Usina Híbrida com e sem cortes.

Este resultado comparativo revela que nesta faixa citada os benefícios com a redução de despesas (CAPEX e EUST) compensam as perdas de receita decorrentes dos cortes na geração. Isto evidencia que a flexibilização na contratação do MUST em Usinas Híbridas, no caso limitado à Potência Nominal Eólica, permite a aferição de ganhos superiores, dentro de uma faixa de participação Solar-FV, daqueles que se obteria com a contratação de 100% da Pot. Nominal da Usina Híbrida– observando-se que não se trata de uma verdade absoluta, pois dependerá de cada caso/premissas adotadas.

Nessa faixa superior, os ganhos com a redução de Despesas (CAPEX: Conexão e Contratação do MUST) são maiores do que a receita evitada oriunda da necessidade de cortes. Quanto maior a participação Solar, maiores são as ocorrências de cortes que neutralizam/superam os benefícios de redução de despesas (CAPEX/OPEX) citadas.

Observa-se que o caso apresentado acima evidencia a viabilidade deste tipo de modelo de contratação para as Usinas Híbridas e reforça que a flexibilização na contratação do MUST contribui para um melhor aproveitamento da rede, de tal sorte, que há ganhos financeiros ao investidor. Entretanto, reforça-se a necessidade de análise meticulosa para cada localidade e condicionante técnico-econômico aplicado.

CONCLUSÕES

Em razão do crescente interesse dos agentes geradores na implantação de Usinas Híbridas, este estudo teve foco na proposição de um modelo de contratação deste tipo de usina, que passa por ajuste regulatório para um melhor uso da rede por este tipo de empreendimento.

Um dos principais pontos é a flexibilização da contratação do MUST nos casos que envolvam esta tipologia, permitindo a otimização do uso da rede (ao mesmo tempo que potencializa a viabilização deste tipo de empreendimento).

A manutenção dos critérios de estimativa de GF dos empreendimentos, que juntos (soma) representariam a GF dos projetos Híbridos se afigura como uma adequação regulatória de ‘baixo’ impacto em relação a questões técnicas e alterações de metodologias.

Outro fator de suma importância reside no tratamento da contratação destes projetos por meio da oferta de produtos customizados para essa tipologia, produtos esses a serem ofertados em Leilões Específicos para estas fontes.

Em Leilões específicos para usinas Híbridas, quando se define um preço teto único válido para o empreendimento, deve-se definir um percentual mínimo de participação da fonte de maior custo na composição do parque, para garantir a característica da tipologia e garantir ganhos relevantes ao consumidor. A participação mínima da Solar-FV no arranjo tem impacto direto para que não ocorram assimetrias. Evita-se a existência de um empreendimento que se caracterize como Híbrido para venda de energia a preço maior do que a Eólica, pegando 'carona' no processo.

Para os Leilões específicos para Parques Híbridos, a proposição de um contrato único (por quantidade) vai ao encontro da diretriz que vem sendo adotada pelo Regulador, que é de oferta de produtos em leilões que gradativamente permitem alocar o risco de geração ao Vendedor (caso do contrato quantidade) e não ao Comprador (caso do contrato disponibilidade). A Solar FV entraria no processo já neste patamar de 'evolução' dos contratos.

A definição do preço para o contrato por quantidade é um importante fator de atratividade para as Usinas Híbridas. A precificação com base na proporção das fontes nas usinas (em função da GF) se mostra coerente, pois implicitamente considera as características das fontes e lastro de energia (GF). Ademais, o preço teto deve ser definido com base na mínima participação solar. Em complemento, a competição do Leilão se encarregaria de selecionar os projetos mais eficientes, não somente do lado da receita, mas também em relação a redução de despesas (CAPEX e OPEX).

Por fim, este estudo não teve a intenção de esgotar todas os ajustes necessários para a viabilização deste tipo de Usinas (por exemplo, questão de unificação ou não de outorgas), mas sim de contribuir com a proposição de flexibilização na contratação do MUST e de um modelo de contratação, ambos com baixo impacto regulatório e passiveis de aplicação em prol da viabilização destes empreendimentos que trariam benefícios não somente aos investidores em Eólica e Solar-FV, mas também ao sistema interligado como um todo.

AGRADECIMENTOS

Os Autores agradecem às associações ABEEOLICA, APINE e ABSOLAR, e seus associados, pelo financiamento deste estudo no âmbito da Assessoria e Parecer Técnico "**Análise da complementaridade entre duas ou mais Fontes de Energia conjugadas em Projetos Híbridos objetivando a otimização do uso dos Sistemas de Escoamento e ajuste dos Processos Regulatórios**", realizada pela empresa MRTS Consultoria e os autores deste trabalho.

REFERÊNCIAS

[1] CAMARGO, L. A. S.; MÓLNAR, P.; RAMOS, D. S. Applying Copulas Functions for Wind and Hydro Complementarity Evaluation: A Brazilian Case. In: 12th International Conference on the European Energy Market, 2015, Porto / Portugal, 2015a.

[2] INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2.ed., São José dos Campos-SP, 2017.

[3] RAMOS, D. S.; GUARNIER, E.; CAMARGO, L. A. S.; WITZLER, L. T. Minimizing Market Risk by Trading Hydro-Wind Portfolio: A Complementarity Approach. In: 10ª International Conference on the European Energy Market, 2013, Estocolmo / Suécia. 2013.

[4] CAMARGO, L. A. S.; GUARNIER, E.; RAMOS, D. S.; WITZLER, L. T. A Business Model to Incentivize Hydro Companies Inversions in Wind and Biomass Power Plants. In: 4th International Youth Conference on Energy 2013 (IYCE'13), 2013, Siófok / Hungary. 2013.

[5] BORO, S. R. Análise da Complementaridade Entre Fontes Renováveis Não Convencionais Como Mecanismo De Proteção Para Mitigação De Riscos De Mercado. Dissertação de Mestrado— São Paulo, SP: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2014.

[6] ONS. Operador Nacional do Sistema. NT 0016/2018. LEN A-4/2018: Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG. ONS, 2018. Disponível em: http://www.ons.org.br/

[7] EPE. Empresa de Pesquisas Energéticas. NT EPE 011/2018. Usinas híbridas: uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. EPE, 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/

[8] WITZLER, L. T. Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional. Dissertação de Mestrado — São Paulo, SP: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2014.

28 - 30 de maio - 2019

Transaméria Expo Center - São Paulo, SP

Brazil Windpower

CATEGORIA 1 - ANÁLISE DE RECURSO DO VENTO

LABORATÓRIO DE CALIBRAÇÃO DE ANEMÔMETROS DO INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE DA USP

Ricardo Santos d'Avila (IEE/USP. Email: ravila@iee.usp.br)
Alcantaro Lemes Rodrigues (IEE/USP. Email: lemes@iee.usp.br)

Resumo

A expansão da indústria de parques eólicos no Brasil leva a uma demanda crescente de serviços de calibração para anemômetros que são usados tanto na fase de estudo e projeto como periodicamente durante a vida útil do parque eólico.

Até o momento, o Brasil possui dois laboratórios acreditados junto ao INMETRO.

No ano de 2015 o IEE / USP iniciou a montagem de um túnel de vento como parte do aumento da sua capacidade laboratorial tanto em escala quanto em variedade.

O túnel de vento do IEE / USP foi desenvolvido visando o apoio ao ensino e à pesquisa, à extensão com testes e calibrações, e para se preparar para atender a demanda remanescente de calibração de anemômetros no Brasil.

Atualmente, encontra-se nas fases iniciais de teste e calibração das instalações e de treinamento da equipe e com expectativa de finalização e acreditação em para o final de 2020.

Abstract

The expansion of the wind energy industry in Brazil leads to a growing demand for calibration services for anemometers that are used both in the study and design phases and periodically over the lifetime of the wind farm.

Presently in Brazil, we find two laboratories accredited to INMETRO for this purpose.

In the year 2015, the IEE / USP began to deploy wind tunnel as part of the process increase of its laboratory capacity in both scale and variety.

The IEE / USP wind tunnel was developed to support teaching and research, extension with tests and calibrations and to prepare to meet the remaining demand for anemometers calibration in Brazil.

Currently, the project is in the initial stages of testing and calibration of the facilities and the team training and with expected completion and accreditation in the end of 2020.

Keywords: Windpower, Wind Tunnel, Anemometer Calibration, Institute of Energy and Environment/USP; Brazil.

1. Introdução

Desde 2012, o Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP) passa por um processo de reestruturação cuja principal característica consiste em reforçar as competências voltadas à pesquisa, desenvolvimento e inovação, com vistas a adequar-se às demandas contemporâneas da sociedade, aprimorando seu papel histórico de instituto especializado prestador de serviços. Em direção a um novo perfil de unidade de ensino e pesquisa, ou seja, gerador de conhecimento. Esse esforço incluiu a expansão de sua infraestrutura com a inserção de novas linhas e projetos de pesquisa afinados com a perspectiva da sustentabilidade e da multidisciplinaridade, refletidos na alteração de seu próprio nome, anteriormente, Instituto de Eletrotécnica e Energia. Este artigo trata de revisar o processo de implantação da linha de pesquisa “Laboratório de calibração de Anemômetros” ainda em curso e com suas perspectivas.

A expansão da instalação de parques eólicos e sua operação demandam calibração dos anemômetros utilizados na fase inicial dos estudos e da operação, e periodicamente, durante a vida útil da planta.

As medições de grandezas eólicas, em particular a velocidade, para cálculos e avaliações de geração de energia, utilizam estruturas providas de anemômetros tipo concha ou Robinson. São equipamentos de uso ao tempo, que produzem um sinal elétrico de tensão ou frequência variável e proporcional à velocidade de rotação de seu eixo, impulsionado pelo vento incidente sobre os copos. Estes sinais são gravados e processados, resultando em dados da velocidade do vento, associados a uma escala de tempo. São especificados para o setor de geração eólica anemômetros de copos das classes 1,9 (1,9% de erro@10m/s) e 5 (5% de erro@10m/s), dependendo das características do terreno [3].

O Gráfico nº1, a seguir, ilustra as classes e os respectivos erros permitidos.

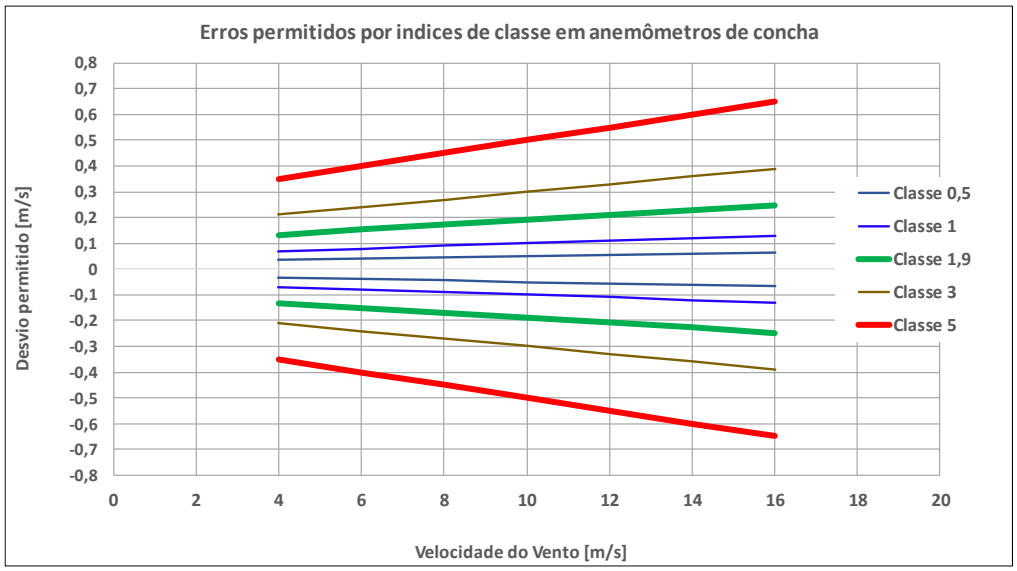


Gráfico nº1: Erros permitidos em anemômetros de copos. Adaptado de [15].

Atualmente, o uso de anemômetros constitui a forma mais disseminada e acessível de produção de dados de velocidade de vento no país. Todavia, com o aumento do rigor exigido pelas entidades de regulação e planejamento setorial (critério P90), bem como o óbvio impacto da precisão dos cálculos sobre o desempenho e os custos desse tipo de geração, o IEE/USP concluiu pela pertinência de sua atuação neste campo. E trabalha para que se opere com a implantação de uma estrutura capacitada e qualificada para calibração de anemômetros, dentro dos mais altos critérios metrológicos exigidos. Além do evidente impacto nos trabalhos de extensão, essa estrutura será um importante instrumento para a consecução de outros objetivos de pesquisa acadêmica e apoio ao ensino.

Assim, em 2015, o IEE/USP iniciou a montagem de um túnel de vento, como parte da ampliação da capacidade laboratorial mencionada, em escala e escopo, com implantação a cargo de uma equipe Inter unidades, formada, à época, por cinco profissionais com formação em física, engenharia e informática (IEE/USP), e experiência em pesquisa, rotinas laboratoriais, certificação de produtos e em metrologia. A montagem, executada com recursos e mão de obra próprios, foi concluída e, atualmente, estão em curso os passos necessários para a entrada em operação. Todo esse processo visou assegurar consistência metodológica através do cumprimento sequencial de etapas, que se iniciou com o estudo de casos e terminará com a submissão aos procedimentos de acreditação junto ao Instituto Nacional de

Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Como meta adicional, será avaliada a acreditação junto à MEASNET (*Measuring Network of Wind Energy Institutes*).

A escolha do projeto do túnel de vento contou com o apoio do prof. Dr. Fernando Martini Catalano (Laboratório de Aerodinâmica da Escola de Engenharia de São Carlos/USP). A adaptação do projeto foi viabilizada pela equipe do serviço técnico, que desenvolveu soluções próprias para contornar as limitações encontradas, preservando a qualidade da instalação. O túnel é de circuito aberto; seção de ensaios aberta; faixa de velocidade de trabalho de 4-16 m/s (estabelecida para a calibração de anemômetros) e máx. 25 m/s, instalado no interior de edificação erigida em estrutura metálica e vedada com paredes de alvenaria.

Atualmente encontra-se em fase de testes iniciais da instrumentação primária e secundária de medição, simultânea ao treinamento da equipe. A expectativa de conclusão, incluindo a acreditação, é de meados de 2020.

2. Calibração de anemômetros

O processo de calibração de um instrumento de medição é definido pelo *Vocabulário Internacional de Metrologia* [1] como a “Operação que estabelece, sob condições especificadas, numa primeira etapa, uma relação entre os valores e as incertezas de medição fornecidos por padrões e as indicações correspondentes com as incertezas associadas; numa segunda etapa, utiliza esta informação para estabelecer uma relação visando à obtenção dum resultado de medição a partir duma indicação”. E pode ser resumido, aqui no caso dos anemômetros, como a comparação e o estabelecimento das relações entre os valores de velocidades de vento fornecidos pelo túnel de vento (padrão com sua respectiva medição) e os valores resultantes da medição nos sensores sob calibração (anemômetros).

Especificamente na área eólica com vistas à produção de energia elétrica, a norma técnica brasileira “ABNT NBR IEC 61400-12-1:2012, no Anexo F (Procedimento de calibração do anemômetro de copo)” [2] , fornece instruções, orientações e referências para o processo de calibração e divido em oito tópicos: Requisitos do túnel de Vento, Requisitos de configuração da instrumentação e calibração, Procedimento de calibração, Análise de dados, Análise de Incerteza,

Formato do relatório e Exemplo de cálculo de incerteza. Adotado como base para definição dos equipamentos e projeto das instalações das atividades calibração.

A Empresa de Pesquisa Energética do Ministério das Minas e Energia (EPE) estabelece no documento “NT DEE 57/16 Leilões de Energia: Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos” [3] condições e instruções para elaboração de relatórios de instalação e manutenção das estações anemométricas do Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA), ressaltando as características dos anemômetros a serem utilizados, suas calibrações e recalibrações.

O aumento da capacidade laboratorial do IEE-USP com esta atividade de calibração de anemômetros se integrará tanto ao sistema da qualidade do IEE-USP baseado na norma técnica brasileira *ABNT NBR ISO/IEC 17025:2017* [4] quanto à RBC (Rede Brasileira de Calibração) pelos regramentos e práticas de acreditação laboratorial do país realizados pelo INMETRO, ampliando o escopo dos ensaios do certificado CAL014 do INMETRO para o IEE-USP.

Adicionalmente, será avaliada a acreditação junto à MEASNET (*Measuring Network of Wind Energy Institutes*), que é uma rede internacional de centros de testes eólicos com sede na Espanha que busca aperfeiçoar procedimentos e medições de mesma qualidade permitindo mutua comparação e aceitação demandados pela indústria e o mercado globalizado da energia eólica.

3. O Túnel de vento e o Anemômetro de copos

O túnel de vento é um dispositivo que simula os efeitos do fluxo de ar sobre estruturas sólidas dinâmicas e estáticas e de utilidades distintas como construção civil [5] [6], aeronáutica [7], automobilística, acústica [7] e como fonte de ventos em várias velocidades para estudo do comportamento de um dispositivo de medição [8] [9]. Quanto às dimensões e velocidades, podem ser classificados em “baixa velocidade” (pequena e grande escala) e alta velocidade (transônico e supersônico) [10]. Os principais constituintes de um túnel são: propulsores; difusores (entrada e grande

angular); câmara de estabilização; cone ou bocal de contração; seção de teste; telas e colmeias [11] [12] (Figuras Nº1 e Nº2).

Há, basicamente, duas configurações de túnel de vento: de circuito fechado e de circuito aberto [11] [13]. No túnel de vento de circuito fechado (Figura Nº1), ocorre a recirculação do ar e a alimentação se dá com ventiladores axiais. Pode ser construído em orientação vertical, porém o tipo horizontal é habitualmente utilizado devido às conveniências construtivas e alimentados com ventiladores axiais. Comparativamente, são mais vantajosos que tuneis do tipo aberto, pois demandam menos energia para a circulação do ar e permitem melhor regularidade e constância do fluxo de ar. [11].

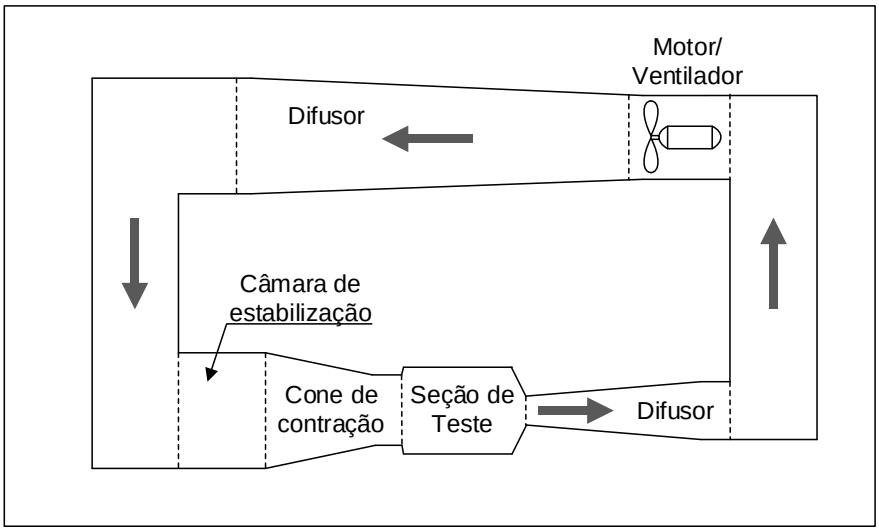


Figura nº1: Túnel de vento de circuito fechado. Adaptado de [11].

No túnel de vento de circuito aberto o ar não circula em um circuito fechado e este tipo de túnel é amplamente utilizado para fins de instrução e para investigações de fenômenos de fluxo fundamentais [11]. Neste tipo de túnel encontramos duas situações de alimentação: por sucção e soprada. Ilustradas nas Figuras nº2 e nº3.

O túnel de vento de circuito aberto de sucção utiliza um o ventilador axial (operando como um exaustor) do tipo axial na saída do difusor e tem custo de construção relativamente comparado ao túnel de vento aberto alimentado por soprador.

O túnel de vento de circuito aberto com soprador utiliza um ventilador centrífugo insuflando ar na entrada e, comparativamente ao túnel por sucção, tem a capacidade de trabalhar com maior carga e é utilizado para calibração de dispositivos de fluxo.

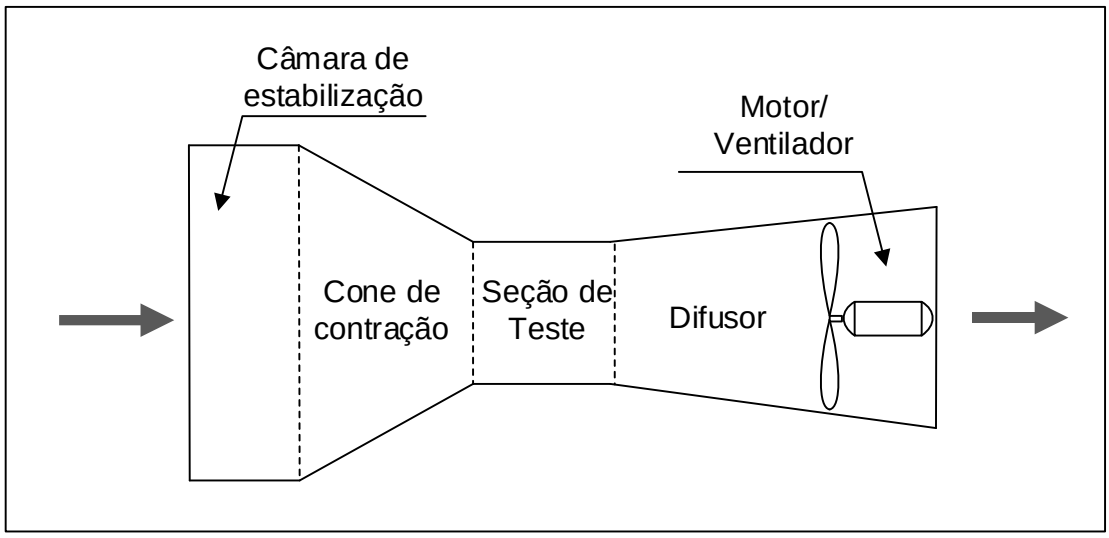


Figura nº2: Túnel de vento de circuito aberto por sucção. Adaptado de [11].

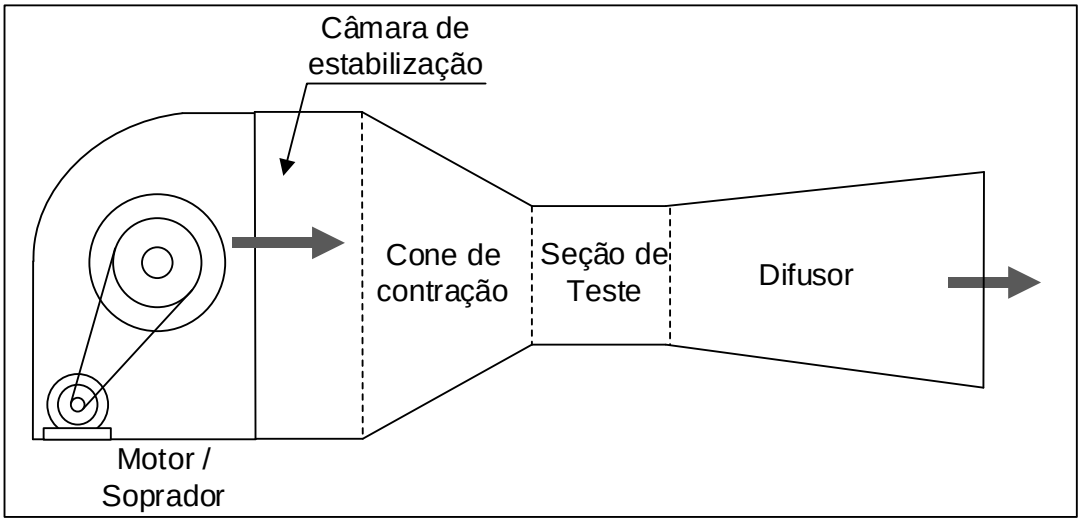


Figura nº3: Túnel de vento de circuito aberto por soprador e com seção de teste.

O típico anemômetro de copos utilizado em empreendimentos de energia eólica é um sensor eletromecânico que, preferencialmente, fornece um sinal elétrico de frequência variável proporcional à velocidade do vento (entre 20Hz e 500Hz e tensões até 5V). É um gerador de pulsos elétricos e tem basicamente duas concepções: ou um gerador eletromecânico com uma bobina móvel em torno de imã permanente ou um circuito com disco perfurado rotativo localizado entre um fotodiodo

e um receptor de infra vermelho, por exemplo, sendo que este último necessita de fonte externa de geralmente 5Vdc. Em ambos os casos, o sinal elétrico de saída passa por um processo de conversão analógico digital e então armazenado em um registrador eletrônico (data-logger) permitindo seu tratamento e leitura. A Fotografia nº1, a seguir, exibe um anemômetro de copos típico.

Fotografia nº1: Anemômetro de copos típico.

4. Diretrizes para calibração

De acordo com o Anexo F da norma técnica brasileira *ABNT NBR IEC 61400-12-1:2012* [2] a sequência operacional básica para calibração dos anemômetros é:

- Funcionamento por 5 minutos do anemômetro antes das medidas, para estabilização da temperatura decorrente do atrito mecânico nos mancais;

- Calibrar para valores crescentes e decrescentes das velocidades na faixa de 4m/s a 16m/s em intervalo de 1m/s ou menor;

- Para cada valor de velocidade obter o sinal elétrico de saída do anemômetro durante 30s e com uma taxa de amostragem de 1Hz.

Os dados obtidos (velocidades do ar e frequências ou tensões de saída do anemômetro) são analisados por regressão linear para obtenção dos parâmetros: Desvio, Inclinação, Coeficiente de Regressão, Incerteza Padrão na Inclinação, Interceptação da Covariância da Inclinação e Interceptação da Velocidade do Vento.

A calibração deve ser repetida para o coeficiente de correlação dos dados, r^2, menores que 0,99995.

As incertezas sobre os valores das velocidades horizontais do vento incidentes sobre o anemômetro devem ser analisadas e estimadas segundo orientações do documento *ISO Guide to the expression. of uncertainty in measurement* [14] devem contemplar as incertezas tipo A e tipo B, sendo a incerteza líquida estatisticamente avaliada considerando: Incerteza da medição da velocidade de escoamento (tubos de Pitot, transdutores, avaliação da massa específica do ar etc.); Medições de frequência; Calibração do túnel de vento, incluindo o efeito de bloqueio; Variabilidade de fluxo nas proximidades do anemômetro.

O relatório de calibração deverá conter, no mínimo, as informações:

- Marca, tipo, número de série e diâmetro do tubo de montagem do anemômetro;

- Marca, tipo, número de série e de conversores externos, se utilizados;

- Nome endereço do cliente;

- Assinaturas das pessoas que realizaram a calibração, que verificaram os resultados e que aprovaram a emissão;

- Nome do túnel de vento;

Condições ambientais durante a calibração (temperatura, pressão e umidade relativa do ar);

- Parâmetros de regressão e apresentação tabular e gráfica dos pontos de calibração e resultados de regressão.

5. Adesão ao sistema da qualidade do IEE-USP e acreditação INMETRO

O IEE-USP mantem um Sistema de Gestão da Qualidade único conforme a norma técnica brasileira *ABNT NBR ISO/IEC 17025:2017* [5] e considerado, para efeito de atividades de laboratório, todo o Instituto como contendo dois laboratórios um de ensaios e outro de calibrações. Todo e qualquer ensaio e calibração executada pelo IEE-USP segue o sistema de gestão da qualidade e assim será para a calibração de anemômetro de copo aqui tratada.

A norma técnica [5] compreende os tópicos abaixo, divididos em Requisitos da Direção e em Requisitos Técnicos que integrados permitem assegurar a qualidade e confiabilidade metrológica dos processos laboratoriais.

São os Requisitos da Direção: Organização; Sistema de gestão; Controle de documentos; Análise de pedidos, propostas e contratos; Subcontratação de ensaios e calibrações; Aquisição de serviços e suprimentos; Atendimento ao cliente, Reclamações; Controle de ensaio e/ou calibração não conforme; Melhoria; Ação corretiva; Ação Preventiva; Controle de registros; Auditorias internas e Análise crítica pela direção.

São os Requisitos Técnicos: Pessoal; Acomodações e condições ambientais; Métodos de ensaio e calibração e validação de métodos; Equipamentos; Rastreabilidade de medição; Amostragem e Manuseio de itens de ensaio e calibração.

Ainda, o Sistema de Gestão da Qualidade do IEE-USP é acreditado junto ao INMETRO para também em dois escopos (calibração e ensaios), embora nem todos ensaios e calibrações do IEE-USP façam parte dos escopos acreditado junto ao INMETRO. A calibração de anemômetros de copo será, após a adesão ao Sistema de Qualidade do IEE-USP, objeto de acreditação junto ao INMETRO e integrará o escopo de calibrações acreditadas da instituição.

A acreditação do laboratório é voluntária e concedida para qualquer laboratório que realize serviços de calibração e/ou ensaio, em atendimento à própria demanda interna ou de terceiros, independente ou vinculado a outra organização, de entidade governamental ou privada, nacional ou estrangeiro, independente do seu porte ou área de atuação.

A acreditação de laboratórios é concedida por endereço e por natureza dos serviços, se calibração, ensaio ou exame. As informações dos laboratórios obtidas pela Cgcre, incluindo a equipe de avaliação, são tratadas com estrita confidencialidade.

Em linhas gerais o procedimento para acréscimo do ensaio ao escopo acreditado é, sequencialmente: Participação do laboratório em programa de ensaio de proficiência, Auditoria interna, Envio de documentos de solicitação incluindo comprovação das duas atividades anteriores; Auditoria externa pelo INMETRO da atividade a ser estendida; Obtenção da acreditação.

6. O Túnel de vento do IEE-USP

A Figura nº4 ilustra a solução adotada no IEE-USP, baseada na cooperação e apoio do prof. Dr. Fernando Catalano (Laboratório de Aerodinâmica da Escola de

Engenharia de São Carlos/USP) e as características técnicas e os valores adotados para projeto são mostrados na Tabela nº1, a seguir.

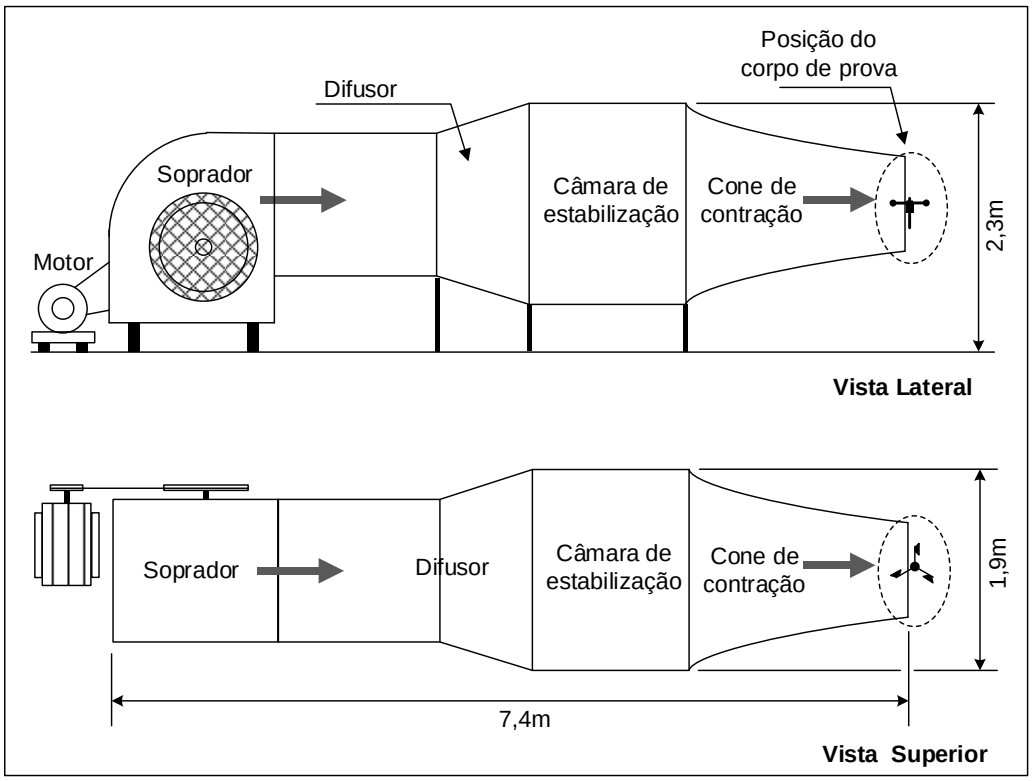


Figura nº4: Túnel de vento do de circuito aberto por soprador e sem seção de teste construído no IEE-USP.

Característica	Valor
Velocidade	25 m/s
Massa específica do Ar	1,225 kg/m^3
Pressão dinâmica	382,8125 Pa
Viscosidade dinâmica	1,79E-05 Pa.s
Vazão volumétrica	1917 m^3/s
Área da seção da saída (seção de testes)	0,801 m^2
Relação de contração	4
Pressão atmosférica	101325 Pa
Temperatura	25 ºC
Potência do soprador	22,5 kW

Tabela nº1: Características técnicas e valores adotados para projeto do túnel de vento construído no IEE-USP.

O esquema ilustrado na Figura nº5, a seguir, apresenta os dispositivos computacionais a serem utilizados para o monitoramento e controle do túnel de vento. Partiu-se do requisito de que a calibração seria feita por um operador, ou seja, não

haveria a necessidade de dois ou três operadores para realizar o serviço de calibração.

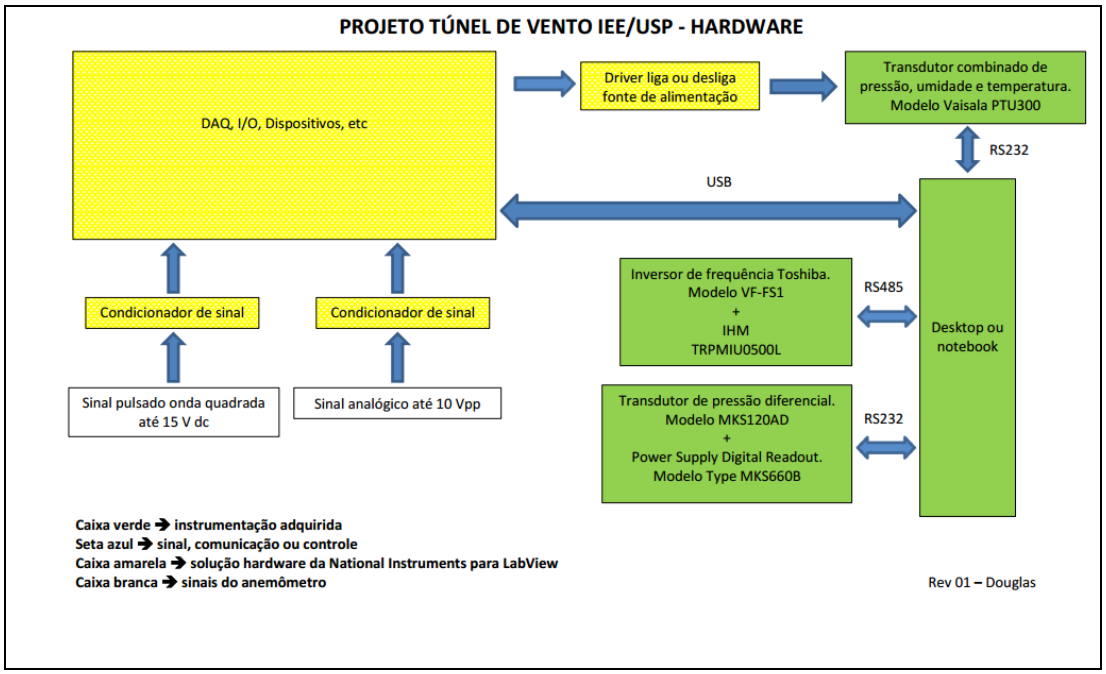
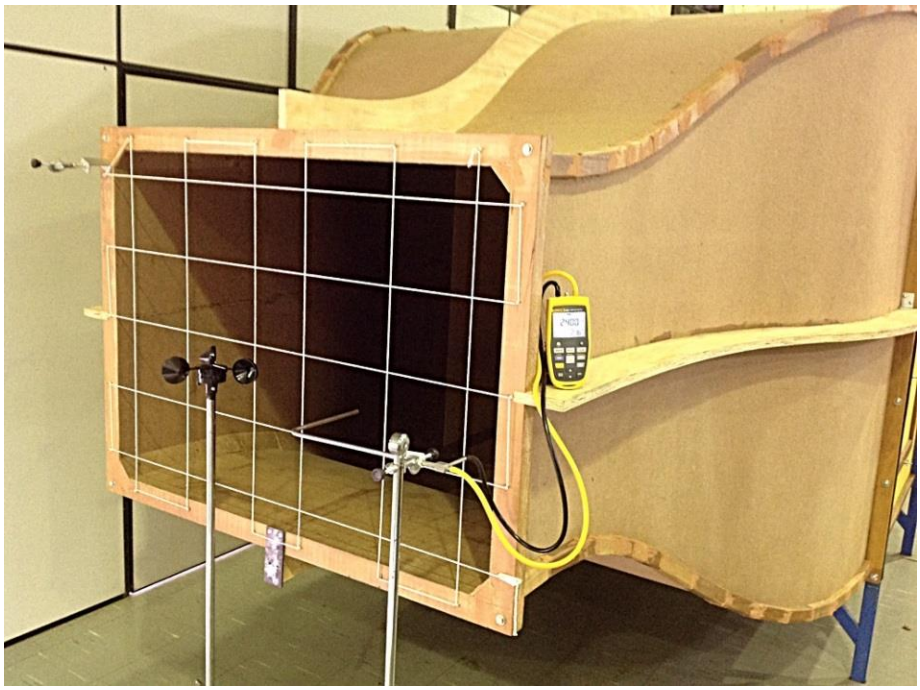


Figura nº5: Dispositivos serem utilizados para o monitoramento e controle do túnel de vento.

Atualmente, o projeto está quase que totalmente implementado com o túnel de vento já montado e em funcionamento, ilustrado nas Fotografias nº2 e nº3. A instrumentação (sensores, transdutores, medidores e sistema computacional).

Fotografia nº2: Vista geral do túnel de vento montado no IEE-USP.



Fotografia nº3: Vista parcial do túnel de vento do IEE-USP, em destaque a parte frontal (saída) com anemômetro e medidor portátil de velocidade do ar durante testes iniciais.

7. Conclusão

A participação da equipe envolvida nos trabalhos para desenvolvimento do laboratório resultou em grande aprendizado uma vez que se tratou de atividade não habitual das práticas do IEE-USP, colaborando sobremaneira para a integração e renovação da equipe em tempos de mudanças e novos direcionamentos da instituição.

O IEE-USP sempre teve atividades ligadas à praticas laboratoriais de eletricidade e o sistema de calibração de anemômetros redireciona pessoas a se envolver com novos equipamentos, novas grandezas e novas medidas nas práticas cotidianas de um laboratório.

Abre novas oportunidades ligadas a energia eólica em seus estudos específicos e também nas práticas laboratoriais. Além da própria calibração de anemômetros há oportunidades e possibilidades em atividades como avaliações e testes em outros dispositivos eólicos ou equipamentos que demandem testes e avaliações em túnel de vento que possam ser atendidos pela instalação disponível do Instituto. Atualmente, como apoio didático em dois projetos de microturbinas experimentais de alunos já foram executados.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Prof. Dr. Fernando Martini Catalano pela cessão do projeto e ao IEE/USP pelo financiamento e apoio da oficina na construção do túnel de vento.

Referências:

[1] **Vocabulário Internacional de Metrologia: Conceitos fundamentais e gerais e termos associados (VIM 2012)**. Duque de Caxias, RJ. INMETRO, 2012.

[2] **ABNT NBR IEC 61400-12-1:2012 (Parte 12-1: Medições do desempenho de potência de Aerogeradores)**. Rio de Janeiro, RJ. ABNT, 2012.

[3] **NOTA TÉCNICA EPE-DEE-RE-057/2016 – r1 (Leilões de Energia: Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos).** Rio de Janeiro, RJ. EPE, Dezembro de 2016.

[4] **ABNT NBR ISO/IEC 17025:2017 Requisitos gerais para a competência de laboratórios de ensaio e calibração**. Rio de Janeiro, RJ. ABNT, 2017.

[5] CARRIL Jr., C.F. Proj**eto, Construção e Calibração de um túnel de vento.** São Paulo, 1995. 100 f. Dissertação (Mestrado em engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1995.

[6] UZUELI, A.G.; SHIMOMURA, A.R.P.; DUARTE, D. **Túnel de vento da FAUUSP - instrumento para ensaios de modelos físicos em conforto ambiental**. In: 1er Congreso Latinoamericano de Ingeniería del Viento, Montevideo, 2008.

[7] SANTANA, L.D.; CARMO. M.; CATALANO, F.M. **The Update of an Aerodynamic Wind Tunnel for Aeroacoustics Testing**. Journal of Aerospace Technology and Management. v. 6., n. 2, p. 111-118, 2014.

[8] DAHLBERG, J.Å. **An Investigation of Wind Tunnel Blockage Effects on Cup Anemometer Calibrations**. Technical Report FOI-R-2006-SE; Stockholm: Swedish Defence Research Agency, 2006.

[9] DAHLBERG, J.Å.; PEDERSEN, T.F.; BUSCHE, P. ACCUWIND – **Methods for Classification of Cup Anemometers.** Technical Report Risø-R-1555(EN). Roskilde: Risø National Laboratory, 2006.

[10] CATTAFESTA, L.; BAHR, C.; MATHEW, J**. Fundamentals of Wind-Tunnel Design**. In: Blockley, R.; Shyy, W. (Ed.). Encyclopedia of Aerospace Engineering. New York: John Wiley & Sons, 2010.

[11] BARLOW, B.J.; RAE W.H.; POPE, A. **Low Speed Wind Tunnel Testing.** 3ª ed. New York:John Wiley & Sons, 1999.

[12] MEHTA, R.D.; BRADSHAW, P. **Design Rules for Small Low-Speed Wind Tunnels.** Aeronautical Journal (Royal Aeronautical Society), v. 73, p. 443-449, 1979.

[13] NASA (National Aeronautics and Space Administration). **Wind Tunnel Testing**. Nancy Hall (Ed.). Washington – DC: NASA, 2005. Disponível em <http://www.grc.nasa.gov/WWW/k-12/airplane/tuntest.html>. Acesso em: 24.05.2016.

[14] ISO Guide to the expression. of uncertainty in measurement (1995, ISBN 92-67-10188-9)

[15] Denmark Dahlberg, J-Å., Friis Pedersen, T., & Busche, P. **Methods for classification of cup anemometers**.. - ACCUWIND -. Forskningscenter Risoe. Risoe-R, No. 1555(EN), 2006.

SISTEMA OPERACIONAL *WEATHER ON DEMAND*: DESCRIÇÃO, AVALIAÇÃO E APLICAÇÃO NA GERAÇÃO EÓLICA DO NORDESTE BRASILEIRO

Dr. João A. Hackerott[1]
Dr. Ólafur Rögnvaldsson[2]

Resumo: Pela primeira vez, no segundo semestre de 2018, foi operacionalizado o sistema *Weather On Demand* (WOD) para atender ao mercado eólico do Nordeste brasileiro. Este trabalho descreve o sistema WOD implementado e compara as previsões realizadas em dois períodos (de 10 a 16 de setembro de 2018 e de 13 a 19 de dezembro de 2018) com as previsões do modelo *Global Forecast System* (GFS) e com os registros coletados em quatro torres anemométricas. Os resultados mostram que o sistema WOD apresenta superioridade de 40% para o índice estatístico MAE e 30% para o RMSE frente às previsões feitas pelo modelo GFS. Além disso, enquanto o modelo GFS tende a subestimar o vento entre 1 m s^{-1} e 2,5 m s^{-1}, o sistema WOD proporciona previsões com viés praticamente nulo. O sistema WOD demonstrou ser uma ferramenta bastante precisa na previsão de sistemas meteorológicos de meso-escala, contemplando tanto circulações locais quanto linhas de instabilidade que ocorrem no Nordeste brasileiro.

Abstract: For the first time, in the second half of 2018, the *Weather On Demand* (WOD) system was implemented to serve the Brazilian Northeast wind market. This work describes the WOD system implemented and compares the forecasts made for two periods (10 to 16 September 2018 and 13 to 19 December 2018) with the forecasts from the *Global Forecast System* (GFS) model and with the observations taken at four anemometric towers. The results show that the WOD system presents a superiority of 40% for the MAE statistical index and 30% for the RMSE compared to the forecasts made by the GFS model. In addition, while the GFS model tends to underestimate the wind between 1 m s^{-1} and 2.5 m s^{-1}, the WOD system provides forecasts with virtually no bias. The WOD system has been shown to be a very accurate tool in the forecasting of meso-scale meteorological systems, considering both local circulation and instability lines that occur in the Brazilian Northeast.

Palavras-chave: Energia eólica, Previsão do tempo, Sistema operacional WOD, modelo WRF.

1 INTRODUÇÃO

A geração eólica brasileira vem crescendo consistentemente na última década, ocupando atualmente a terceira maior fatia da matriz elétrica do Brasil com 8,4% da geração total, de acordo com os dados consolidados de geração para o ano de 2018, produzidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Este fato faz da previsão operacional de geração eólica uma ferramenta fundamental, não apenas para agentes geradores, como também para comercializadoras e de transmissoras.

Devido à grande variabilidade intra-diária de fontes renováveis como eólica e solar, há urgência em alterar a frequência de atualização dos preços da energia elétrica no Brasil, passando de base semanal para base diária. A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico[3] já previu esta alteração para o início de 2020,

[1] Meteorologista doutor, CEO da Tempo OK. Email: joao.hackerott@tempook.com
[2] Meteorologista doutor, CEO da Belgingur. Email: or@belgingur.is
[3] CPAMP/MME: Nota Informativa CPAMP - 06-06-2018. Brasília

seguindo o modelo de precificação utilizado em países europeus. Assim, o cálculo da geração de energias renováveis para o horizonte de médio prazo (1 a 10 dias) e sua precificação tendem a exigir cada vez mais previsões meteorológicas de meso-escala, com alta resolução temporal e espacial. A importância e valor deste tipo de previsão já vêm sendo rotineiramente noticiado na imprensa européia (STARN, 2018; NORD POOL, 2019). Além disso, previsões meteorológicas assertivas possibilitam ao setor de energia eólica três otimizações: otimização no uso de guindastes nas operações de O&M; otimização no planejamento de manutenção preventiva dos módulos geradores; e otimização no despacho de energia na rede de transmissão.

Neste contexto, o sistema operacional diário de previsão do tempo WOD - *Weather On Demand* (ROGNVALDSSON; RAGNARSSON; STANISLAWSKA, 2017) foi implementado no Nordeste do Brasil em agosto de 2018, pela Tempo OK[4]. Esse sistema disponibiliza previsões de variáveis meteorológicas importantes para o mercado de energias renováveis. O sistema WOD gera previsões diárias com resolução temporal de 30 minutos e espacial de 2,5 km para 5 dias e 12,5 km para 10 dias.

O objetivo do presente trabalho é descrever o sistema WOD implementado no Nordeste brasileiro, avaliando seus resultados a partir da comparação com o modelo meteorológico de previsão do tempo *Global Forecast System* (GFS) amplamente utilizado no mercado eólico nacional. Esta avaliação considerou previsões da variável velocidade do vento para até 5 dias. Os resultados foram comparados com dados coletados em quatro torres anemométricas cordialmente cedidos[5] pelas empresas Omega Energia[6] e Atlantic Energias Renováveis[7].

Os dados observados foram coletados ao longo de dois períodos. O primeiro corresponde ao período entre os dias 10 e 16 de setembro de 2018, quando ocorreram recordes consecutivos de geração eólica no Nordeste brasileiro (ONS, 2018; ORDOÑEZ, 2018). O segundo período corresponde aos dias 13 a 19 de dezembro de 2018, quando a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) influenciou significativamente a região Nordeste brasileira e no dia 18 houve a passagem de uma intensa linha de instabilidade (FERREIRA; MELLO, 2005).

2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA WOD

Diversos estudos mostram que modelos de meso-escala são os mais adequados para previsão de geração eólica (MARIA; COSTA; SOMBRA, 2008; SANTOS et al., 2018; ARCHER et al., 2017). O sistema WOD, em operação no Nordeste brasileiro desde agosto de 2018, é baseado no modelo meteorológico de meso-escala *Weather Research and Forecast* - WRF (SKAMAROCK et al., 2008; HACKEROTT, 2018), versão 3.9.1. Este software meteorológico é conhecido atualmente como o modelo atmosférico mais popular do mundo (POWERS et al., 2017). Ele foi desenvolvido inicialmente pelo *National Center for Atmospheric Research*

[4] Tempo OK Tecnologia em Meteorologia Ltda. < http://www.tempook.com.br >

[5] Os autores agradecem à Omega Energia e à Atlantic Energias Renováveis o fornecimento dos dados de torres anemométricas utilizados neste trabalho.

[6] Omega Energia < http://www.omegaenergia.com.br >

[7] Atlantic Energias Renováveis S.A. < http://atlanticenergias.com.br >

(NCAR) em parceria com diversas instituições governamentais norte americanas, com sua primeira versão disponibilizada publicamente em dezembro de 2000. Atualmente, o WRF é um verdadeiro modelo comunitário, continuamente aperfeiçoado por contribuições sugeridas por pesquisadores de diversas empresas e institutos em 162 países (POWERS et al., 2017).

A versão do modelo WRF atualmente implementada no sistema WOD possui as seguintes características em seu núcleo dinâmico, onde são resolvidas as equações de Navier-Stokes:

- Equações no sistema Euleriano não hidrostático, conservativo para variáveis escalares.
- Coordenada vertical híbrida sigma-pressão ($\sigma - P$), que acompanha a topografia (SKAMAROCK et al., 2008) nos níveis entre a superfície e $\sigma = 0,2$, e mantém níveis constantes de pressão acima disso.
- Grade horizontal do tipo C de Arakawa.
- Integração no tempo: esquema de 3^a ordem de Runge-Kutta.
- Discretização espacial: esquema de 6^a ordem para advecção.
- Interação entre domínios aninhados com dupla direção (*two-way*).

O modelo WRF possui uma vasta quantidade de opções para esquemas de microfísica, de convecção, de fluxos turbulentos, de fluxos sub-superfície e de radiação. As configurações utilizadas nas operações no Nordeste brasileiro não se limitam às recomendações internacionais[8], foram considerados os ajustes do modelo WRF processado para o Sudeste brasileiro, pela Tempo OK, e operacional desde novembro de 2017.

Por ser um modelo regional, o WRF requer dados de condições de fronteira para informar as condições atmosféricas nas quatro laterais de sua grade de mais baixa resolução (também chamada de grade mãe ou *d1*). Para isso, o sistema WOD utiliza dados do modelo *Global Forecast System* (GFS), processado pelo *National Centers for Environmental Prediction* (NCEP) e disponibilizado com uma resolução horizontal de 0,25° em latitude e longitude e com campos de previsão atualizados a cada 3 horas. O modelo WRF aplica uma regressão linear entre os tempos do modelo GFS para atualizar as suas laterais a cada instante de integração (intervalos na ordem de poucos minutos). Para os dados do instante "zero" da previsão (também conhecido por análise), o sistema WOD utiliza os dados do GFS, desta vez interpolados espacialmente e com campo de vento rotacionado para a grade do modelo WRF.

A posição e tamanho das grades do modelo WRF foram configuradas no sistema WOD para o Nordeste brasileiro respeitando cinco premissas (WARNER, 2011; HACKEROTT, 2013):

1. O ponto de interesse deve estar distante da lateral da grade *d2* por onde passa o fluxo predominante que atinge a localidade de interesse.

[8] http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/namelist_best_prac_wrf.html

2. A grade *d1* deve ser grande o suficiente para resolver por completo os sistemas sinóticos que influenciam a região de interesse.

3. As laterais da grade *d1* devem estar longe o suficiente do ponto de interesse para que efeitos de descontinuidade causados pela baixa frequência das atualizações do modelo que fornece as condições de contorno sejam minimizados.

4. As laterais das grades *d1* e *d2* não devem atravessar regiões com topografia acentuada.

5. A grade *d2* deve ser grande o suficiente para resolver os fenômenos de meso-escala que influenciam a região de interesse.

As posições das grades *d1* e *d2* configuradas no sistema WOD para o Nordeste brasileiro estão ilustradas na Figura 1. A grade *d1* possui 520×620 pontos de grade com espaçamento definido em 12,5 km. Esta grade engloba praticamente toda a região influenciada climatologicamente pela Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS) e pela Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) do Atlântico. A grade *d2* possui 566×516 pontos de grade com espaçamento definido em 2,5 km. Esta grade engloba os principais parques eólicos do Nordeste brasileiro com pelo menos 50 pontos de grade distantes das laterais, além de todos os fenômenos meteorológicos de meso-escala que ocorrem na região: brisas locais, linhas de instabilidade e complexos convectivos.

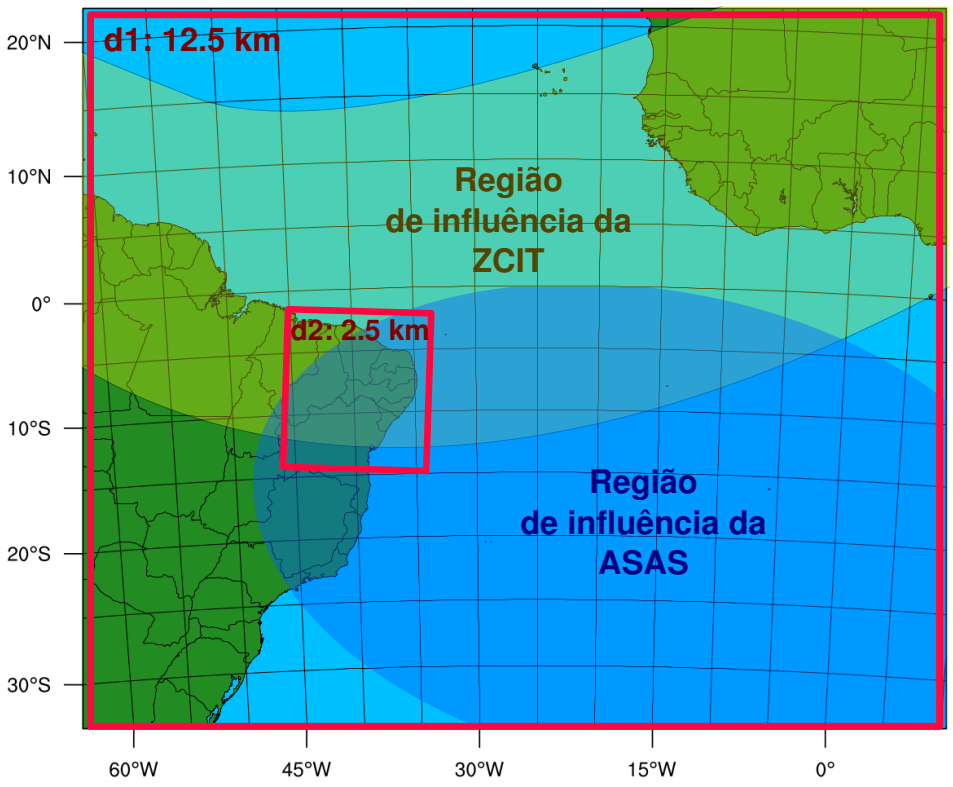


Figura 1 – Posição das duas grades *d1* e *d2* do modelo (retângulos vermelhos) e região média de influência da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS).

A escolha dos valores de 12,5 km e de 2,5 km de espaçamento de grade para *d1* e *d2* respeitaram as seguintes condicionantes: (a) O fator de *downscaling* 5 (resultado da divisão entre a resolução das duas grades) vem sendo recomendado pelo NCAR[9] por ser uma razão em que o centro dos pontos de grade entre diferentes domínios se coincidem e o valor não é tão grande a ponto de gerar instabilidades nas proximidades das laterais. (b) Ambas as grades estão fora do intervalo entre 4 e 10 km, conhecido com *cumulus gray-zone* (DUDHIA, 2014), onde os esquemas numéricos para convecção geralmente não apresentam bons resultados e, ao mesmo tempo, os esquemas de microfísica não são capazes de resolver toda convecção. (c) Para o domínio *d1*, de 12,5 km de resolução, o esquema convectivo *New Tiedtke* (ZHANG; WANG; HAMILTON, 2011) é aplicado para resolver convecção, e para o domínio *d2*, de 2,5 km, possui resolução suficiente para resolver explicitamente processos convectivos através dos esquemas de microfísica, de foram que o esquema de convecção é desligado. (d) Espaçamentos de grade próximos ou abaixo de 1 km não são recomendados por estarem na região onde a turbulência atmosférica é parcialmente resolvida explicitamente pelo modelo WRF e ao mesmo tempo implicitamente resolvido por esquemas de camada limite planetária (WYNGAARD, 2004). Testes feitos pela Tempo OK com espaçamento de grade abaixo de 2 km, mostraram intensificações exageradas de circulações de meso-escala, indicando super-estimativa de fluxos turbulentos graças à sobreposição dos resultados gerados explicitamente e implicitamente pelo modelo WRF.

As informações de vegetação e topografia utilizadas no modelo WRF pelo sistema WOD são provenientes do Serviço Geológico dos Estados Unidos (USGS), com resolução espacial de 30 arcsec (aproximadamente 90 m) e 20 tipos diferentes de vegetação. Apesar de ser processado em resoluções maiores, o modelo WRF permite utilização de informações de sub-grade ao longo de sua integração, tornando importante o uso de altas resoluções nos dados de topografia e vegetação. A Figura 2 ilustra como o modelo WRF, configurado no sistema WOD “enxerga”, a topografia e vegetação na grade *d2*.

[9] www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/namelist_best_prac_wps.html

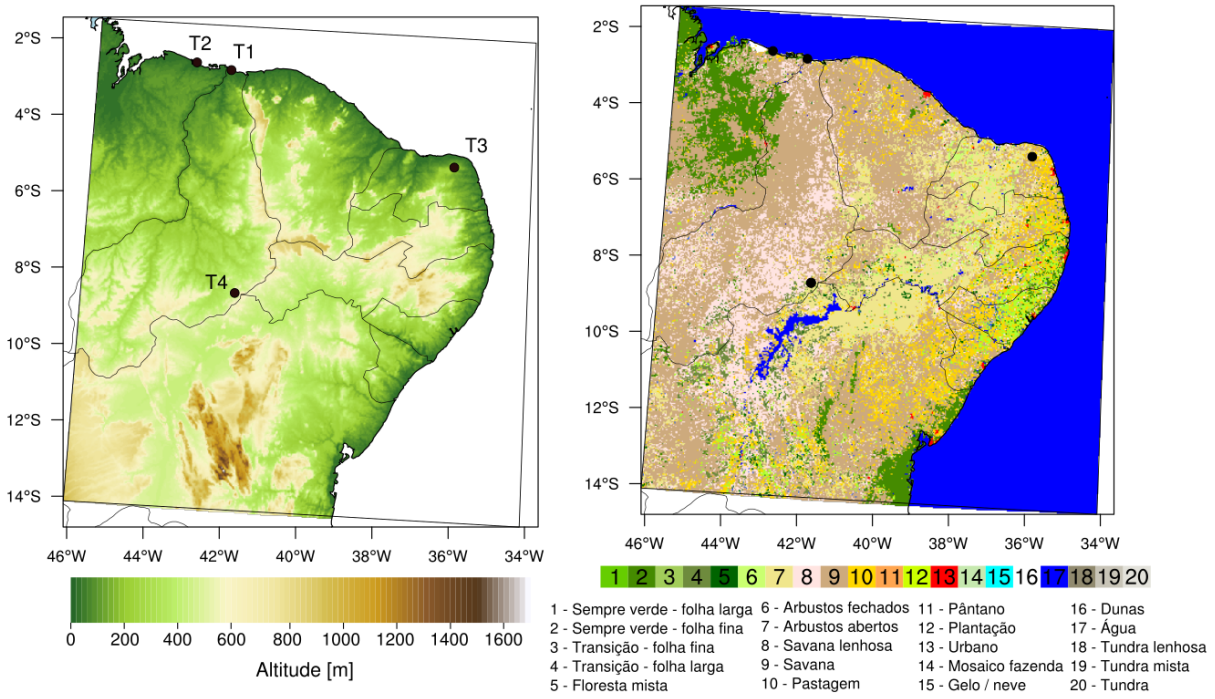


Figura 2 – Mapa de topografia (esquerda) e vegetação (direita) em cada ponto de grade do domínio de alta resolução (2,5 km de espaçamento de grade). Os pontos pretos indicam a posição das quatro torres anemométricas utilizadas neste trabalho.

O sistema WOD adota 41 níveis verticais acima da superfície, distribuídos de acordo com a Figura 3. Esta distribuição foi testada pela Tempo OK para o continente sulamericano e se mostrou estável e satisfatória.

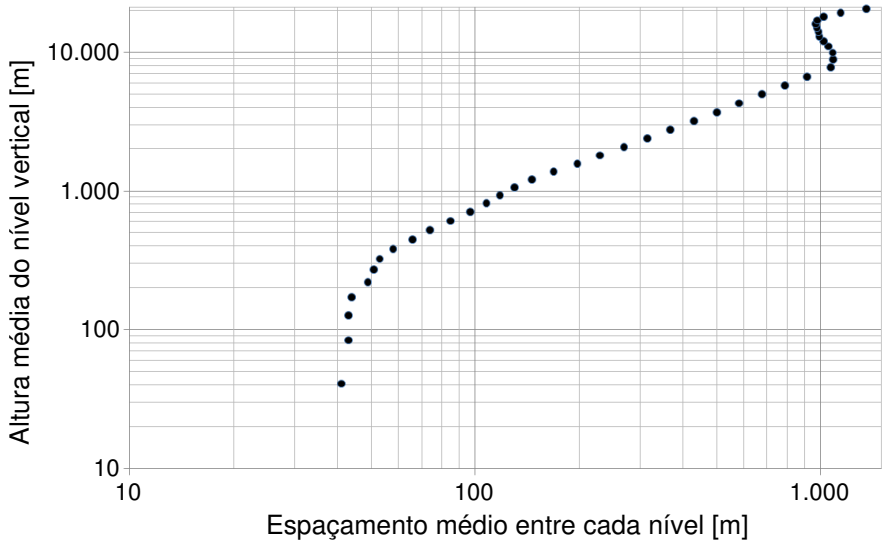


Figura 3 – Altura média [m] dos 41 níveis verticais utilizados no sistema WOD comparada com o espaçamento vertical entre cada nível do modelo WRF [m].

Esta distribuição foi escolhida seguindo as seguintes premissas:

1. Distribuir homogeneamente a quantidade de níveis verticais nas três camadas atmosféricas definidas por: abaixo de 1 km, entre 1 e 10 km e acima de 10 km (KIMBALL; DOUGHERTY, 2006; MA et al., 2012). O sistema WOD possui 14, 16 e 11 níveis nestas três camadas, respectivamente.

2. Posicionar o primeiro nível do modelo entre 25 e 50 m (SHIN; HONG; DUDHIA, 2012; MA et al., 2014; ZÄNGL et al., 2008). O sistema WOD possui o primeiro nível em 40 m.

3. Manter o espaçamento vertical nos primeiros níveis da atmosfera o mais próximo possível de 40 m (SMITH et al., 2018). Os cinco primeiros níveis verticais do sistema WOD possuem espaçamento vertical inferior a 50 m.

4. Reduzir ao máximo possível o espaçamento vertical na região da tropopausa, 10-15 km (CHOU, 2011). O sistema WOD possui espaçamento vertical limitado em 1 km nesta região.

5. Posicionar o topo do modelo na estratosfera, preferencialmente acima de 50 hPa (MA et al., 2012), equivalente a 20 km de altitude. O topo do modelo WRF está definido em 50 hPa no sistema WOD.

Além de seguir as prescrições descritas anteriormente, que ajudam a garantir estabilidade e eficiência computacional durante a integração das simulações, o sistema WOD utiliza um algoritmo conhecido como *adaptative time step*, que estima o intervalo de integração de cada passo no tempo conforme limites de estabilidade pré-definidos. A estabilidade também é garantida por filtros que removem ondas de muito alta frequência que são propagadas para os níveis mais altos da atmosfera e são refletidas no topo do modelo WRF, gerando instabilidade numérica.

2.1 DESCRIÇÃO DO HARDWARE DO SISTEMA WOD

O processamento do sistema WOD descrito neste trabalho ocorre em super-computadores da empresa islandesa Belgingur[10], representada no Brasil pela Tempo OK, mais especificamente no *Verne* que está ilustrado na Figura 4.

[10] Belgingur Reiknistofa I Vedurfradi Ehf. < http://belgingur.eu/ >

Figura 4 – Fotografia da sala de servidores da Belgingur.

Este super-computador possui as seguintes configurações técnicas:

- Sistema operacional *CentOS 7 Enterprise*;
- Servidor mestre com 32 núcleos de processamento *Intel E5-2690 2.3 GHz* e 256 GB de memória RAM;
- Cluster computacional consiste de 40 nós com 16 núcleos de processamento *Intel E5-2690 2.6 GHz* 64 Gb de memória RAM cada;
- Todos os nós são interconectados por rede *InfiniBand* de baixa latência, assim como 10 Gbit *ethernet*.
- Servidor de arquivos adicional com 12 núcleos de processamento *Intel E5-2603 1.9 GHz*, 128 GB de memória RAM e 50 Tb de HD SAS.

Cada previsão de cinco dias do sistema configurado para o Nordeste brasileiro consome cerca de cinco horas de processamento em aproximadamente 300 núcleos de processamento dedicados apenas para esta operação. O sistema WOD foi desenhado para monitorar e coordenar todos os processos desde o download dos dados de condições de fronteira até a geração e disponibilização *online* de informação pós-processada, como por exemplo, dados de geração eólica em um determinado parque, garantindo eficiência e robustez ao processo. A alta capacidade do cluster computacional onde o sistema WOD é processado permite a manutenção do hardware mesmo durante operações diárias, garantindo a continuidade das operações.

3 METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DE PREVISÕES

Este trabalho utilizou dados de velocidade do vento medidos a 90 m de altura em quatro torres anemométrica, **T1**, **T2**, **T3** e **T4**, localizadas no norte do Piauí, no Maranhão, no Rio Grande do Norte e no oeste do Piauí, respectivamente, conforme ilustrado antriormente na Figura 2. As torres **T1** e **T2** estão próximas ao litoral, enquanto que as torres **T3** e **T4** estão no interior do Nordeste brasileiro.

Os dois períodos analisados neste trabalho foram escolhidos criteriosamente. O primeiro, de 10 a 16 de setembro de 2018, ficou conhecido no setor eólico como um período de recordes de geração no Nordeste brasileiro, portanto, um período com elevados valores de velocidade do vento na região. O segundo, de 13 a 19 de dezembro de 2018, porém, foi um período com ventos mais fracos e com significativa oscilação na intensidade do vento medido nos parques eólicos, o que é característico para esta época do ano, quando a ZCIT se aproxima do norte do Nordeste brasileiro.

Um caso especial ocorreu no segundo período analisado, quando ao longo do dia 17 de dezembro e manhã do dia 18 de dezembro foi observado nos resultados do sistema WOD um fenômeno característico de linha de instabilidade. As previsões indicaram uma região em formato de linha orientada de forma paralela à costa do Nordeste brasileiro que se propagou para sudoeste. A torre anemométrica **T4** registrou o aumento da intensidade do vento relacionado a este fenômeno meteorológico na madrugada do dia 18 de dezembro. Nesta localidade, a linha de instabilidade foi precisamente resolvida pelo sistema WOD. Este fenômeno meteorológico está ilustrado na Figura 5, que compara o campo de vento a uma altura constante de 90 m acima da superfície previsto pelas simulações das 00Z do dia 17 de dezembro de 2018 para às 18Z deste mesmo dia feitas pelo sistema WOD e pelo modelo GFS.

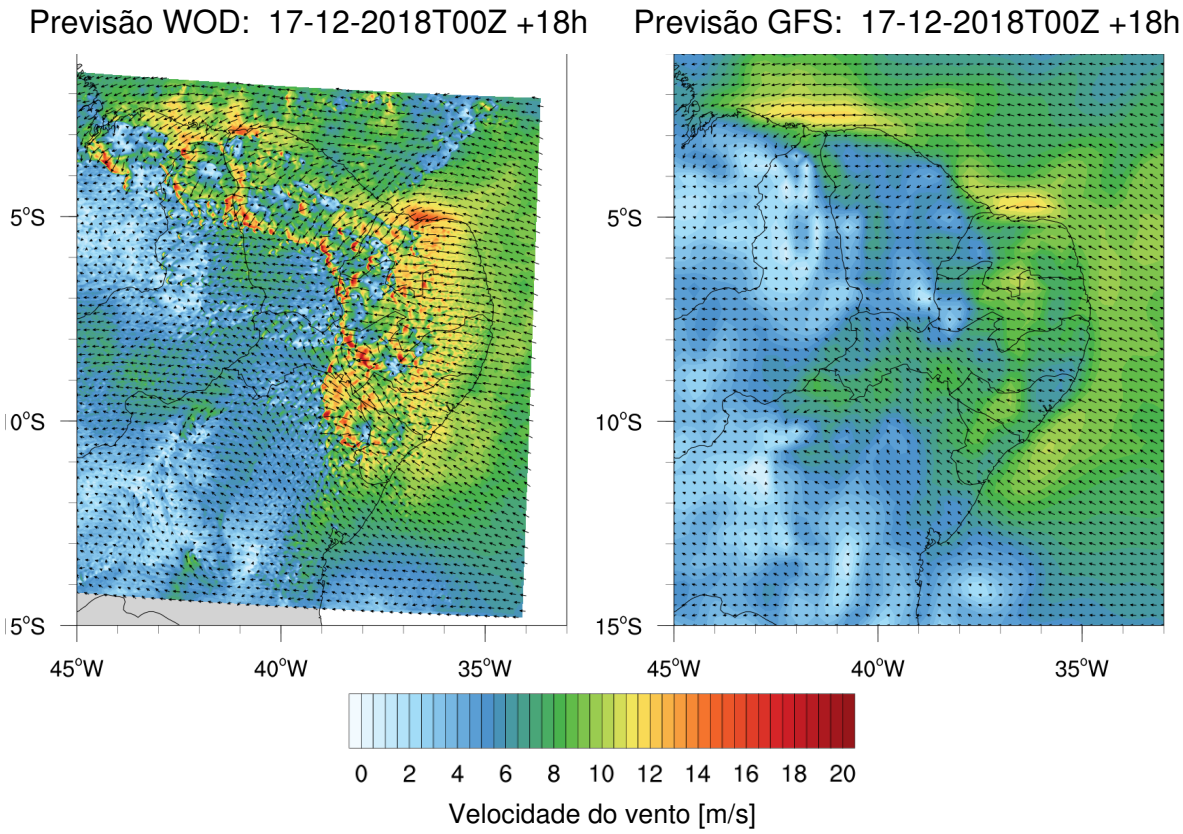


Figura 5 – Previsão da velocidade e direção do vento a 90 m acima da superfície feita pelo sistema WOD para a grade *d2* (esquerda) e pelo modelo GFS (direita) no dia 17 de dezembro de 2018 para às 18Z do mesmo dia.

Este trabalho utilizou os dados do modelo GFS para análise qualitativa e comparativa dos resultados do sistema WOD. O modelo GFS é processado pelo NCEP e disponibilizado com uma resolução espacial de 0,25° de latitude e longitude e resolução temporal de 3 horas[11]. O modelo GFS é um modelo global composto de quatro módulos acoplados: atmosfera, oceano, solo e gelo marinho. Por ser disponibilizado gratuitamente pelo NCEP, os resultados do modelo GFS são amplamente conhecidos e utilizados pelo mercado eólico brasileiro.

Os resultados do sistema WOD e do modelo GFS foram coletados para os pontos mais próximos das coordenadas das torres **T1**, **T2**, **T3** e **T4** para o nível de 90 m acima da superfície. No caso do modelo GFS, cujos resultados estão disponíveis apenas para os níveis de 80 e 120 m, foi feita uma interpolação linear para o nível de 90 m acima da superfície. Nenhuma metodologia de correção de pós-processamento foi aplicada aos dados de previsão.

A avaliação do sistema WOD foi feita de forma objetiva comparando todas as previsões para até 120 horas com os dados horários observados nas torres anemométricas. A análise de desvios considerou as seguintes métricas estatísticas: erro médio absoluto (MAE), viés (BIAS),

[11] https://www.ncdc.noaa.gov/data-access/model-data/model-datasets/global-forcast-system-gfs

raiz quadrada da média dos quadrados dos desvios (RMSE). Os valores de média, desvio padrão (STD), percentil de 10% (P10) e percentil de 90% (P90) das previsões e observações da velocidade do vento também foram comparados entre si. Estas métricas estão descritas a seguir, onde p é um valor previsto, o é um valor observado e x é um valor qualquer, seja previsto ou observado.

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

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

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}(p_i - o_i)^2} \tag{3}$$

$$média := \bar{x} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} x_i \tag{4}$$

$$STD = \sqrt{\frac{1}{N-1}\sum_{i=1}^{N}(x_i - \bar{x})^2} \tag{5}$$

4 RESULTADOS

A comparação dos dados observados nas quatro torres anemométricas com as previsões do sistema WOD e do modelo GFS está ilustrada nas Figuras 6 (setembro de 2018) e 7 (dezembro do 2018). As previsões consideraram apenas o primeiro dia com 6 horas de *spin-up* (análise + 6h a análise + 30h). É nítida a melhor previsão do vento feita pelo sistema WOD (curvas vermelhas), quando comparado ao modelo GFS (curva azul). De forma geral, o sistema WOD representa muito mais satisfatoriamente o ciclo diurno do vento (tanto em fase quanto em magnitude), principalmente nas torres **T1**, **T2**, e **T4**. A torre **T3**, por estar numa região mais plana e afastada do litoral, não apresenta um ciclo diurno do vento tão acentuado quanto as demais torres. Mesmo assim, as pequenas oscilações observadas na madrugada dos dias 11 e 15 de setembro e 17 e 18 de dezembro, foram muito melhor simuladas pelo sistema WOD.

Destaca-se na Figura 7 o fenômeno de linha de instabilidade que passou pela torre **T4** entre 00 e 05Z do dia 18 de dezembro. Neste período, a torre **T4** registrou ventos médios de 10 m s^{-1}, quando a média do vento costuma ser inferior a 5 m s^{-1} durante a noite. A passagem desta linha de instabilidade foi precisamente prevista pelo sistema WOD tanto em magnitude como em fase com mais de 24 horas de antecedência. O modelo GFS, por não ser um modelo capaz de resolver fenômenos de meso-escala, não previu esta linha de instabilidade. Este modelo de características globais adiantou a intensificação do vento que geralmente ocorre após o amanhecer (devido ao aquecimento terrestre e consequente intensificação dos vórtices turbulentos), como se fosse uma onda de escala sinótica (Figura 5). O sistema WOD, todavia, representou

bem a desaceleração do vento após a passagem da linha de instabilidade e aceleração em seguida devido ao aquecimento da atmosfera, mesmo que ainda tenha subestimado a magnitude no período da tarde. Este fenômeno meteorológico foi previsto pelo sistema WOD em todas as suas previsões desde 5 dias de antecedência do evento, com uma pequena diferença de fase (menos que duas horas) entre as previsões.

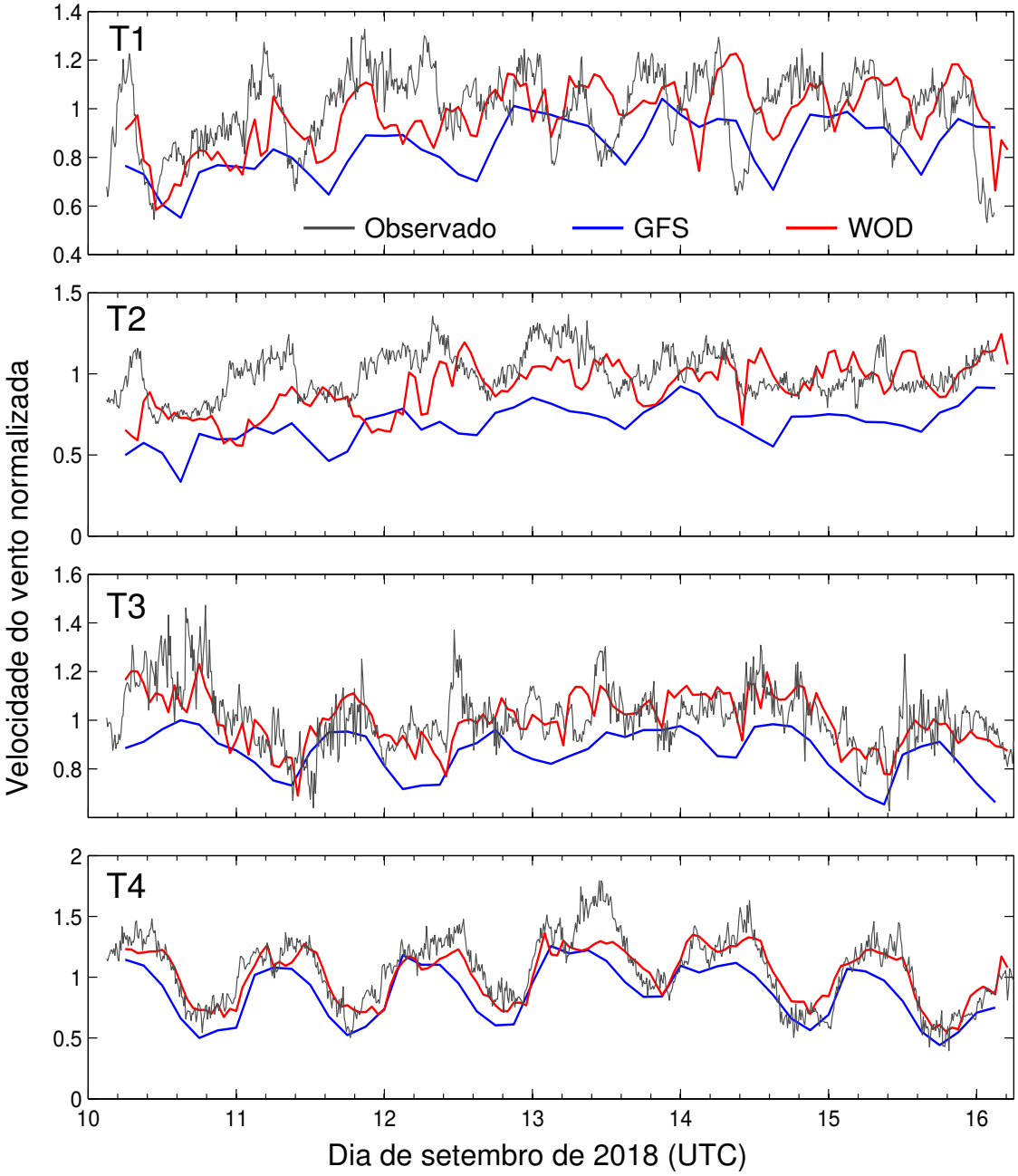


Figura 6 – Séries temporais para o período entre os dias 10 e 16 de setembro de 2018 (horário UTC) de velocidade do vento normalizada pela média das observações [adimensional] nas quatro estações analisadas neste trabalho. Os dados observados nas torres estão representados pelas linhas pretas. As linhas vermelhas e azuis representam as previsões para o período entre as horas 6 e 30 a partir das análises feitas às 00Z de cada dia feitas pelo sistema WOD e pelo modelo GFS, respectivamente.

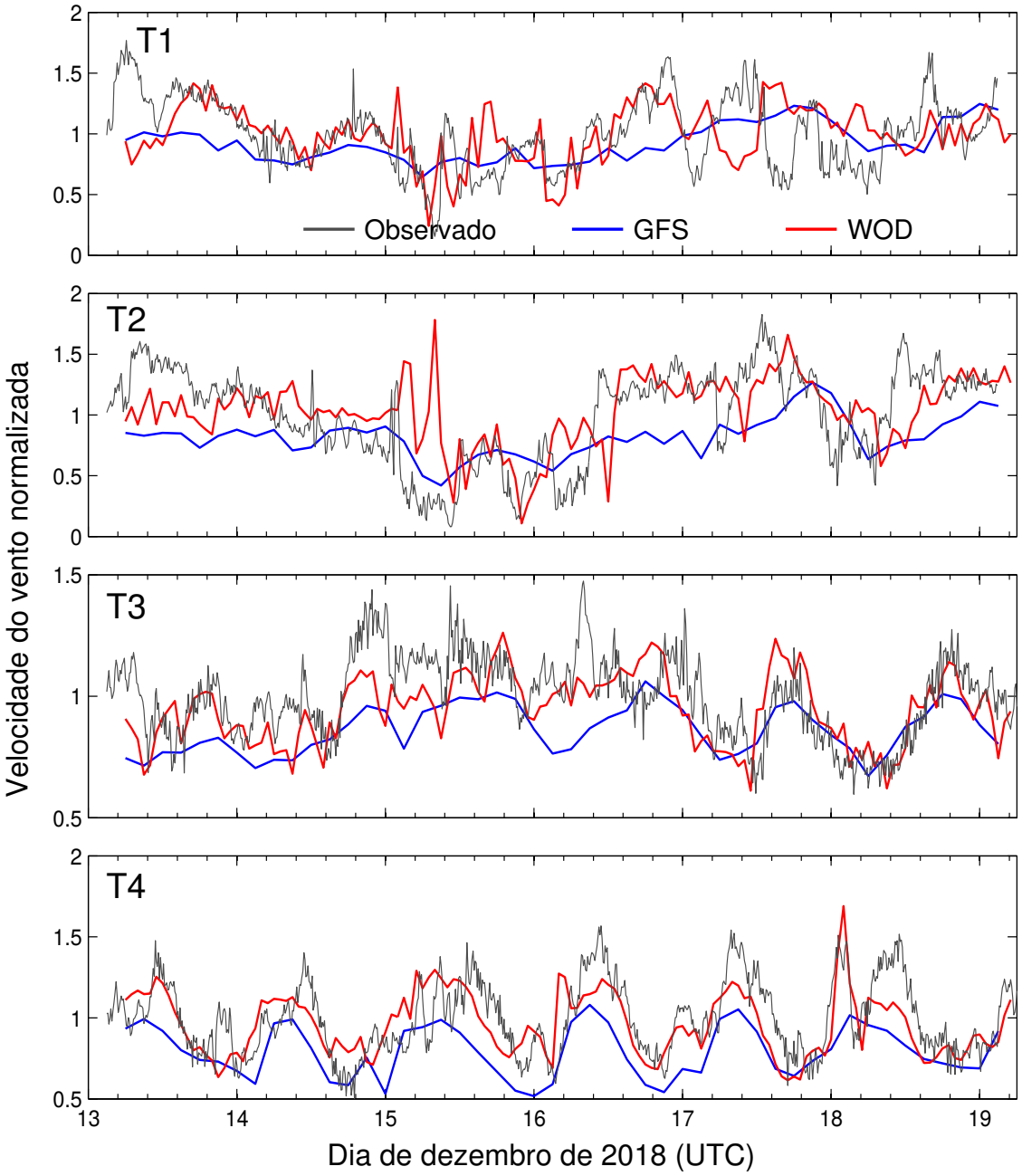


Figura 7 – Séries temporais para o período entre os dias 13 e 19 de dezembro de 2018 (horário UTC) de velocidade do vento normalizada pela média das observações [adimensional] nas quatro torres anemométricas. Os dados observados nas torres estão representados pelas linhas pretas. As linhas vermelhas e azuis representam as previsões para o período entre as horas 6 e 30 a partir das análises feitas às 00Z de cada dia feitas pelo sistema WOD e pelo modelo GFS, respectivamente.

De forma objetiva, considerando-se todas a previsões para todas as torres nos dois períodos analisados, as previsões o sistema WOD apresentam superioridade frente às previsões do modelo GFS, com MAE 40% inferior e RMSE 30% inferior (Figura 8). Enquanto o modelo GFS apresenta um ciclo diurno no viés (BIAS) do vento variando de -1 m s^{-1} a -2,5 m s^{-1}

(subestima a magnitude do vento), o sistema WOD possui viés próximo de zero, sem configuração de ciclo diurno, indicando boa correlação entre as previsões e observações.

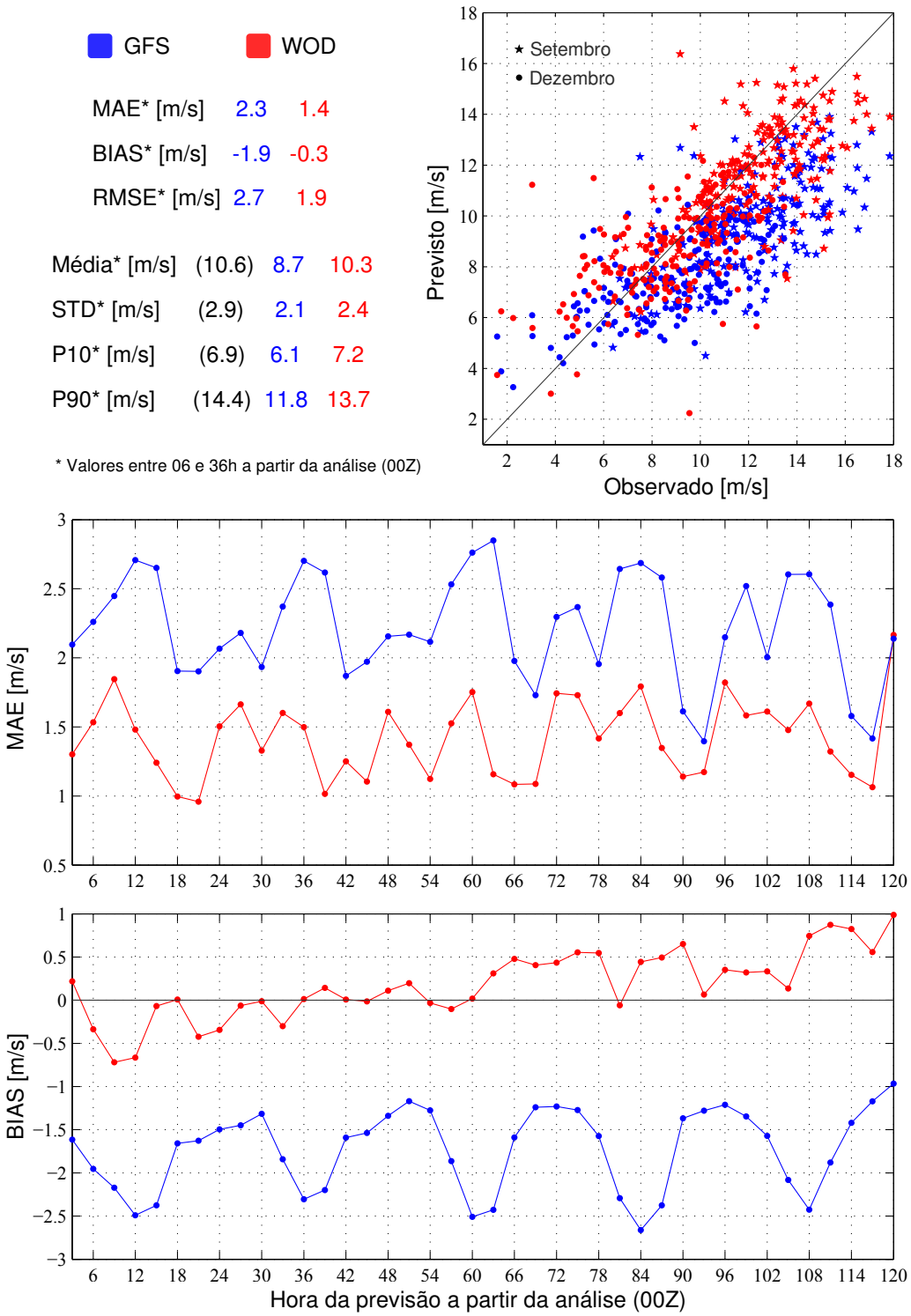


Figura 8 – Resultados estatísticos obtidos da comparação entre os dados de velocidade do vento observados a 90 m acima da superfície pelas quatro torres anemométricas e previstos pelo sistema WOD (vermelho) e pelo modelo GFS (azul). Os dados observados pelas torres e os dados previstos pelo sistema WOD são médias de 3 horas centradas, permitindo comparação com o modelo GFS.

Observa-se, ainda na Figura 8, que ambas as previsões do modelo GFS e do sistema WOD não apresentam tendência de aumento do erro médio absoluto à medida em que as previsões ficam mais antigas. A ligeira elevação do viés, passando de negativo para positivo nas previsões do sistema WOD se deve a pequenas diferenças de fase nas previsões dos ciclos diurno do vento, feitas em dias distintos. Este efeito é certamente reduzido quando um período maior é analisado.

As métricas objetivas de média, desvio padrão (STD) e percentil de 10% (P10) e de 90% (P90) também foram consideravelmente mais bem previstas pelo sistema WOD do que pelo modelo GFS (Figura 8). A média do vento observado nas quatro torres anemométricas ao longo dos dois períodos foi 18% superior à média prevista pelo modelo GFS, e apenas 3% superior ao sistema WOD, quando consideradas as previsões entre as hora 06 e 36 a partir das análises (00Z). Outra diferença considerável está no P90, onde o sistema WOD subestimou em apenas 5% a magnitude dos ventos mais intensos, enquanto que o modelo GFS subestimou estes em 18%. Quanto aos ventos mais fracos (P10), o sistema WOD os superestimaram em 4%, enquanto que o modelo GFS os subestimaram em 11%. A variância dos dados, analisada através do desvio padrão (STD), também teve um resultado melhor para o sistema WOD, diferença de 17% contra 28% do modelo GFS na comparação com o STD dos dados de vento observados.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho descreveu como o sistema WOD foi configurado para a previsão operacional meteorológica feita para os parques eólicos do Nordeste brasileiro. Esta configuração foi implementada em agosto de 2018 e desde então vem gerando diariamente previsões para 5 dias com 2,5 km de espaçamento de grade e 12,5 km para até 10 dias. Em mais de seis meses, não houve nenhum dia em que o sistema operacional WOD não tenha gerado previsões com sucesso. Originalmente com uma resolução temporal de 1 hora, passou para 30 minutos em dezembro de 2018, devida a exigências do mercado brasileiro para estimativa de geração eólica.

A análise objetiva dos resultados das previsões do sistema WOD comparadas com os dados de vento registrados nas 4 torres anemométricas ao longo de dois períodos de 6 dias cada, mostrou larga superioridade do sistema WOD com relação ao modelo global GFS. Índices estatísticos como MAE e RMSE mostraram superioridade de 40% e 30%, respectivamente, das previsões feitas pelo sistema WOD em comparação com àquelas feitas pelo modelo GFS. Enquanto que o modelo GFS tende a subestimar o vento entre 1 m s^{-1} e 2,5 m s^{-1}, o sistema WOD proporciona resultados com viés praticamente nulo.

Além disso, fenômenos meteorológicos de meso-escala como o evento de linha de instabilidade que ocorreu no interior do Nordeste brasileiro entre os dias 17 e 18 de dezembro de 2018, foram precisamente resolvidos pelo sistema WOD com 2,5 km de espaçamento de grade. Na madrugada do dia 18 de dezembro, a torre anemométrica **T4**, no interior do Piauí, registrou elevação abrupta da velocidade do vento para valores superiores a 10 m s^{-1}, sendo o sistema WOD o único capaz de representá-la com 5 dias de antecedência.

É importante enfatizar que nenhuma correção de pós-processamento foi aplicada aos

resultados das previsões feitas pelo sistema WOD ou pelo modelo GFS analisadas neste trabalho. Métodos de correção estatística de pós-processamento (CUI et al., 2012; ROBERTSON; SHRESTHA; WANG, 2013) são comumente utilizadas para melhoria dos resultados de previsões. Porém, dado o objetivo deste trabalho de avaliar os resultados brutos do sistema meteorológico para previsão de vento, as opções de correção de pós-processamento do sistema WOD não foram ativadas.

Diversas melhorias seguem em desenvolvimento pela Tempo OK para o sistema WOD processado para o Nordeste brasileiro. Ainda no ano de 2019 pretende-se atualizar a versão do modelo WRF para 4.1, além implementar um método próprio de assimilação de dados observados e aumento da capacidade computacional para reduzir o tempo de processamento das previsões.

Por último, é importante ressaltar que há diversas aplicações do sistema WOD para o setor de energias renováveis além das mencionadas neste trabalho como a energia eólica. Atualmente o sistema WOD vem sendo usado por empresas do setor fotovoltaico para estimar previsão de geração em parques solares de grande porte. Com as previsões de irradiância solar em plano inclinado, com ou sem sistema de *tracking*, e previsões de temperatura e velocidade do vento, por exemplo, é possível estimar a previsão de geração fotovoltaica. Neste mercado de energia solar, as previsões do sistema WOD se estendem até 30 dias, com espaçamento de grade de 20 km a partir do décimo dia de previsão. Outro setor que vem utilizando com frequência as previsões do sistema WOD no Brasil é o setor de comercialização. Um domínio configurado com alta resolução para o Sudeste brasileiro vem sendo processado desde novembro de 2017 para gerar dados para modelos chuva-vazão e cálculo de ENA (Energia Natural Afluente) nas principais bacias hidrográficas da região.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARCHER, C. L. et al. The challenge of integrating offshore wind power in the US electric grid. Part I: Wind forecast error. **Renewable energy**, v. 103, p. 346–360, 2017.

CHOU, S.-H. An example of vertical resolution impact on WRF-Var analysis. **Electron. J. Oper. Meteorol**, v. 12, p. 1–20, 2011.

CUI, B. et al. Bias correction for global ensemble forecast. **Weather and Forecasting**, v. 27, n. 2, p. 396–410, 2012.

DUDHIA, J. A history of mesoscale model development. **Asia-Pacific Journal of Atmospheric Sciences**, v. 50, n. 1, p. 121–131, 2014.

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. **Simulação numérica a partir do modelo WRF e análise de ventos em superfície na região da Baía de Guanabara (RJ)**. 130 p. Dissertação (Mestrado em ciências atmosféricas) — Universidade de São Paulo / Instituto de Astronomia, Geofisica e Ciências Atmosféricas / Departamento de Ciências Atmosféricas, São Paulo, 2013.

HACKEROTT, J. A. **Momentum fluxes in the Marine Atmospheric Surface Layer: a study on the Southwestern Atlantic Ocean**. 103 p. Tese (Doutorado em ciências atmosféricas) — Universidade de São Paulo / Instituto de Astronomia, Geofisica e Ciências Atmosféricas / Departamento de Ciências Atmosféricas, São Paulo, 2018.

KIMBALL, S. K.; DOUGHERTY, F. C. The Sensitivity of Idealized Hurricane Structure and Development to the Distribution of Vertical Levels in MM5. **Monthly Weather Review**, v. 134, n. 7, p. 1987–2008, 2006.

MA, Z. et al. Sensitivity of tropical cyclone intensity and structure to vertical resolution in wrf. **Asia-Pacific Journal of Atmospheric Sciences**, v. 48, n. 1, p. 67–81, Feb 2012.

MA, Z. et al. Impacts of the lowest model level height on tropical cyclone intensity and structure. **Advances in Atmospheric Sciences**, v. 31, n. 2, p. 421–434, 2014.

MARIA, P. H. S. d.; COSTA, A. A.; SOMBRA, S. S. Modelagem numérica em alta resoluçãoo para previsão de geração de energia eólica no Ceará. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 23, p. 477–489, 2008.

NORD POOL. **Intraday market - Nord Pool offers an intraday market covering the Nordic, Baltic, UK and German markets**. 2019. Disponível em: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2019.

ONS. **Boletim Mensal de Geração Eólica Setembro/2018**. [S.l.], 2018. 75 p.

ORDOÑEZ, R. **Geração de energia solar e dos ventos bate recorde no Nordeste - Energia eólica atingiu 8.665 MW no pico de geração no último dia 13**. 2018. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/economia/geracao-de-energia-solar-dos-ventos-bate-recorde-no-nordeste-23069974>. Acesso em: 14 de setembro de 2018.

POWERS et al. The Weather Research and Forecasting Model: Overview, System Efforts, and Future Directions. **Bull. Amer. Meteor. Soc.**, v. 98, p. 1717–1737, 2017.

ROBERTSON, D.; SHRESTHA, D.; WANG, Q. Post-processing rainfall forecasts from numerical weather prediction models for short-term streamflow forecasting. **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 17, n. 9, p. 3587–3603, 2013.

ROGNVALDSSON, O.; RAGNARSSON, L.; STANISLAWSKA, K. WOD-Weather On Demand forecasting system. **EGU General Assembly Conference Abstracts**, v. 19, p. 17891, 2017.

SANTOS dos et al. Avaliação do potencial eólico da região do Vale do Jaguaribe no semiárido cearense utilizando modelagem numérica regional. **Journal of Environmental Analysis and Progress**, v. 3, n. 1, p. 69–74, 2018.

SHIN, H. H.; HONG, S.-Y.; DUDHIA, J. Impacts of the lowest model level height on the performance of planetary boundary layer parameterizations. **Monthly Weather Review**, v. 140, n. 2, p. 664–682, 2012.

SKAMAROCK, W. C. et al. **A Description of the Advanced Research WRF Version 3. NCAR Tech. Note NCAR/TN-475+STR**. [S.l.: s.n.], 2008. 113 pp.

SMITH, E. N. et al. Wrf model study of the great plains low-level jet: Effects of grid spacing and boundary layer parameterization. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 57, n. 10, p. 2375–2397, 2018.

STARN, J. **Climate Changed: This Viking City is Reshaping European Electricity Markets - Traders in Aarhus are making millions trading power driven by solar and wind**. 2018. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-11-23/solar-wind-power-trading-energy-denmark-viking-city>. Acesso em: 23 de novembro de 2018.

WARNER, T. T. **Numerical Weather and Climate Prediction**. 1. ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2011. 526 p.

WYNGAARD, J. C. Toward numerical modelling in the "Terra Incognita". **J. Atmos. Sci.**, v. 61, p. 1816–1826, 2004.

ZÄNGL et al. The impact of the PBL scheme and the vertical distribution of model layers on simulations of Alpine Foehn. **Meteorology and Atmospheric Physics**, v. 99, n. 1–2, p. 105–128, 2008.

ZHANG, C.; WANG, Y.; HAMILTON, K. Improved representation of boundary layer clouds over the southeast Pacific in ARW-WRF using a modified Tiedtke cumulus parameterization scheme. **Monthly Weather Review**, v. 139, n. 11, p. 3489–3513, 2011.

Validação de Previsão de Ventos — Estudo de Caso com 9 Anos de Dados

Antonio C. B. Neiva[1], Vanessa G. Guedes[1], Daniel Davy B. de Freitas[1], Sérgio Melo[1]

1 - CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - ELETROBRAS

Av. Horácio Macedo 354, CEP 21941-911, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

neiva@cepel.br, vanessag@cepel.br, sergiorf@cepel.br, danieldavy@poli.ufrj.br

Resumo:

Este trabalho apresenta uma avaliação da possibilidade de detalhamento da previsão de ventos que um empreendedor pode fazer para mitigar o impacto financeiro no negócio, considerando a recente alteração da modalidade contratual por quantidade de energia para a fonte eólica definida pela ANEEL a partir do Leilão de Geração 003 A-6 de 2018. Segundo este instrumento, a remuneração do empreendimento se dará em função de uma previsão mensal, que pode ser atualizada anualmente pelo empreendedor, que assume riscos maiores do que na modalidade de contrato por disponibilidade anual.

Em uma base de dados medidos de nove anos em uma mesma torre anemométrica, foram considerados os três primeiros anos para prever os ventos que ocorreriam nos anos seguintes, e os seis anos de dados subsequentes foram utilizados para validação da metodologia. A técnica numérica aplicada foi de correlação com dados de longo prazo (MCP – *Measure, Correlate, Predict*). O resultado obtido para cada mês é considerado como sendo a previsão, que é comparada com dados medidos em seis anos subsequentes. O trabalho apresenta também o impacto da diferença encontrada na produção energética de um parque eólico fictício instalado naquela localidade, em função da diferença de velocidade prevista e medida para cada mês.

Palavras-chave: ***previsão, validação, recurso eólico, estatística, MCP*.**

Abstract

This work presents an evaluation of the process of detailed wind forecasting that an entrepreneur shall do to mitigate the financial impact on the business, considering the recent changes in the contract modality by amount of energy for wind source. The new legistalion was assumed by

ANEEL in the Generation Auction 003 A-6 of 2018. According to this instrument, the payment will be based on a monthly forecast, which will be updated annually by the entrepreneur, who assumes greater risks than in the older modality of annual availability contract.

Using a data base of nine years from the same anemometric tower, the first three years were considered to predict the winds that would occur, and the six following years were used to validate the methodology. The numerical correlation technique applied with the three first years and long-term data was the MCP - Measure, Correlate, Predict. The result obtained for each month is considered as the forecast, which is compared with data measured in the subsequent six years. The work also presents the impact of the difference found in the average monthly energy production of a fictitious wind farm installed in that locality.

Keywords: ***forecast, validation, wind energy, MCP***

1 INTRODUÇÃO

A previsão ou estimativa de um recurso variável como o Eólico é e sempre foi um desafio para os especialistas. Ainda que a origem e natureza dos ventos tenha base em ciências bem estabelecidas, a Meteorologia e a Mecânica de Fluídos, existem fatores aleatórios que afetam a probabilidade de ocorrência de fenômenos naturais que trazem um grau de incerteza que, inexoravelmente, cresce com o tempo além do presente momento que a previsão precisa compreender.

A necessidade de previsão advém de dois princípios inter-relacionados, a operação do parque e a prestação de informação para o operador do sistema. Em termos de gestão da operação, o empreendedor objetiva o melhor retorno financeiro do parque. Desta forma, as paradas para manutenção devem ser planejadas com técnicas centradas na produtividade. (Bertling *et al*., 1999).

Logo, se existe uma previsão de ventos muito boa para os próximos dias, o gestor pode acelerar o trabalho em uma máquina que está parada para manutenção, ou antecipar a parada para manutenção de um aerogerador, se a previsão para os próximos dias é de pouquíssimo vento.

Por outro lado, o suprimento da demanda de energia elétrica da sociedade é uma atividade que demanda intenso planejamento de produção e logística de transmissão e distribuição. Desta

forma, devido à própria natureza variável dos recursos renováveis, os operadores do sistema precisam cada vez mais de informações detalhadas sobre a previsão de produção; principalmente devido ao aumento da penetração destes recursos, e em especial o eólico. Por este motivo, a legislação vem sendo alterada conforme apresentado no item seguinte.

Tratando-se de previsão que envolve considerável incerteza, é natural que se premie o empreendedor que apresente resultado conforme previsto, e se penalize aquele que apresente resultado diferente do previsto. Como será apresentado, este mecanismo envolve valores que podem ser significativos. Portanto, é interessante que o empreendedor se empenhe em usar as melhores ferramentas para que a incerteza da previsão e o possível desvio entre o previsto e o realizado seja o menor possível.

Há basicamente dois momentos onde uma previsão é necessária. O primeiro momento é na contratação do empreendimento, mesmo antes de sua implantação. Atualmente, a maior parte dos contratos dá-se no ambiente regulado, através de leilões de energia, que é o foco principal deste trabalho, e será detalhado nos próximos capítulos. O segundo momento refere-se à previsão com o parque em operação. Neste caso existe uma janela de oportunidade para o empreendedor corrigir anualmente a sazonalidade da sua produção, prevista no contrato. Além disso, o conhecimento de previsão de curto prazo detalhada com resolução horária pode fornecer informações importantes tanto ao gestor do empreendimento quanto para o operador do sistema.

2 MUDANÇA NO MODELO DE CONTRATAÇÃO

A partir do Leilão de Geração 003 A-6 de 2018[1], houve alteração de modalidade contratual para a fonte eólica, passando de contratos por disponibilidade com contabilização anual para contratação por quantidade. Os contratos na modalidade por disponibilidade são aqueles nos quais os riscos, ônus e benefícios da variação de produção são das distribuidoras, e posteriormente repassados aos consumidores por meios de tarifas. Já nos novos contratos por quantidade os volumes anuais são definidos no leilão, mas o detalhamento mensal (sazonalização) poderá ser revisado anualmente, limitado a 20% (respeitado montante de entrega anual), tendo como referência a obrigação mensal do contrato (Item 4.5.3 do anexo 2 do CCEAR), e o empreendedor assume os riscos de não cumprimento das previsões.

[1] http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=174

Observa-se que estes contratos por quantidade da energia terão início de vigência seis anos após a data do leilão e duração de vinte anos, de 01/01/2024 até 31/12/2043. Naturalmente, a incerteza e o risco aumentam com o horizonte de tempo.

Segundo a ANEEL, a mudança na modalidade de contratação nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica (CCEAR) deu-se devido à maturidade da fonte e sua consequente competitividade. "*Observa-se que o CCEAR por Quantidade Eólica estabelece que a sazonalização observará os montantes mensais (em MWmédios) estimados/declarados pelo empreendedor quando do cadastramento do empreendimento na EPE, o que se aproxima do conceito de sazonalização do contrato conforme perfil de geração. Conforme reportado pelas áreas técnicas da ANEEL, a sazonalização do CCEAR Eólica proporciona a alocação de riscos desejada, na medida que mitiga em parte o risco de exposição dos agentes geradores às variações do PLD ao longo do ano, neste momento de transição dos contratos por disponibilidade para contratos por quantidade. Essa mitigação age em favor da competitividade entre participantes do leilão, da redução do prêmio de risco calculado pelos geradores, da previsibilidade no fluxo de caixa dos geradores e da financiabilidade dos projetos. Do outro lado, as distribuidoras detêm portfólio contratual que lhes confere maior flexibilidade na gestão da exposição no Mercado de Curto Prazo ao longo do ano*." A EPE (NT-042) resume colocando que uma consequência natural da alteração do modo de contratação seria o incentivo para revelação de preços de energia mais aderentes às reais contribuições dos projetos de geração.

Anualmente, o empreendedor poderá informar a sazonalização prevista para o próximo ano. No Anexo 2 da minuta do CCEAR é apresentado como deverá ser informada a sazonalização, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Anexo 2 – Minuta de CCEAR por Quantidade - Eólica[2].

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
USINA A												

O empreendedor deverá conhecer a margem de erro a que a previsão de vento está sujeita, de forma a poder avaliar o risco financeiro do negócio. A previsão de sazonalidade possui desafios que serão tratados neste trabalho com *software* específico e metodologia inovadora.

[2] Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO_2_CCEAR_A-6_2018_EOL.pdf

3 METODOLOGIA

Neste trabalho será utilizada uma base de dados de nove anos de medição (2006 a 2014) em uma mesma torre anemométrica, localizada na região sul do país. Foi considerada uma condição hipotética na qual em dezembro de 2008 seria necessário fazer a melhor previsão possível para os próximos anos. Portanto foram utilizados os dados medidos de 2006, 2007 e 2008, assim como para ajustar à norma climatológica, foi aplicada a metodologia de correlacionar com dados de longo prazo conhecida como MCP (*Measure, Correlate, Predict*) (Thoergersen, 2007 e Brower, 2012). Os dados de longo prazo utilizados foram do MERRA (*Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications*), da NASA[3], de um período de 30 anos (de 1979 a 2008). O procedimento de tratamento de dados e aplicação do MCP foi realizado no *software* Windographer®, da UL. A comparação entre as médias dos dados medidos e dos dados MERRA está apresentada na Figura 1.

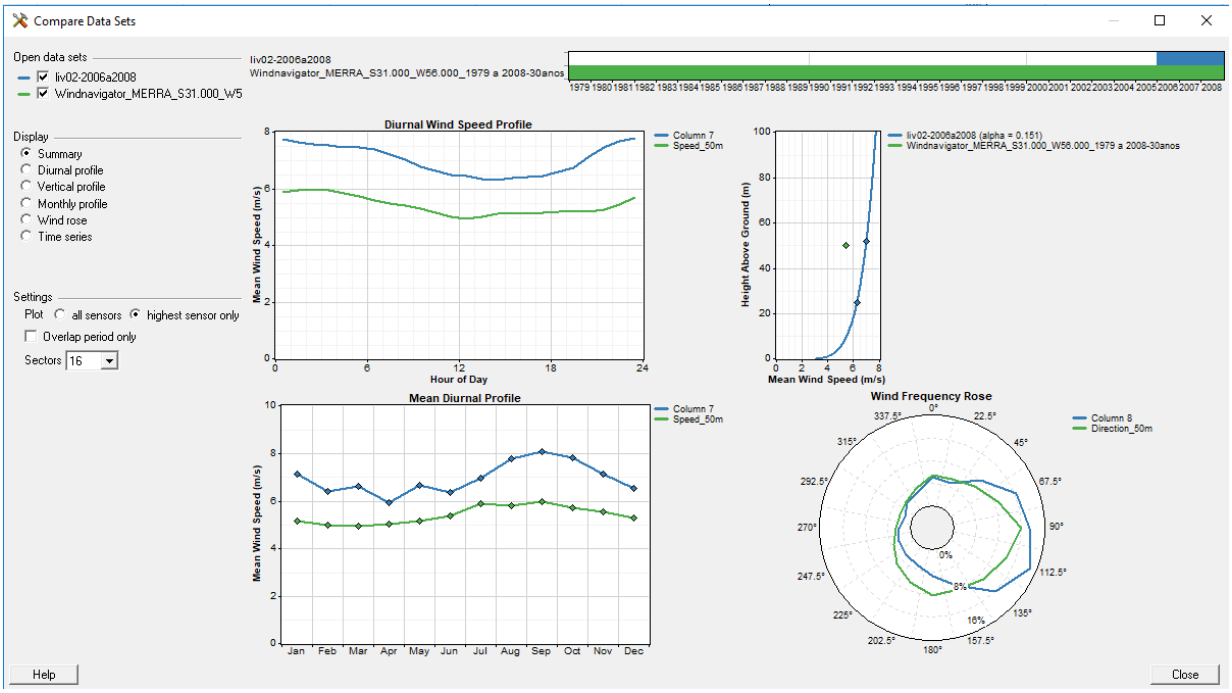


Figura 1 – Tela de comparação de dados do Windographer®.

O processo de correlação MCP do Windographer apresenta duas opções de saídas, uma chamada “Scale Target” e outra chamada “Final”. A Figura 2 mostra graficamente o resultado do processo MCP.

[3] Disponível em: https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/

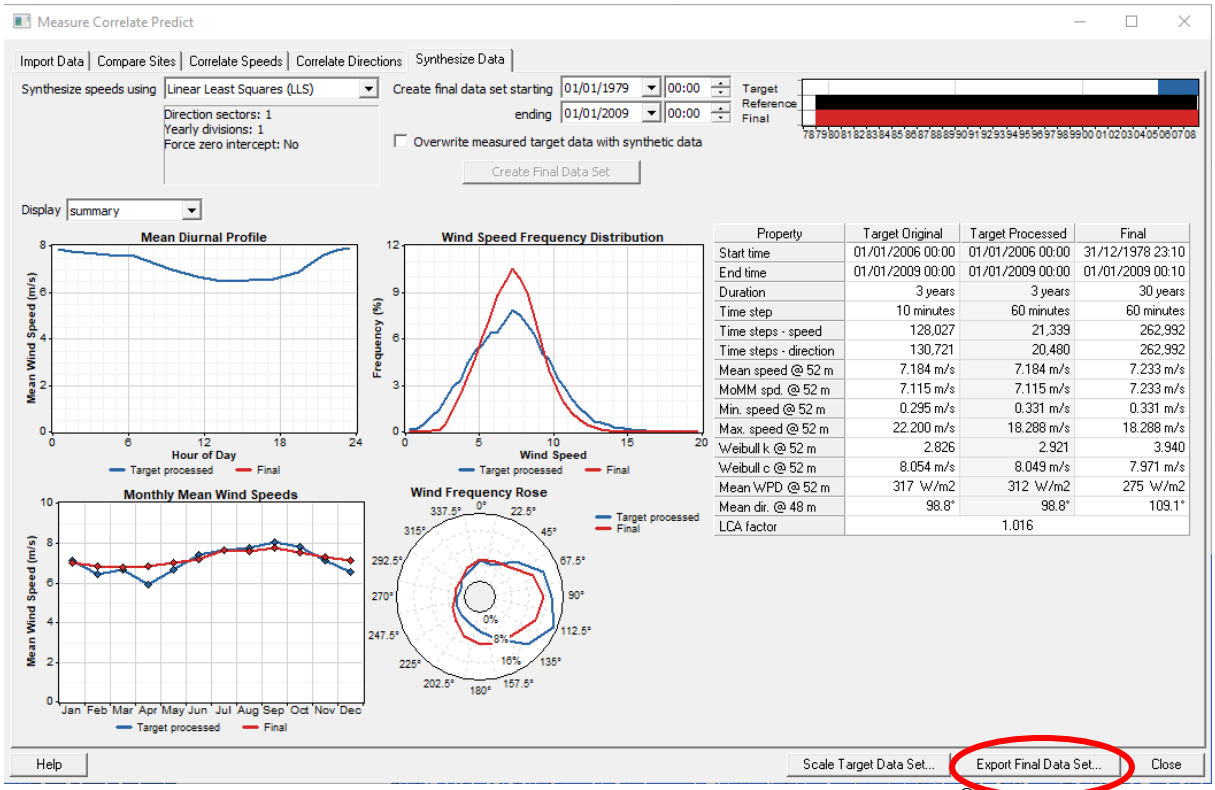


Figura 2 – Tela de saída do MCP do Windographer®.

A opção Final Data Set, que é a mais abrangente, foi aplicada e a partir desta série de 30 anos foram obtidas as médias mensais, Desvio Padrão (σ) e os coeficientes de Weibull C e k, apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Resultado final dos dados até dezembro de 2008, com MCP.

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
média	7,025	6,859	6,821	6,843	7,013	7,205	7,653	7,615	7,769	7,529	7,325	7,119
max	7,997	7,393	7,285	7,389	7,831	8,133	8,562	8,736	8,407	8,091	7,931	7,743
min	6,294	6,432	6,389	5,543	6,250	6,483	7,041	6,701	7,187	7,041	6,542	6,223
σ	0,374	0,276	0,281	0,386	0,342	0,447	0,344	0,440	0,344	0,243	0,365	0,384
k	4,066	4,182	4,231	3,874	4,066	3,901	4,069	3,892	4,183	4,027	3,881	3,913
C	7,735	7,539	7,491	7,551	7,718	7,943	8,417	8,399	8,535	8,287	8,081	7,856

Para verificar o efeito da variabilidade do vento na estimativa de produção energética, foi considerado um parque eólico hipotético, composto por 23 aerogeradores de 2,7 MW, 122 m de diâmetro e uma altura de nacele de 90 m, cuja curva de potência pode ser vista na Figura 3.

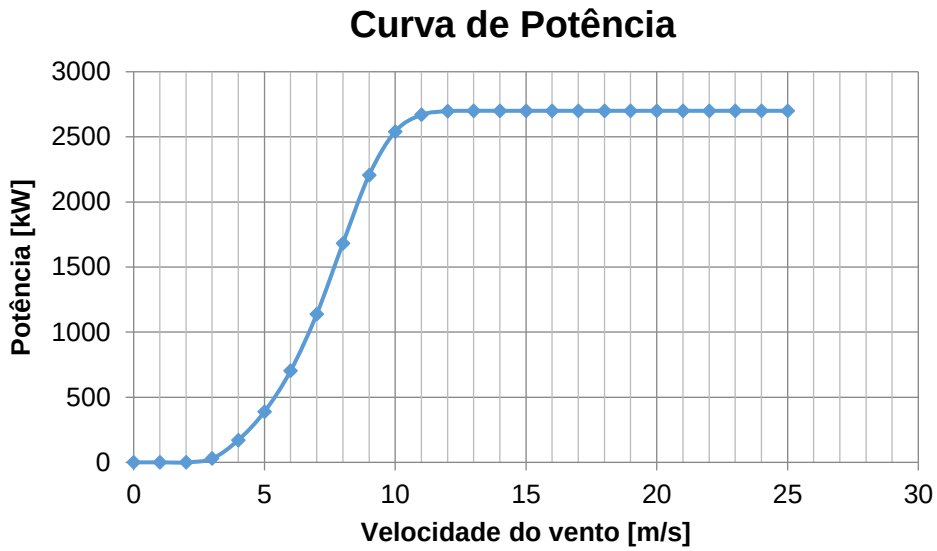


Figura 3 – Curva de potência do aerogerador utilizado.

Os aerogeradores estão dispostos em uma área de aproximadamente 1300 hectares, constituída por propriedades rurais cujos limites foram obtidos do SICAR (Sistema Nacional de Cadastro Ambiental Rural) e podem ser vistos na Figura 4 abaixo, juntamente à topografia da região, por sua vez obtida do modelo digital de terreno SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) da NASA, com resolução espacial de 90 m.

A produção energética de cada gerador é obtida a partir da curva de potência e da modelagem numérica do escoamento em microescala, realizada no *software* Openwind®, que permite determinar o recurso eólico em cada máquina a partir dos dados de direção e velocidade do vento medidos na torre anemométrica para cada ano previsto.

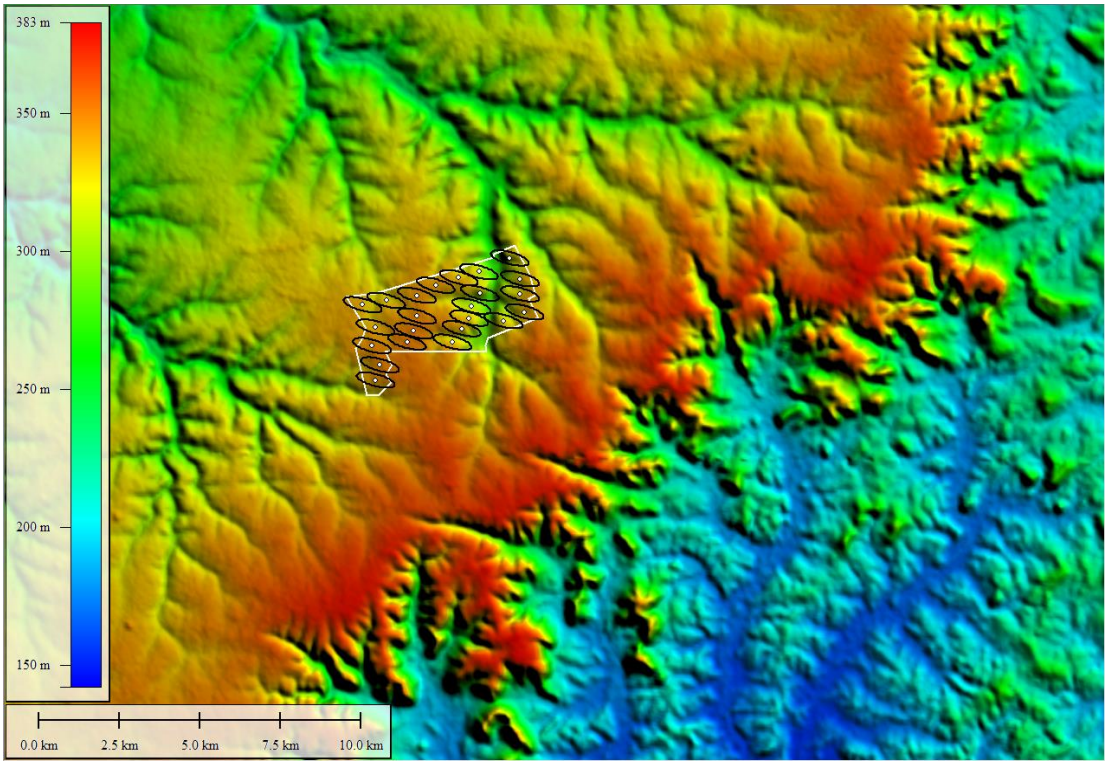


Figura 4 – *Layout* e topografia do local.

4 RESULTADOS

Inicialmente, será apresentada a análise da previsão de vento e, posteriormente, a análise da previsão de produção energética.

4.1 Análise da previsão de vento

O resultado do tratamento dos dados medidos correlacionados com os de longo prazo pela técnica de MCP com detalhamento mês a mês é considerado como a melhor previsão do que pode vir a ocorrer nos próximos anos. A Figura 5 mostra, para efeito de visualização, as médias anuais medidas em relação ao MCP.

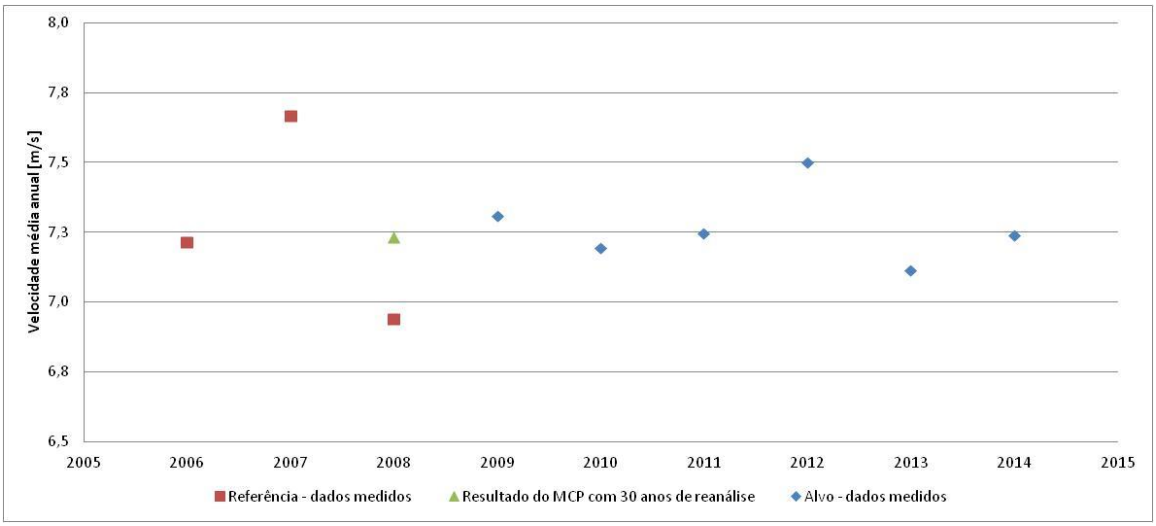


Figura 5 – Médias anuais medidas e resultante do MCP.

Entretanto o dado de interesse é com o detalhamento mensal, e a Figura 5 auxilia a análise por apresentar uma visão geral, ao longo do tempo. Já a figura 6 mostra detalhamento mensal da previsão de vento, denominado Média na legenda, com barras de erro correspondentes a + 2σ e – 2σ, assim como os valores de velocidades médias mensais para os seis anos subsequentes.

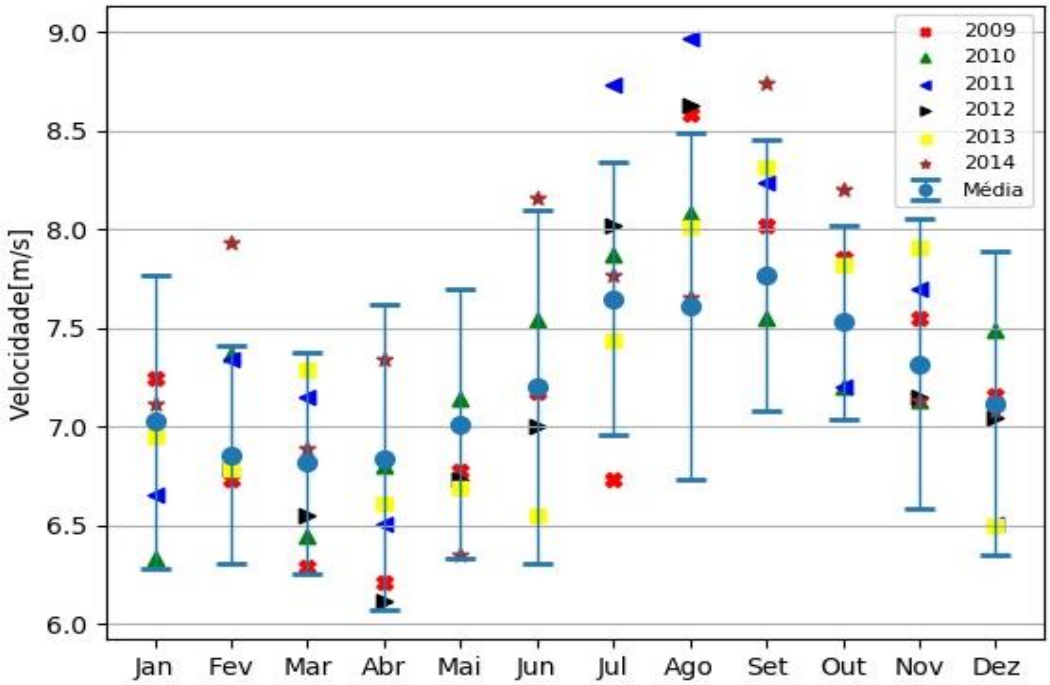


Figura 6 – Previsão (Média ±2σ) comparado a dados medidos em 6 anos subsequentes.

Os erros entre as previsões mensais e os dados medidos para os anos de 2009 a 2014 estão apresentados na Figura 7.

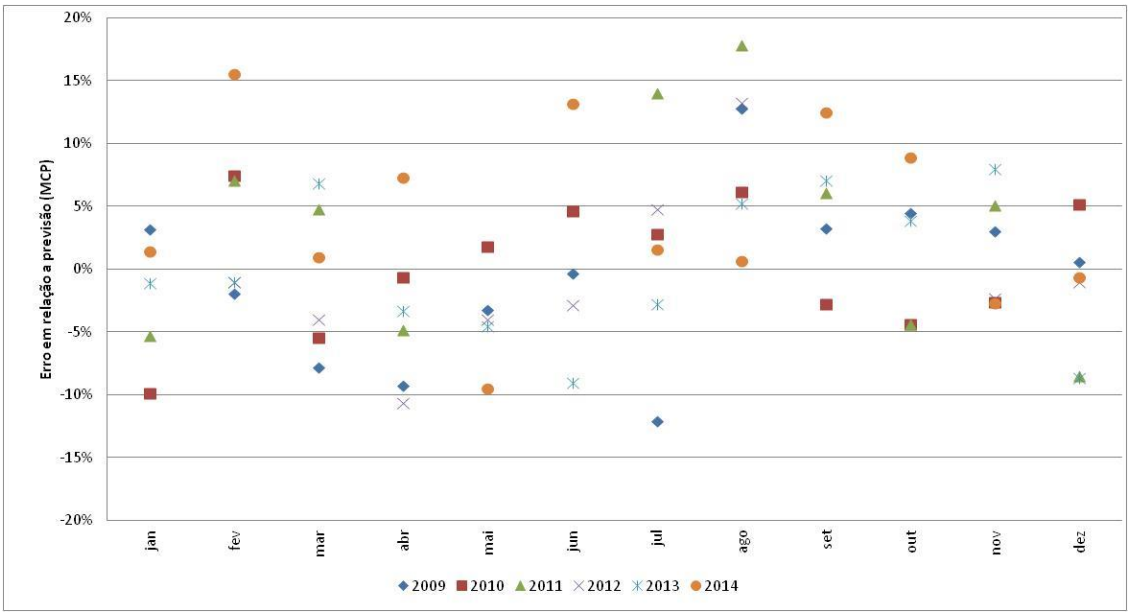


Figura 7 – Diferenças médias mensais (Valor medido – Valor previsto) para 6 anos.

As análises estatísticas dos resultados são apresentadas na Figura 8.

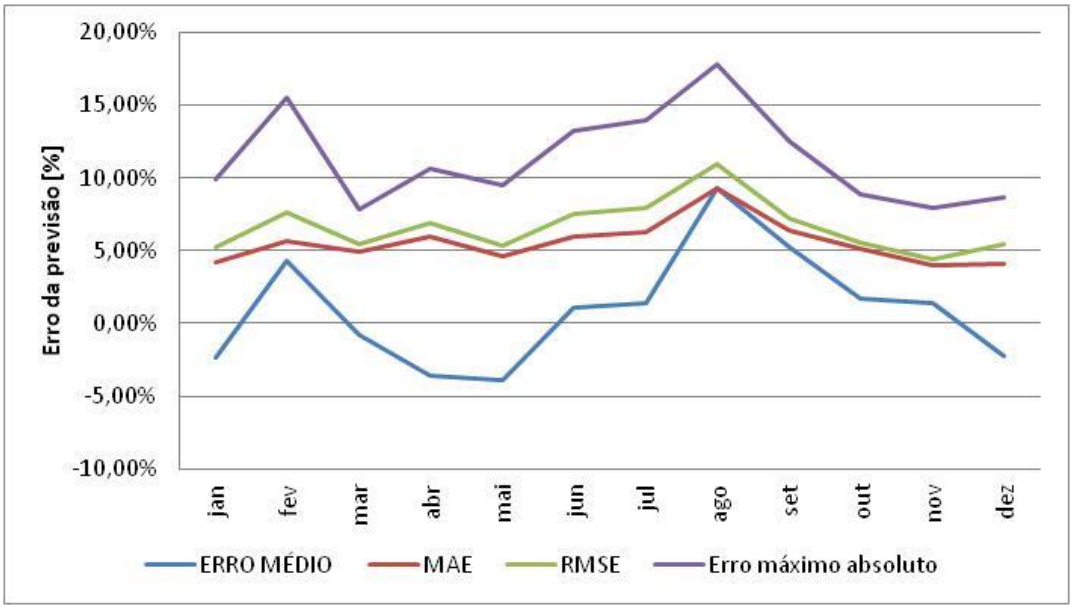


Figura 8 – Erro médio, erro médio absoluto (MAE), raiz do erro médio quadrático (RMSE) e valor do erro máximo absoluto de vento encontrado para cada mês, entre 2009 e 2014.

Em suma, o erro médio absoluto da previsão de velocidades foi de 5,6%, e o maior erro encontrado foi de 17,8%, em agosto de 2011. A Figura 9 apresenta a progressão do erro absoluto ao longo do período de avaliação da metodologia.

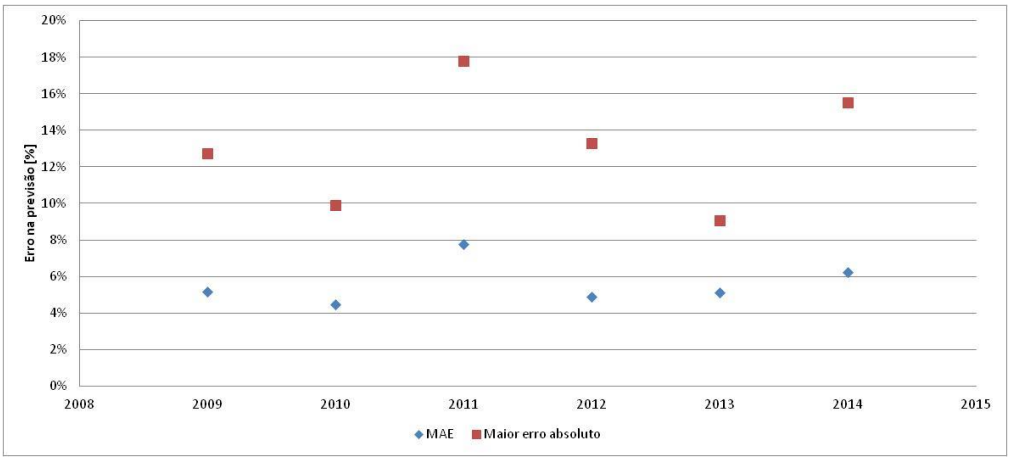


Figura 9 – Erros absolutos médios e máximos apurados em cada ano do período de validação.

Observa-se pela Figura 9 que, no período analisado, os erros não aumentam na medida em que se distancia do momento quando foi feita a previsão.

4.2 Análise na previsão de produção energética

A Figura 10 apresenta a produção energética média do parque para cada mês, comparando cada ano previsto com o resultado esperado pelo método MCP. Já a Figura 11 mostra as estatísticas de erro para cada mês, levando-se em consideração a amostra de seis anos de previsão. É possível observar que os perfis de geração anual se assemelham aos de velocidade mostrados na Figura 6, porém os erros são maiores que os da Figura 7.

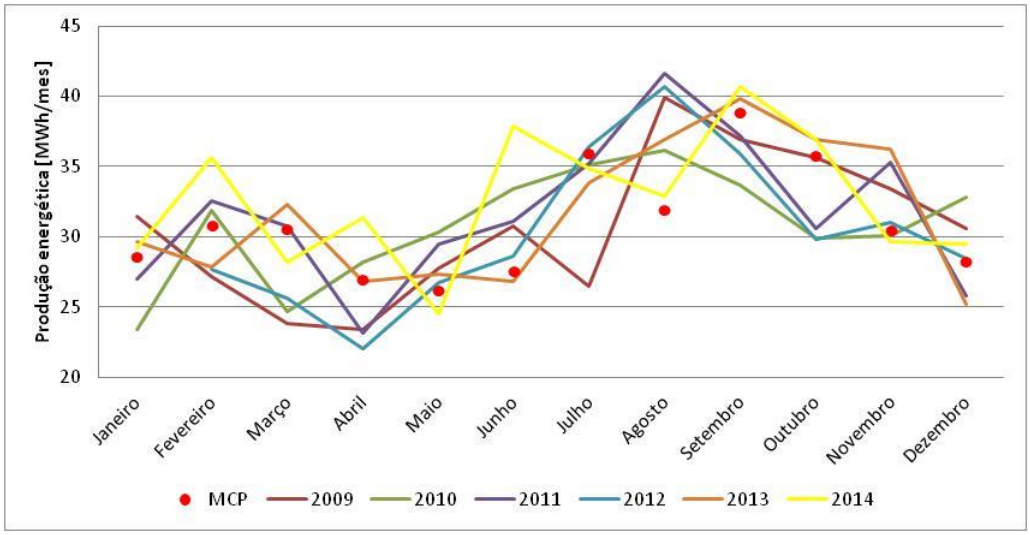


Figura 10 – Produção média mensal prevista para os seis anos subsequentes, comparado com a previsão (MCP).

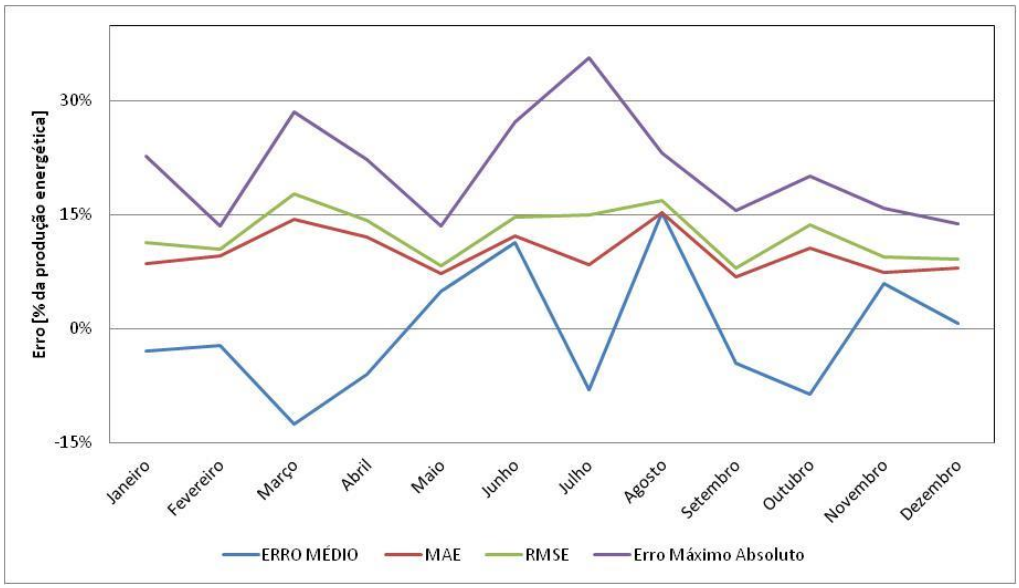


Figura 11 - Erro médio, erro médio absoluto (MAE), raiz do erro médio quadrático (RMSE) e valor do erro máximo absoluto de produção energética média mensal, entre 2009 e 2014.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foi demonstrada a maneira de realização de uma previsão a partir de dados medidos em três anos e sua validação em relação a dados medidos em seis anos subsequentes, na mesma torre de medição, com aplicação da técnica de MCP. Foram realizadas simulações do vento em microescala para um parque eólico fictício naquela região, para calcular a produção energética em função da previsão realizada, assim como foram rodadas mais seis modelagens de ventos com os dados medidos nos anos subsequentes. A produção energética prevista foi comparada com a produção que seria obtida com o vento medido, e a comparação estatística foi análoga à realizada com os dados de vento. A Tabela 3 mostra a comparação do erro encontrado na validação de vento com o erro encontrado em produção energética.

Tabela 3 – Comparação de erros de previsão no vento e na energia.

	Erro no Vento	Erro na Produção Energética
Erro Médio Absoluto (MAE)	5,6 %	10,6 %
Raiz do Erro Médio Quadrático (RMSE)	6,9 %	13,3 %

A análise da diferença que se observa entre os erros de velocidade e os de produção energética que se observa entre as figuras 8 e 11 e na tabela 3 merece consideração especial. Ainda que a relação entre a potência disponível e a velocidade do vento seja da ordem da terceira potência,

esta correlação não se transfere diretamente para a produção energética média de um parque eólico por determinado período do qual se conhece a velocidade média. Aspectos como a distribuição de probabilidade de ocorrência de cada faixa de velocidade, e perdas como a do efeito da esteira do aerogerador, impedem que a correlação entre erros de velocidade média e produção energética média seja equivalente a correlação entre velocidade e potência.

Neste trabalho não foram aplicadas técnicas de previsão climática, que podem ajustar o resultado da previsão em função da expectativa de fenômenos atmosféricos de escala global, como o “El Niño” ou o aquecimento global. Além disso, ressalta-se que a produção energética prevista com método MCP foi comparada com uma produção calculada pelo software de microescala usando dados de ventos medidos e um parque eólico fictício, mas não com dados reais de produção. Entretanto, sugere-se, para estudos futuros, a validação dessa metodologia também seja confrontada com dados de produção de um parque real, e por um período mais longo. Neste caso haverá outras premissas obrigatoriamente assumidas, como a de disponibilidade dos aerogeradores, que deverá ser confrontada criteriosamente com a realidade ocorrida no período. Desta forma, um especialista pode ter uma referência da incerteza ou variabilidade que pode ser esperada com aplicação desta técnica, e assim realizar a avaliação de risco do projeto considerando a nova legislação, que transfere ao empreendedor o risco financeiro decorrente de uma previsão distinta da prevista contratualmente.

BIBLIOGRAFIA

Bertling, L., Anderson, G. e Allan, R.N., **Reliability Centered Maintenance Applied to Electrical Distribution Systems**, *International Conference on Electric Power Engineering PowerTech, Budapest,* 1999.

Thoergersen, M.L., **Measure-correlate-predict methods: case studies and software implementation**, *European Wind Energy Conference*, Milão, 2007.

Brower, M.C., **Wind Resource Assessment**, John Wiley & Sons, Inc., 2012.

BIOGRAFIAS

Antonio Carlos de Barros Neiva – Nasceu em São Paulo, SP, em 09/06/1965. Graduado em Engenharia Mecânica, na modalidade Potência e Gás, em 1981 na UNICAMP, tendo também

Mestrado na mesma instituição em 1996; e MBA em Gestão de Projetos com ênfase em Planejamento na Fundação Getúlio Vargas em 2008. Atuou em indústrias como Engenheiro de Processos, Chefe de Produção e Gerente de Engenharia, assim como foi empresário, e coordenou projeto de pesquisa inovadora em pequena empresa PIPE - FAPESP. Atualmente é Pesquisador no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobras, o Cepel, no grupo de Energia Eólica do Departamento de Materiais, Eficiência Energética e Geração Complementar - DME.

Vanessa Gonçalves Guedes – Formou-se em Engenharia Mecânica na Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1995, mestrado e doutorado foram concluídos em 1996 e 2003, respectivamente, com especialização em aerodinâmica e simulações numéricas de escoamentos turbulentos. Dra. Guedes tem trabalhado no setor de energia eólica nos últimos 15 anos no Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Sua contribuição na área consiste em vários projetos para as empresas do Sistema Eletrobras e publicações e contribuições para projetos de final de curso e teses de mestrado de instituições como IME, INPE e UFRJ.

Sérgio Roberto Ferreira Cordeiro de Melo – Graduado em Engenharia Eletrotécnica, pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET - 1995). Mestrado em Engenharia Elétrica pela UFRJ em 2018, com trabalho de otimização de redes de transmissão de energia com algoritmos genéticos. Atualmente é Pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Eletrobras, o Cepel, onde atua principalmente com métodos computacionais na equipe de Energia Eólica do Departamento de Materiais, Eficiência Energética e Geração Complementar - DME.

Daniel Davy Bello de Freitas – Nasceu no Rio de Janeiro, RJ, em 27/06/1994. Graduando em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Possui 2 anos de experiência na área de energia eólica, atuando como estagiário de desenvolvimento de projetos de geração de energia na Natural Energia Ltda. e, atualmente, no Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), juntamente à equipe de energia eólica do Departamento de Materiais, Eficiência Energética e Geração Complementar (DME).

A simple method to estimate the effect of climatic conditions on power curves.

Vinay Belathur Krishna, Michael Pram Nielsen, Alvaro Matesanz Gil and Henrik Kanstrup Jørgensen
Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, 8200 Aarhus N, Denmark

Rafael De Vecchi, Marcello Trombelli Junior
Vestas do Brasil Energia Eólica Ltda
Avenida Chedid Jafet, 222, Torre D – 4º Andar São Paulo, Brazil

radvc@vestas.com, algil@vestas.com

Abstract: The scientific community agrees in accepting that climatic conditions affect the power curve of a wind turbine. It does not mean that turbine performance is reduced, turbine output is a function of input wind and, in general, they are producing what is expected for that specific wind conditions.

The effort of that community to understand the physical phenomena related to the effect of such variables have originated the definition of normalization procedures in the main standard used to measure the performance of wind turbines. The Edition 2 of IEC61400-12-1 issued on March 2017 includes some procedures to account for turbulence, shear exponent, inflow, wind veer, etc.

The knowledge of the effect of climatic conditions of a specific site on power curves is of paramount importance to determine the possible energy output of a wind farm. The current methods are based on the use of experimental data obtained in multiple sites that sometimes provide a good approximation for the average value of an infinite number of wind farms but fails to evaluate the results for a specific wind farm. Due to the lack of available data the variables can not be analyzed in detail as it is necessary to have a minimum of points to consider the results statistically significant.

The authors propose an approximate method that determines the effect of climatic conditions on power curves. This method is very robust and extremely fast which allow its use also in combination with temporal series what increases even more the precision of the evaluation of production in the wind farm.

The paper describes the effect of different climatic variables on power curve and the procedures developed to simulate the effect of different variables such as turbulence, shear exponent, etc. The second part of the paper presents part of the validation campaign for that tool. It consists in comparisons between the power curves obtained by the approximate method and the ones computed by VTS, the aeroelastic code use in Vestas to compute power curves. Finally, the procedure described in this paper is applied to evaluate the effect on production of boundary layer

shapes that do not follow an exponential low. This feature is especially important for evaluating the expected production in sites with katabatic and anabatic winds.

Keywords: Power Curves, turbine performance, uncertainty.

Introduction:

The estimation of energy output is of paramount importance in the evaluation of viability of a wind energy project. The accuracy of this process is critical as any overestimation of production would originate financial losses during the operation of the wind farm and an underestimation could make impossible to identify projects with good economical perspectives. This is especially important in auctions where an artificial reduction of production could lead to excessive high cost of energy. In that situations the wind farm developer could lost the opportunity of a very good deal just because the inaccuracy of production estimates.

To have and accurate estimation of the energy production is necessary to determine the wind characteristics in the site. This analysis should include some long-term correction [1-2] to estimate with more precision the average wind speed expected during the lifetime of the project.

The evaluation of the wind speed, and hourly distribution, in only the first step in the process as the response of the wind turbines depends on the characteristics of the wind [3-8], and therefore, that influence shall be determined from the very beginning to allow an accurate evaluation of possible energy output. Most of the discrepancies observed in the analysis of performance of wind turbines can be explained by the characteristics of the wind during the test.

The power curve of the turbine depends, among others, on turbulence levels, shape of boundary layer and wind veer. These wind characteristics could change with wind direction, season, hour of the day, etc. The analysis of these wind characteristics and their variation is essential to determine with enough precision the output of a wind farm. To provide a better representation of flow characteristics many advances in CFD have been applied to determine the flow in wind farms [9-11] and to determine the energy output with improved accuracy [12-13].

Once the conditions of the wind have been properly stablished for a wind farm it is necessary to have a method that provides the output of the turbine. When the variability of climatic condition is reduced the simple method of using the power curve provided by the supplier of the wind turbine could give enough accuracy. This accuracy could be improved if a Climatic Specific Power Curve is applied.

When the variability of climatic condition exceeds some limits (or the order of an interval of 6% in turbulence and 0.3 in shear exponent) the behavior of turbine is non-lineal and the above

approximation does not provide the required accuracy. This also happen when the wind characteristics have a bimodal behavior and values are not distributed around average values. Figure 1 shows an example of bimodal behavior in a wind farm. In that site there is two seasons one with a wind characterized by high turbulence and another with low turbulence. The average values of intensity of turbulence have very little probability of occurrence in that site.

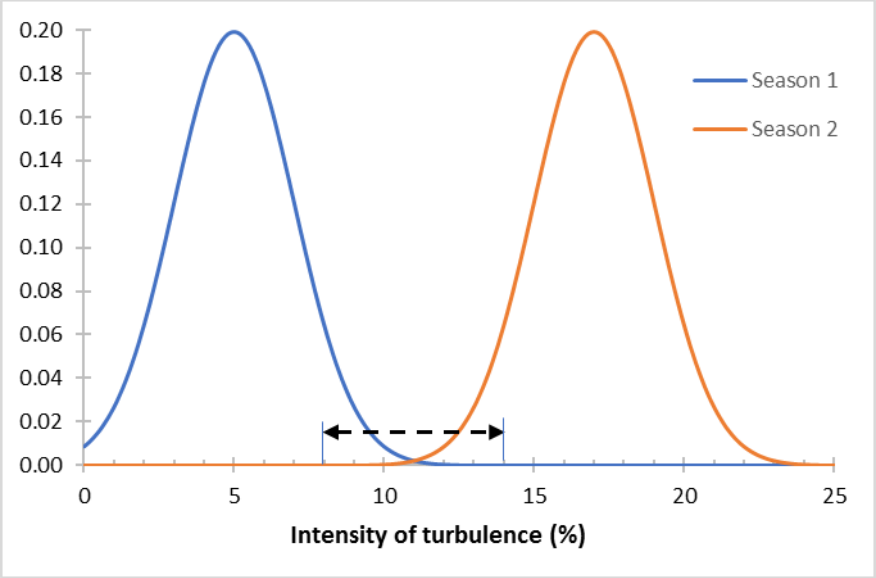


Figure 1. Frequency distribution for two seasons with different turbulence

The methodology defined by IEC61400-12-1 [14-15] could give some inspiration to the correction of power curves by climatic conditions but has been developed to measure the performance of the turbines not to evaluate with more accuracy the production of a wind farm.

Other authors propose the use of an empirical method to correct the power output of turbines with climatic conditions. The method is based on the determination of a series of matrices with the correction for climatic variables obtained by the analysis of previous measurements [16]. This method could reduce the differences observed in the analysis of post-construction energy output [17-18] but as it is based in average values its application for a specific wind farm and a specific wind turbine would be less accurate than a method developed for this particular turbine.

Another disadvantage of that empirical method is that correction matrices will follow the average behavior of the sample of turbines analyzed. A very specific problem such as stratification or change on shape of boundary layer would be very difficult to analyze with that methodology.

The method proposed by the authors is based on simple physical consideration and is so fast and robust numerically that can be applied also with temporal series what increase more the accuracy of the evaluation of production.

Analysis of non-uniformity in the flow.

The flow in the rotor plane has been considered uniform in previous editions of standard 61400-12-1[14] and therefore the wind speed is determined by the measurement only in one point. In the 2017 edition of that standard [15] the concept of rotor equivalent wind speed was introduced to incorporate in the analysis the possible effect of lack of uniformity in the flow. The equivalent wind speed is defined as the uniform velocity that has the same flux of kinetic energy through the rotor. The selection of this variable could be misinterpreted and the reader of [15] could believe that power coefficient is not affected by the flow structure. With this false assumption the power output would be just determined by the product of a constant power coefficient and the flux of kinetic energy through the rotor.

There are many physical reasons that demonstrate that power coefficient is affected by the flow structure. One of the most evident is related with the distribution of angles of attack on the blade. As the blades has not the capability of modify their twist to adequate to the change of wind speed, the distribution of angles of attack will be different from the one obtained for uniform flow. When angles of attack are different the lift and drag coefficients would change and, obviously, the power output and power coefficient would be different.

Another reason is based on the characteristics of power coefficient of turbines. This coefficient depends among other variables on pitch angle and tip speed ratio. In the region of variable rotational speed, the tip speed ratio is maintained constant and equal to the optimum one. In a simplified model of control, the turbine selects the rpm as a function of wind speed at hub height and therefore the value of speed ratio in sections of the blade placed at different heights can not be selected to adequate to its optimum value.

The effect of no uniformity of flow on power output can be analyzed by applying the BEM method. With the triangle of velocities that appear in Figure 2 the mechanical torque, dT, generated by an element of blade place at radius r can be computed by the following formula:

$$dT = \frac{1}{2}\rho\, U_T^2\, c\, (C_L \sin\phi - C_D \cos\phi)\, r\, dr$$

Where ρ is the density, U_T is the relative flow velocity, c is the chord of the blade at radius r, ϕ is the angle between relative flow velocity and rotor plane and C_L and C_D are the lift and drag coefficient respectively.

The value of relative flow velocity is:

$$U_T = \sqrt{\left((1-a)\,U_0\right)^2 + \left((1+a')\,\Omega\, r\right)^2}$$

Where U_0 is the wind speed, Ω is the rotational speed and a and a' are respectively the axial and rotational interference factors.

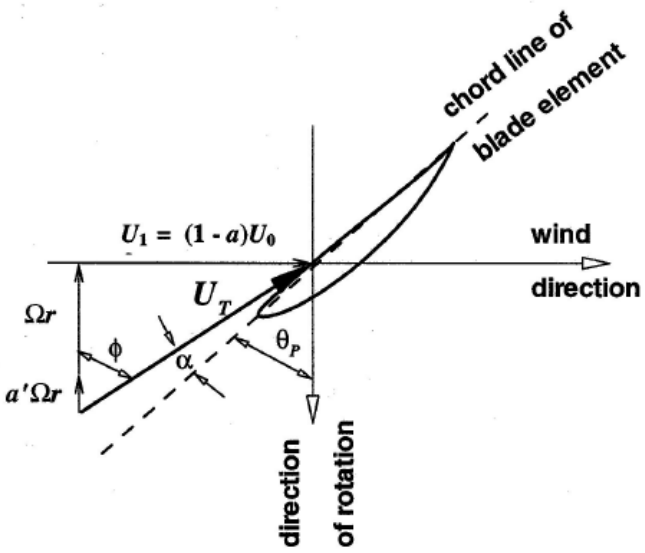


Figure 2. Velocities for blade element at radius r.

The mechanical power, dW, generated by this section of the blade is obtained multiplying torque by rotational speed:

$$dW = \frac{1}{2}\rho\, U_T^2\, c\, (C_L \sin\phi - C_D \cos\phi)\, \Omega\, r\, dr$$

And applying basic trigonometry the equation can be written as:

$$dW = \frac{1}{2}\rho\, U_T^2\, c\, \Omega\, r \left(C_L \frac{(1-a)U_0}{U_T} - C_D \frac{(1+a')\Omega\, r}{U_T}\right) dr$$

Or

$$dW = \frac{1}{2}\rho\, U_T\, c\, \Omega\, r\, (C_L(1-a)U_0 - C_D(1+a')\Omega\, r)\, dr d\theta$$

The velocity of wind in the rotor plane can be defined as:

$$U_0 = U_{HH} + u'$$

Where U_{HH} is the wind velocity at HH and u' is the change in the wind velocity with respect to the value at HH at a specific position in the rotor plane.

Without any loss of generality, the above expression can be written as:

$$U_0 = U_{HH}(1+u)$$

Then, the value of U_T can be written as:

$$U_T = U_{HH}\sqrt{\left((1-a)\,(1+u)\right)^2 + \left((1+a')\,\lambda\frac{r}{R}\right)^2}$$

Where λ is the tip speed ratio $\left(\lambda = \frac{\Omega R}{U_{HH}}\right)$ and R is the radius of wind turbine. For the rest of this chapter has been assumed that control of wind turbine follows the velocity of wind at hub height to determine the rotational velocity, and that these control does not react to flow non- uniformity.

This velocity can be expressed as:

$$U_T = U_{HH}(1-a)\sqrt{1 + \left(\lambda\left(\frac{1+a'}{1-a}\right)\frac{r}{R}\right)^2 + 2u + u^2}$$

Defining X as:

$$X^2 = 1 + \left(\lambda\left(\frac{1+a'}{1-a}\right)\frac{r}{R}\right)^2$$

The relative velocity can be written as:

$$U_T = U_{HH}(1-a)X\sqrt{1 + \frac{2u+u^2}{X^2}}$$

The second part in the root is the contribution of non-uniformity of flow in the rotor plane.

The term between brackets in the power equation can be written as:

$$C_L(1-a)U_0 - C_D(1+a')\Omega r = U_{HH}\left(C_L(1-a)(1+u) - C_D\,\lambda\left(\frac{1+a'}{1-a}\right)\frac{r}{R}\right)$$

The RHS of this equation can be written as:

$$U_{HH}\left(C_L(1-a) - C_D\,\lambda\left(\frac{1+a'}{1-a}\right)\frac{r}{R}\right) + u\,U_{HH}C_L(1-a)$$

Defining Y as:

$$Y = C_L(1-a) - C_D\,\lambda\left(\frac{1+a'}{1-a}\right)\frac{r}{R}$$

The equation for mechanical power can be written as:

$$dW = \frac{1}{2}\rho\, {U_{HH}}^3\, \lambda\,(1-a)X\sqrt{1\ + \frac{2u+u^2}{X^2}}\ \left(Y + u\ C_L(1-a)\right) c\ \ \frac{r}{R}\ dr d\theta$$

It is clear that power output depends on third power of velocity of hub height but it is not possible to infer from this formula that variation of power due to the existence of non-uniformity depends on variation of flux of kinetic energy. When the change of velocity in the rotor plane is much smaller than the velocity at hub height, ($u \ll 1$), the formula can be approximated by:

$$dW = \frac{1}{2}\rho\, {U_{HH}}^3\, \lambda\,(1-a)X\left(1\ + \frac{u+0.5\,u^2}{X^2}\right)\ \left(Y + u\ C_L(1-a)\right) c\ \ \frac{r}{R}\ dr$$

That can be written as:

$$dW = dW_o + dW_1\, u + dW_2\, u^2 + dW_3\, u^3$$

With

$$dW_0 = \frac{1}{2}\rho\, {U_{HH}}^3\, \lambda\,(1-a)X\ Y\ c\ \ \frac{r}{R}\ dr$$

$$dW_1 = \frac{1}{2}\rho\, {U_{HH}}^3\, \lambda\,(1-a)\left(\frac{Y}{X} + X\ \ C_L(1-a)\right)\ c\ \ \frac{r}{R}\ dr$$

$$dW_2 = \frac{1}{2}\rho\, {U_{HH}}^3\, \lambda\,(1-a)\frac{Y}{X}\left(\frac{1}{2} + \ C_L(1-a)\right)\ \ c\ \ \frac{r}{R}\ dr$$

$$dW_3 = \frac{1}{2}\rho\, {U_{HH}}^3\, \lambda\,(1-a)\frac{1}{2X}\ C_L(1-a)\ \ c\ \ \frac{r}{R}\ dr$$

The above expressions can be further simplified for profiles of high aerodynamic efficiency neglecting the terms proportional to drag coefficient. As $u \ll 1$ the contribution of second and third order terms can be neglected. With these simplifications the power produced is:

$$dW_0 = \frac{1}{2}\rho\, {U_{HH}}^3\, \lambda\,(1-a)^2X\ \ C_L\, c\ \ \frac{r}{R}\ dr$$

$$dW_1 = \frac{1}{2}\rho\, {U_{HH}}^3\, \lambda\,(1-a)^2X\ C_L\left(1 + \frac{1}{X^2}\right)\ c\ \ \frac{r}{R}\ dr$$

And

$$dW = dW_o\left(1 + u\left(1 + \frac{1}{X^2}\right)\right)$$

When a turbine is running in the region of variable rotational speed the value of axial induction factor is close to the optimum one, 0.3, and the value of rotational induction factor can be

considered negligible. As λ is of the order of 10 the value of X^2 is, for most part of the blade, greater than 10.

$$X^2 \approx 1 + \left(14.3\,\frac{r}{R}\right)^2$$

Therefore $X^2 > 10$ for $\frac{r}{R} > 0.21$ and $X^2 > 5$ for $\frac{r}{R} > 0.14$

According to this the mechanical power of the turbine in the region of variable rotational speed and in the region where rpm is set to the minimum one can be approximated by:

$$dW = dW_o(1 + u)$$

Therefore, for the streamtube of radius r the change of mechanical power extracted from the wind in this part of the rotor would be proportional to the change of volumetric flow rate. Ratio between the power for the real flow and the one for uniform flow is:

$$\frac{dW}{dW_o} = (1 + u)$$

The RHS of this equation is the ratio of volumetric flow rates. If this operation is repeated for all streamtubes in the rotor the conclusion is that in a first approximation the change of power output of the turbine should be proportional to the change of flow rate. If the power output is proportional to the flow rate the average velocity that approximate the behavior of turbine should be the simple average of velocity and not the one that provide the same flux of kinetic energy.

This result is similar to the one obtained for other rotational machines such as fans where the power can be estimated as the product of volumetric flow rate by the increase of pressure (or decrease in case of turbine). For small variations of flow rate the change of pressure is governed by the rotational speed. If this speed is maintained constant the ratio between powers is just the ratio between volumetric flow rates.

Simulation of the effect of turbulence

The effect of turbulence can be simulated by applying the classical method of combining the zero turbulence power curve with a distribution of velocity around the average value that simulates the effect of turbulence. This method is described in the IEC61400-12-1 Ed. 2. The main difference is that in the Standard the power curve for zero turbulence is derived from the measurements and in the method used here that power curve has been obtained by using VTS the program used by Vestas to simulate the turbine output.

Once the power curve for zero turbulence is known the value of power output for any value of turbulence is obtained assuming that turbine follows that curve instantaneously. The variation of

velocity is simulated with a normal distribution with an average velocity equal to the velocity of the ten-minutes period and with a standard deviation equal to the turbulence multiplied by the average velocity. The power output for velocity *v* is obtained by the following expression:

$$W(v, IT) = \int_{-\infty}^{\infty} W(t, 0)\ f_P(t)\ dt$$

Where $W(v, IT)$ is the value of power curve for velocity v and intensity of turbulence, *IT*, $W(v, 0)$ is the value of power curve for velocity *v* and zero turbulence and f_P is the frequency density function of velocity, that is represented by a *N(v,IT v)*.

The Figure 3 shows the comparison between the approximate power curve obtained with the above described formulation and the one obtained by using VTS for an intensity of turbulence of 0.15. In that figure is possible to see that VTS results and approximate ones have an extraordinary good agreement for low velocities and that VTS power curves are more energetic close to rated velocity.

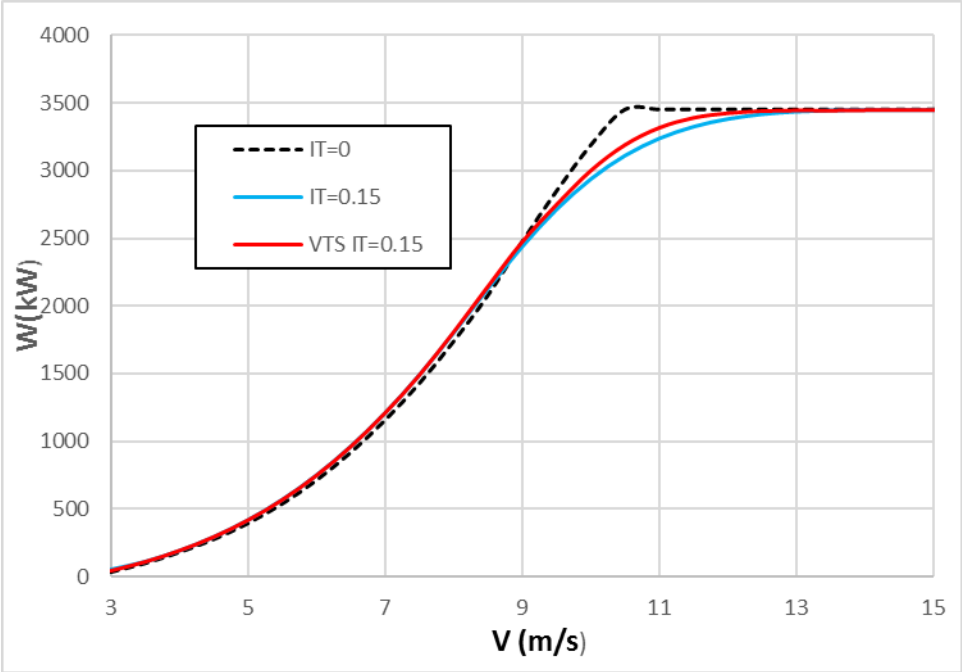


Figure 3. VTS and approximate power curve for IT=0.15

The increase of production in the region close to rated velocity is explained by the application in the control of the turbine of features such as power boost that improves the output of the turbine in that region and that can not be simulated by this simplified methodology. Table 1 gives and overview of differences in percentage of production between VTS, AEP_{VTS}, and approximated power curves, AEP_{apr}, for different IT and average wind speeds. The AEP deviation is:

$$AEP\ Deviation\ (\%) = 100\frac{AEP_{VTS} - AEP_{apr}}{AEP_{VTS}}$$

The good approximation obtained by this simple method is explained by the different characteristics times that appear in the problem. The characteristic time for atmospheric turbulence is ten minutes, therefore any change of velocity that happen in a smaller time is considered as ambient turbulence. The detailed analysis of the effect of turbulence on turbine shows that these times are extremely high compared with the characteristics ones in the aerodynamics of turbine. For example, the characteristic time for a profile is of the order of the residence time for this profile, for a chord size of 1 m. and a profile velocity of 50 m/s the residence time is 0.02 seconds. It means that for profile any change with a period higher than 0.2 seconds is not seen as turbulence, it is just a change in boundary conditions. The content of ambient turbulence with period higher than 0.2 seconds can be simulated without problem with the simplified method.

IT	**7.5**	**8.5**	**9.5**
0.00	0.00	0.00	0.00
0.10	-0.84	-0.78	-0.70
0.15	-0.88	-0.82	-0.75
0.20	-0.59	-0.55	-0.50

Table 1. AEP deviations(%) for different V and k=2.

Another important aspect is the size of the eddies associated to turbulence. The characteristic size of an eddy can be obtained by the Strouhal number, a nondimensional value that relates frequency, size and velocity of different phenomena. The Strouhal number has a value in the range of 0.1 to 0.2 for most flows of interest. This number is defined as:

$$St = \frac{f\,L}{U}$$

where f is the frequency of vortex, L is the characteristic length and U is the flow velocity.

Assuming a value for Strouhal number of 0.1 and a value of wind velocity of 10 m/s the frequency for having a length of 10 meters is 0.1, therefore turbulence with frequency higher than 0.1 Hz has a size smaller than 10 m. The effect of randomly distributed vortex of small size compared with the rotor size can be considered neutral, as the effect of one vortex would be cancelled by another one.

Simulation of the effect of non-uniformity of flow

In this chapter the effect of non-uniformity of the flow that are not originated by turbulence are being analyzed. The characteristic time of these phenomena is the passing time of the blade that

is much smaller than the characteristic time for changing the average wind speed in the rotor originated by turbulence. This different time scales makes that these phenomena could be considered as uncoupled with turbulence.

As demonstrated previously the analytical relative variation of power output is proportional to the relative variation of volumetric flow rate. In this chapter that result will be compared with the results of numerical simulation performed with VTS.

The method to define the variation of the power curve for a specific distribution of wind speed in the rotor is very simple. For the rest of this document it is assumed that a power curve with specific climatic conditions for the turbine is available. The effective velocity is defined as:

$$v_{eff} = \frac{1}{V_{HH}} \sqrt[n]{\frac{\int V^n dA}{A}}$$

V_{HH} is the velocity of wind at HH, A is the rotor area, dA is the differential of area and V is the velocity in this differential of area, n is a constant that allows to investigate of different weighting factors.

The first step is to define the effective velocity for the climatic conditions that have been used to define the power curve. Once this value has been determined the power curve provides a relationship between effective velocity and power output. For a different effective velocity the power output is obtained by interpolating in the function defined previously. In case that effective velocity for the provided power curve is 1 the interpolation would be done directly in the power curve. This is not the case for Vestas turbines as the power curve is provided for a shear exponent of 0.15 to include such physical effect on the supplied power curve [15].

For the rest of the document it has been assumed that velocity in the rotor is only a function of z. With that assumption the effective velocity can be computed as:

$$v_{eff} = \frac{1}{V_{HH}} \sqrt[n]{2\,\frac{\int_{HH-R}^{HH+R} V(z)^n \sqrt{R^2 - (z-HH)^2}\; dz}{A}}$$

If a change of variables to nondimensionalize z and HH is applied the above equation is transformed to:

$$v_{eff} = \sqrt[n]{\frac{2}{\pi} \int_{h-1}^{h+1} v(t)^n \sqrt{1-(t-h)^2}\; dt}$$

Where:

$$t = \frac{z}{R} \qquad h = \frac{HH}{R} \qquad v_{(t)} = \frac{V(z)}{V_{HH}}$$

It could be reduced to

$$v_{eff} = \sqrt[n]{\frac{2}{\pi}\int_{-1}^{1} v(\xi)^n \sqrt{1-\xi^2}\ d\xi}$$

With $\xi = t - h$

Shear exponent effect

In this case the non-dimensional velocity in the rotor plane is:

$$v(\xi) = \left(\frac{\xi + h}{h}\right)^{\alpha}$$

Substituting this formula in the effective velocity equation for a value of n=1 the following integral is obtained:

$$v_{eff} = \frac{2}{\pi}\int_{-1}^{1} \left(\frac{\xi + h}{h}\right)^{\alpha} \sqrt{1-\xi^2}\, d\xi$$

Unfortunately, this integral can only be solved by numerical calculation. This integral is presented in Figure 4 for different values of parameter h.

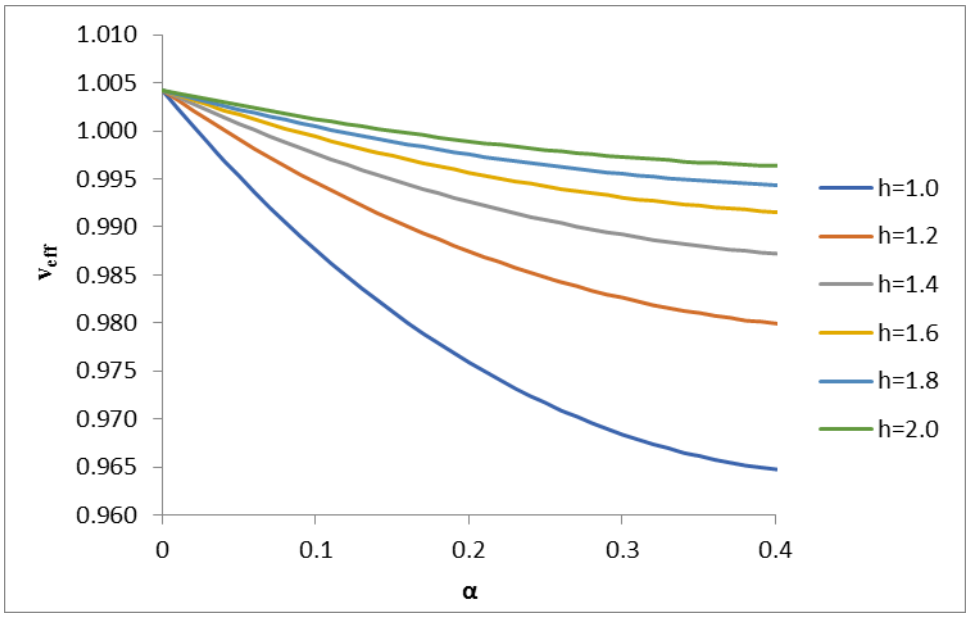


Figure 4. Effect of shear exponent on v_{eff} for different values of h for *n=1*

In Figure 5, the results obtained for different values of exponent n have been compared with the results obtained with VTS. The calculation of energy production has been done for an average velocity of 7.5 m/s and for k=2. The value that appear in Figure 5 is the change in AEP relative

to the one obtained for the power curve of α=0.15 that is the shear exponent used by Vestas to provide power curves [19].

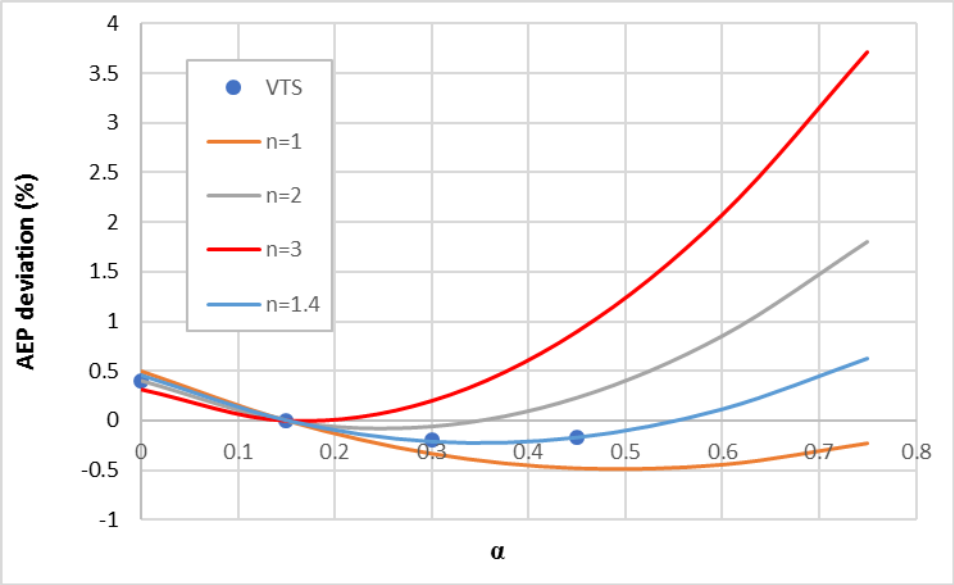


Figure 5. AEP deviation between VTS and effective velocity approach

The value of exponent n=1.4 is the one that provides a better fit between the approximate method and the numerical situation. The use of an exponent of n=1 slightly overestimate the effect of non-uniformity of the flow and the value of n=3 clearly underestimate the effect of shear exponent providing production about 1% higher than the obtained by numerical simulation for shear exponents of 0.45

Conclusions

In most of the cases the pre-construction energy estimate is performed with a unique power curve that can not take into account the variation of climatic conditions that happen in the site. This is one of the reasons that explains the extremely big variability observed in the post-construction evaluations of energy, where average value of production for a big number of wind farms is predicted with reasonable accuracy but the precision for individual project is more than questionable.

In some analysis these discrepancies are associated to the turbines when in reality are originated by a lack of knowledge of wind conditions. In any case, without a proper characterization of the wind is not possible to determine the origin of deviations in energy estimates.

The accuracy of this pre-construction energy estimate could be greatly improved if the climatic conditions of the site are used to determine the output of the turbines for the specific conditions.

The results could be further improved if the energy estimation is done by using temporal series and not prescribed wind distribution.

To perform the analysis with time series is necessary to have a fast and robust method to determine the output of the turbine for the climatic condition of the ten-minute period under study.

The authors propose to use the classical way of combining the zero turbulence power curve with a normal distribution of velocity to simulate the effect of turbulence. The zero turbulence power curve should be defined by the supplier of the turbine to remove the inaccuracies associated to the method proposed in the IEC61400-12-1. With this approximation the energy is slightly underestimated as turbines could include control features to improve production near rated velocity.

To simulate the effect of climatic variables such shear exponent, wind veer and different shapes of boundary layer the authors propose the use of the effective velocity of the rotor. This velocity would be used with the power curve provided by the supplied to obtain the response of the turbine to these variables.

References

[1] Lileo, S., Berge, E., Undheim, O., Klinkert, R. and Bredesen, R. E., 'Long-term Correction of Wind Measurements', Elforsk Report 13:18, January 2013

[2] Carta, J.A., Velázquez, S. and Cabrera Santana, P. 'A review of measure-correlate-predict (MCP) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site'. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 27. 362-400. 2013.

[3] Clifton, A., Wagner, R.. 'Accounting for the effect of turbulence on wind turbine power curves'. In: Journal of Physics: Conference Series;vol. 524. IOP Publishing; 2014

[4] Albers, A., Jakobi, T., Rohden, R. and Stoltenjohannes, J. 'Influence of meteorological variables on measured wind turbine power curves'. In: Proceedings of European Wind Energy Conference, EWEC, Milan. 2007

[5] Sakagami, Y., Santos, P., Haas, R., Passos, J. and F Taves, F. 'Effects of turbulence, wind shear, wind veer, and atmospheric stability on power performance: a case study in Brazil', EWEA, November 2015.'

[6] Bardala, Lars and Sætrana, Lars, 'Influence of turbulence intensity on wind turbine power curves', 14th Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, EERA DeepWind'2017, January 2017

[7] Honrubia, A., Vigueras, A., Gómez-Lazaro, E. and Rodríguez, D.., 'The influence of wind shear in wind turbine power estimation'. European Wind Energy Conference, 2010.

[8] Honrubia, A., Vigueras, A. and Gómez-Lazaro, E. 'The influence of turbulence and vertical wind profile in wind turbine power curve'. Progress in Turbulence and Wind Energy IV, SPPHY 141, pp. 251–254. , Springer-Verlag, 2012.

[9] Bechmann A, Sřensen N N, Berg J, Mann J, Réthoré P E 2011 The Bolund Experiment, Part II: Blind comparison of microscale flow models. Boundary-Layer Meteorol. 141 245-271

[10] Taylor P, Teunissen H 1984 The Askervein Hill project: report on the Sept./Oct. 1983, main field experiment Ontario Technical Report MSRB-84-6. Atmospheric Environment Service

[11] Mogensen S H, Hristov Y V, Knudsen S J, Oxley G 2012 Validation of CFD wind resource mapping in complex terrain based on WTG performance data EWEA 2012 Conference Proceedings

[12] Hristov Y V; Oxley G and Zagar M, 'Improvement of AEP Predictions Using Diurnal CFD Modelling with Site-Specific Stability Weightings Provided from Mesoscale Simulation'. Journal of Physics: Conference Series 524 (2014) 012116 doi:10.1088/1742-6596/524/1/012116

[13] Hahn, S., Machefaux, E., Hristov, Y.,Albano, M. and Threadgill, R. 'Estimation of annual energy production using dynamic wake meandering in combination with ambient CFD solutions'. Journal of Physics: Conference Series. 2018.

[14] 'Wind Turbine Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines'. IEC61400-12-1:2005, IEC, Switzerland 2005.

[15] 'Wind Turbine Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines'. IEC61400-12-1:2017, IEC, Switzerland 2017.

[16] Geer, T. 'High Resolution Turbine Specific Matrix', 2015. Available at www.pcwg.org

[17] Young, M. 'Power curve measurement experiences, and new approaches', EWEA Resource Assessment Workshop, Dublin 2013

[18] Bernadett, D., Brower, M., Van Kempen, S., Wilson, W. adn Kramak, B. '2012 Backcast study. Verigying AWS AWS Truepower's Energy and Uncertainty Estimates'. 2012.

[19] 'General Specification V112-3.3/3.45 MW 50/60 Hz', DMS 0034-7282 V10.

Estudo de Desempenho de Séries de Referência

Adriana Nunes, João Caldas, Paulo Campos, Vicente Ferrer
Departamento de Engenharia/Casa dos Ventos
Av. Brigadeiro Faria Lima 2055 12º Andar, São Paulo-SP, Brasil
joao.caldas@casadosventos.com.br
vicente.ferrer@casadosventos.com.br

Resumo: Sabendo a importância do estudo de extrapolação de longo prazo do recurso eólico para viabilização e mitigação de riscos do projeto, foi realizada uma comparação entre duas bases de reanálise globalmente reconhecidas no setor eólico, ERA5 e MERRA-2. O Desempenho em MCP (Measure-Correlate-Predict) para esses dados de reanálise foi avaliado com modelos de regressão lineares simples para medições de alta qualidade da velocidade do vento no brasil. As bases foram utilizadas na extrapolação de velocidade de vento para o longo prazo de mais de 280 torres de medição anemométrica, sendo comparados os níveis de correlação e comportamento por região escolhida.

Palavras-chave: Geração Eólica, Extrapolação de Longo Prazo, Reanálise.

INTRODUÇÃO

A análise de viabilidade de um projeto eólico passa por diversas etapas, como o estudo do recurso eólico, de impacto ambiental, de custos de implantação, de financiabilidade, entre outros. Cada uma dessas etapas é de extrema importância para o projeto e devem ser realizadas de forma a minimizar o seu risco durante seu período de operação.

A etapa de análise do recurso por si só já passa por várias fases, que vão desde a análise prévia da região por simulação numérica, início de medições anemométricas, tratamento de dados e extrapolação das medições para o prazo de operação do projeto. Essa última fase é necessária pois o período de operação do projeto é na maioria das vezes 5 a 6 vezes maior do que o período das campanhas de medição. Dessa forma, a extrapolação para o longo prazo deve ser realizada com cautela pois é nesse momento que se define a característica e intensidade média do vento, ou do recurso, que irá atuar ao longo da vida do projeto. Essa cautela se faz

importante pois o recurso está diretamente ligado à geração de energia e logo à geração de receita do projeto. Uma análise do projeto equivocada poderia trazer uma realidade de receita diferente da esperada por seus acionistas.

Nesse contexto, a extrapolação de medições para o longo prazo é o foco deste trabalho. São comparadas duas bases de reanálise contendo séries de velocidade de vento no período de 2008 a 2018 (10 anos), testando sua correlação e erro em bases mensais com 287 torres anemométricas. O objetivo foi de tentar traduzir qual seria a base de melhor representatividade para o longo prazo nas áreas de melhor recurso eólico do Brasil.

ESTUDO DE CASO

Foi realizada a comparação entre duas bases de reanálise em termos de correlação e erro com 287 torres anemométricas espalhadas pelo Brasil. A representatividade de cada uma das bases foi testada, com o intuito de se estabelecer suas regiões de melhor atuação.

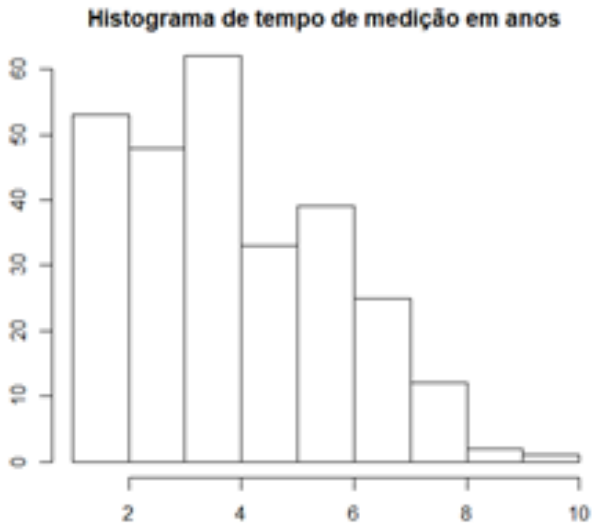


Figura 1 - Histograma em quantidade de torres anemométricas por tempo de medição das campanhas para avaliação de recurso eólico em regiões com potencial.

A velocidade do vento extrapolada/interpolada a 100m foi considerada nesse estudo. Para os diferentes períodos de agregação dos dados, considerou-se apenas períodos com taxa de recuperação dos dados acima de 85%.

As bases de reanálise testadas foram MERRA-2 e ERA5.

O MERRA-2 (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2) é a base de reanálise fornecida pelo GMAO (Global Modeling and Assimilation Office), ligado ao programa de observações terrestres da NASA. O GMAO é o escritório responsável pela pesquisa, desenvolvimento e assimilação de modelos para as missões da NASA. Um de seus produtos é o MERRA-2, que provê, entre outros tipos de dados, séries horárias de vento zonal e meridional a 50m de altura desde 1980 na resolução de 0.625ºx0.5º. O MERRA-2 teve a responsabilidade de substituir o MERRA, o qual teve seu sistema de assimilação congelado em 2008. O MERRA-2 possui um sistema de assimilação mais moderno, GEOS-5, que consegue utilizar os mais variados tipos de dados em seus modelamentos.

O ERA5 pertence ao ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts), instituto de pesquisa europeu que fornece previsões climáticas e monitoramento atmosférico de todo o globo. O ERA5 utiliza o sistema de assimilação 4D-Var do ciclo CY41R2 do ECMWF IFS (Integrated Forecast System), fornecendo séries horárias de vento zonal e meridional a 100m de altura desde 1979 em resolução de 0.25ºx0.25º. Para compor seus modelos, assim como o MERRA-2, o ERA5 também utiliza dados satelitais, de radiossondas, aeronaves, entre outros.

Abaixo seguem as distribuições de velocidade do vento para os pontos da malha de dados correspondente mais próximos das campanhas de medição anemométrica consideradas.

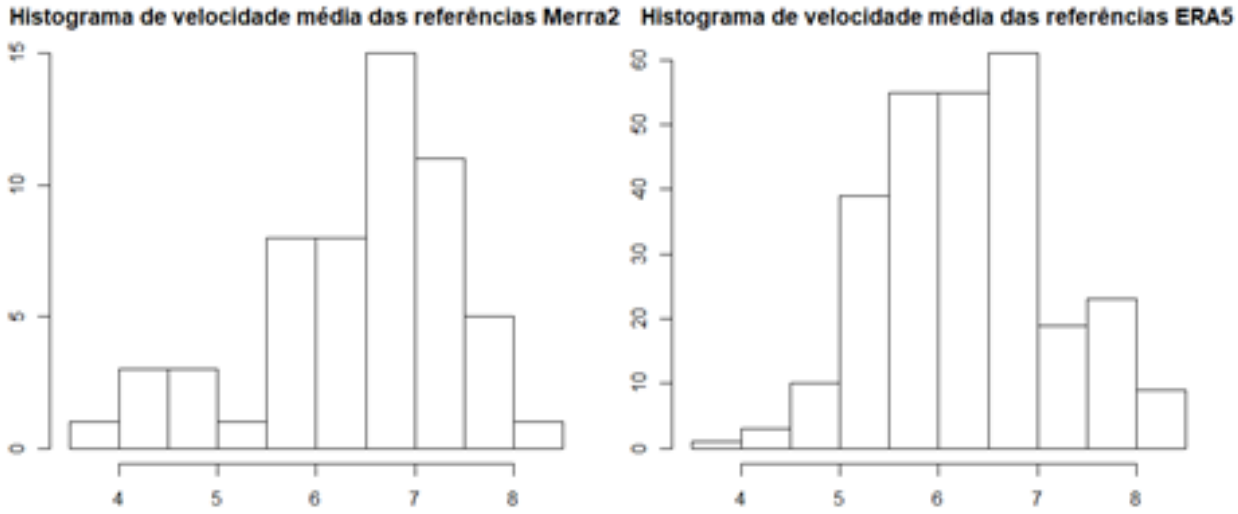


Figura 2 - Histogramas em quantidade de pontos da malha como série de referência mais próxima das campanhas anemométricas por velocidades média do vento (m/s).

MÉTODOS

Os pontos da malha de dados mais próximos foram correlacionados com as medições anemométricas, resultando em uma amostragem de 111 pontos ERA5 e 56 pontos Merra2 começando. Foi considerado período comum de dados de 2008 a 2018. Modelos de regressão lineares simples foram adotados por simplicidade para análise de desempenho com mínima interferência do modelo utilizado. Não foram adotadas exclusão de outliers de variáveis preditoras, nem remoção de pontos de influência. A métrica (*score*) de desempenho adotada foi o coeficiente de determinação, conhecido como R^2, que indica, em percentagem, o quanto um modelo de regressão consegue explicar a relação entre as variáveis. Quanto maior o R^2, mais o modelo é explicativo, ou seja, melhor ele se ajusta à amostra. Considerando que será utilizado o mesmo modelo de predição, regressão linear simples, referências com maiores valores de R^2, apresentaram melhor capacidade de previsão.

Definindo:

$$SQ_{\text{tot}} = \sum_{i=1}^{n}(y_i - \bar{y})^2 \quad SQ_{\text{res}} = \sum_{i=1}^{n}(y_i - \hat{y}_i)^2 \quad SQ_{\text{exp}} = \sum_{i=1}^{n}(\hat{y}_i - \bar{y})^2$$

Tem-se que a soma total dos quadrados (SQtot) é igual à soma dos quadrados explicada (SQexp) com a soma dos quadrados dos resíduos (SQres; parte não explicada pelo modelo), logo:

$$SQ_{\text{tot}} = SQ_{\text{exp}} + SQ_{\text{res}} \quad \text{e} \quad R^2 = \frac{SQ_{\text{exp}}}{SQ_{\text{tot}}} = 1 - \frac{SQ_{\text{res}}}{SQ_{\text{tot}}}$$

Essas variáveis podem ser representadas no diagrama de Taylor.

A métrica de erro adotada foi o erro quadrático médio, dado por:

$$\text{RMSD} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{T}(\hat{y}_t - y_t)^2}{T}}$$

RESULTADOS

Foram obtidos resultados para modelos lineares entre observações (medições anemométricas) e séries de modelos de reanálise em diferentes períodos de agregação: médias diárias e mensais. Os resultados estão apresentados em diagramas de Taylor com desvio padrão normalizado. Neste gráfico, cada modelo (regressão linear entre uma torre anemométrica e a série de referência mais próxima) é representado por um ponto, de forma que pode-se comparar sua correlação, desvio padrão e métrica de erro.

Abaixo estão representados os modelos obtidos apenas com a série Merra2 para médias mensais (preto) e diárias (azul).

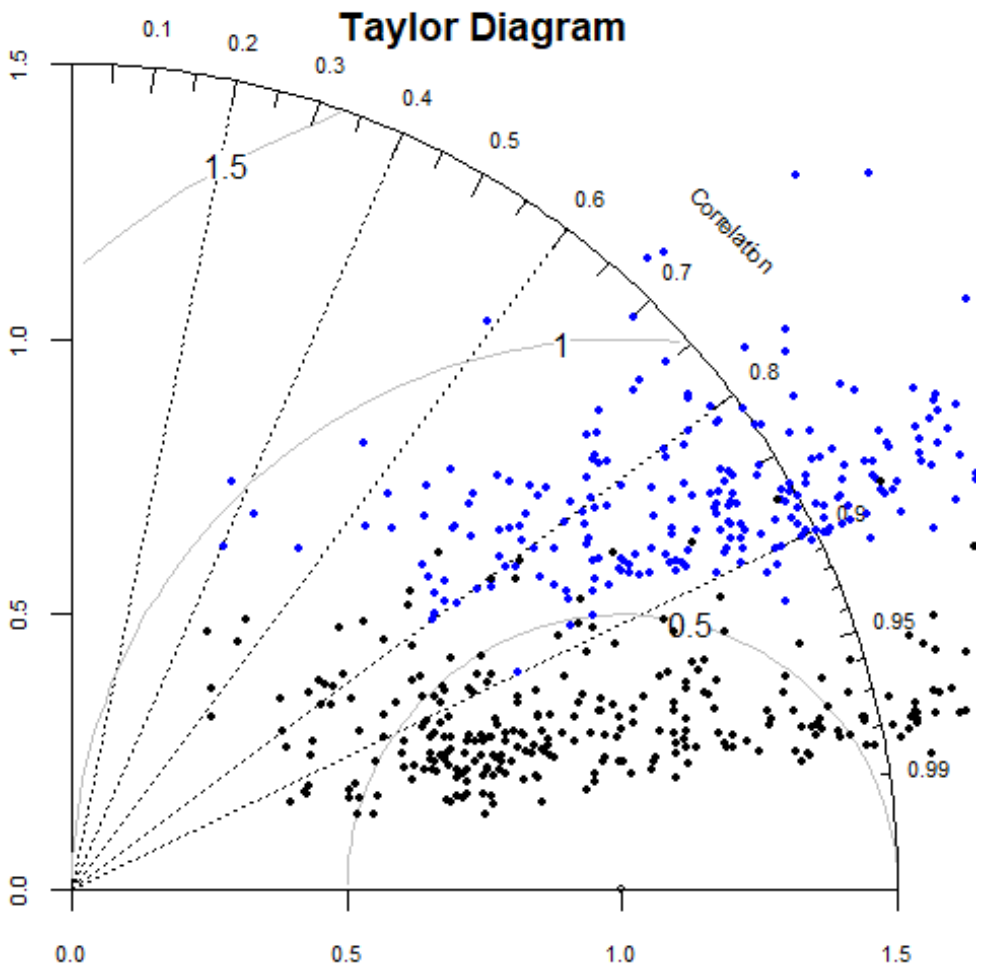


Figura 3 - Diagrama de Taylor para todos os modelos lineares obtido com Merra2, observando a sensibilidade de desempenho entre médias mensais (preto) e diárias (azuis).

Observa-se, portanto, um ganho expressivo de desempenho para modelos ´de regressão linear com médias mensais. Os modelos criados com médias mensais apresentam uma estimativa com erro significativamente menor, conforme o gráfico abaixo.

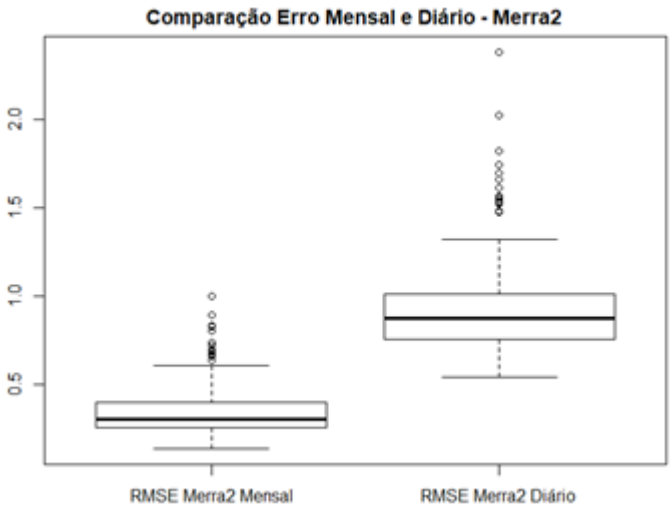


Figura 4 - Comparativo da distribuição do erro dos modelos lineares entre período de agregação (diário e mensal)

Erro quadrático médio de 0.35 m/s para modelos com médias mensais e 0,93 m/s para modelos com médias diárias.

No comparativo para se avaliar a eficiência das duas bases de reanálise. Das regressões lineares obtidas pelas médias mensais dos períodos comuns das torres e das respectivas bases, formulou-se o diagrama de Taylor mostrado na figura abaixo.

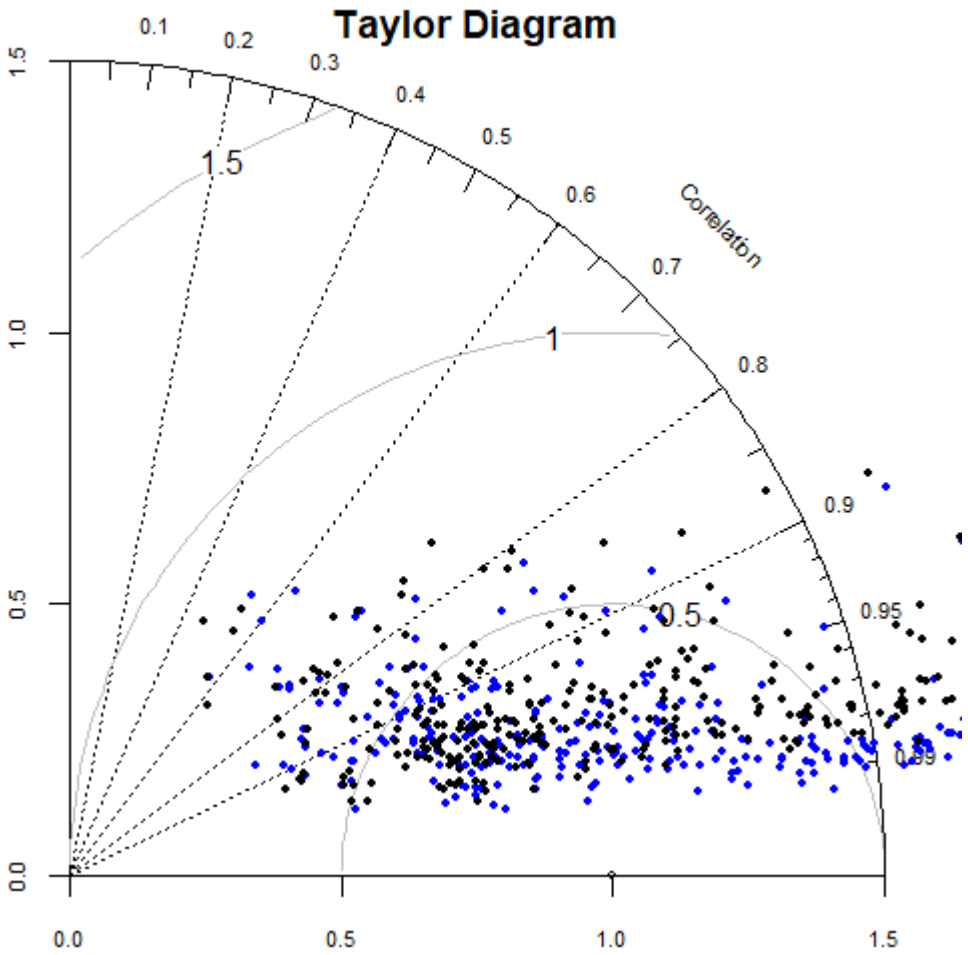


Figura 5 - Diagrama de Taylor obtido pela correlação entre as medições das torres com as bases de reanálise, em termos de médias mensais. Em preto, os resultados obtidos pelo MERRA-2. Em azul, são exibidos os resultados com ERA5.

Apesar de pequena diferença entre o desempenho dos modelos considerando as duas séries de referências distintas, é possível observar um pequeno ganho, de modo geral, na utilização do ERA5. Esta referência é mais moderna e constata-se, desta forma, sua maior aderência às medições meteorológicas de forma mais robusta no nordeste do Brasil, principalmente em áreas de grande interesse para desenvolvimento de novos projetos eólicos.

No gráfico abaixo é possível avaliar um ganho significativo na redução dos erros dos modelos com a utilização da série ERA5, apresentando não apenas valores de erro menores, mas uma distribuição de erros mais concentrada.

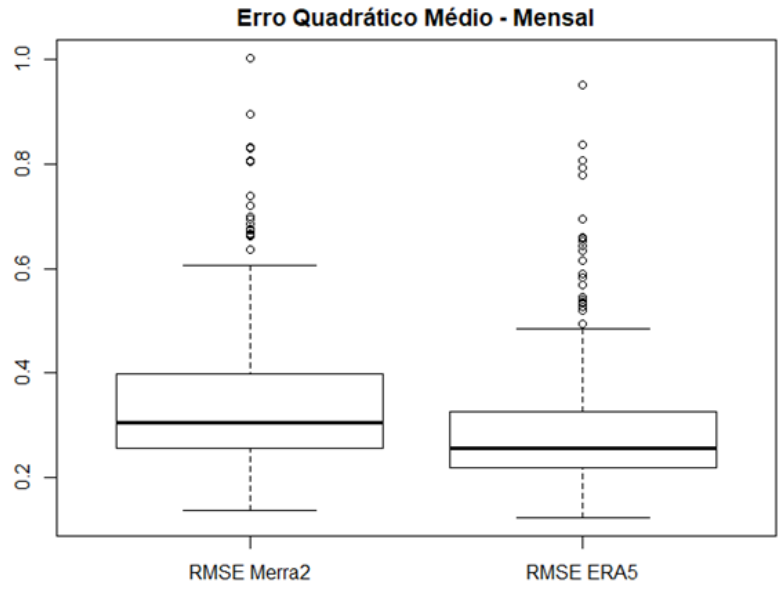


Figura 6 - Boxplot dos erros quadráticos médios calculados para o modelo linear com cada torre anemométrica considerando as duas séries de referência.

A média dos erros quadráticos médios dos modelos reduz de 0,35 m/s com Merra2 para cerca de 0,29 m/s com ERA5.

Em termos de R^2, os modelos lineares obtidos com a base ERA5 (93%) superam em 3 pontos percentuais os resultados obtidos com MERRA-2 (cerca de 90%).

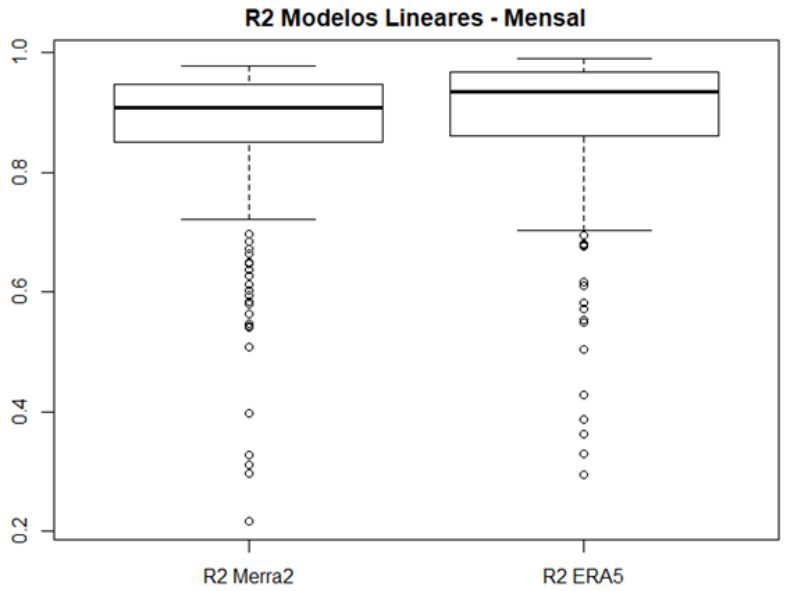


Figura 7 - Boxplot dos coeficientes de determinação dos modelos lineares com ERA5 e Merra2.

CONCLUSÃO

Foram comparadas as duas bases de reanálise de maior evidência no setor eólico nos processos de extrapolação de longo prazo de recurso. MERRA-2 e ERA5 são produtos de recentes atualizações de seus antigos modelos e já possuem quantidade considerável de dados disponíveis ao público em geral.

Do estudo, foram realizadas comparações do desempenho das duas bases com 287 torres anemométricas. A métrica utilizada foi o coeficiente de correlação R^2 e o desvio padrão da série obtida quando comparada com a série observada.

Os resultados trazem o ERA5 com resultados melhores aos encontrados pelas regressões com MERRA-2, obtendo um coeficiente de correlação três pontos percentuais acima das regressões obtidas pelo MERRA-2.

Ainda não tão divulgado no Brasil e pelo fato de há pouco tempo suas séries de dados só conterem o período de 2008 até os dias atuais, o ERA5 vem sendo validado em diversas regiões no Brasil, e já é razoável pensar que comece a ser utilizada em cada vez mais projetos eólicos brasileiros.

REFERÊNCIAS

[1] Copernicus Climate Change Service (C3S) (2017): **ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate**. Copernicus Climate Change Service Climate Data Store (CDS), acesso em 01/03/2018. https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home

[2] MERRA-2 Overview: **The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2** (MERRA-2), Ronald Gelaro, et al., 2017, J. Clim., doi: 10.1175/JCLI-D-16-0758.1

[3] CROUHY, Michel; MARK, Robert; GALAI, Dan., **Risk Management**, 1ª ed, Nova Iorque: McGraw-Hill Education, 2000.

BIOGRAFIA

João Caldas – Natural de Recife/PE e nascido em 03 de julho de 1987, formou-se em Engenharia Mecânica-Aeronáutica pelo ITA (2012). Trabalhou com modelagem CFD para turbinas à gás na *Alstom Power Switzerland*. Possui MBA em *BigData* e *Analytics* pela FGV. Com sete anos trabalhando no setor eólico, acumula experiência em prospecção *greenfield* de recursos eólicos e projeto de parques eólicos na Casa dos Ventos.

Vicente Ferrer – Natural do Rio de Janeiro/RJ e nascido em 23 de março de 1991, formou-se em Engenharia Aeronáutica pelo ITA (2014). Durante a graduação, trabalhou com vibrações no laboratório do VLS brasileiro e na Safran Aircelle, em Toulouse, França. É pós-graduado em energias renováveis pela UTFPR. Trabalhou quatro anos na consultoria Camargo-Schubert, acumulando experiência em prospecção *greenfield* de recursos eólicos, projeto e análise de operação de parques eólicos, e na elaboração de atlas solares e eólicos. Atualmente é gerente de projetos em desenvolvimento na Casa dos Ventos.

O EFEITO DE BLOQUEIO DOS PARQUES EÓLICOS E SEU IMPACTO NAS PREVISÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Leonardo Barriatto – leonardo.barriatto@dnvgl.com
Frederico Tilman – frederico.tilman@dnvgl.com
Circe Triviño – circe.trivino@dnvgl.com
DNV GL Energy, Av. Carlos Gomes, 1000 / 702, Porto Alegre – RS, Brasil

RESUMO

Quando um aerogerador opera em isolamento, a jusante de seu rotor se forma a região da esteira, onde a velocidade média do escoamento é reduzida em relação à velocidade da corrente livre. A montante do rotor é gerada uma região de bloqueio, onde também se observa redução de velocidade. Quando vários aerogeradores próximos operam simultaneamente em um parque eólico, as zonas de bloqueio de cada aerogerador se sobrepõem e formam uma região de bloqueio combinada de alcance muito mais extenso a montante do parque.

Os modelos de cálculo amplamente utilizados no setor eólico para simulações de perdas aerodinâmicas consideram o efeito de esteira, porém não consideram o efeito de bloqueio. Dados de parques eólicos operacionais sugerem que desconsiderar este efeito nos cálculos das estimativas de geração de energia pode causar erros sistemáticos relevantes nas previsões.

A DNV GL quantificou o efeito de bloqueio utilizando simulações numéricas do escoamento em três parques eólicos *onshore*. Os resultados sugerem que a zona de bloqueio combinada pode causar reduções de velocidade mais intensas do que se pensava inicialmente, e se estender para além de 2 km a montante dos aerogeradores.

Estas simulações numéricas foram validadas através de torres anemométricas que registraram dados nas imediações destes parques, durante os períodos anterior e posterior ao início das operações comerciais. Segundo essas medições, a uma distância de dois diâmetros de rotor a montante dos aerogeradores, observa-se redução média de 3,4% na velocidade do escoamento em relação à velocidade de corrente livre. A uma distância de sete diâmetros de rotor, a redução média de velocidade medida foi de 1,9%. Quando avaliadas do ponto de vista da produção de energia, essas reduções podem ser de magnitude ainda maior.

Palavras-chave: efeito de bloqueio; perdas aerodinâmicas; geração de energia eólica; aerogeradores; simulações numéricas; CFD.

ABSTRACT

The operation of a single wind turbine leads to the development of a wake zone downstream of its spinning blades, where the mean wind speed is reduced with respect to the incoming free stream velocity. Another wind speed reduction zone is also formed upstream of the rotor: the induction or blockage zone. When multiple neighboring wind turbines operate simultaneously, a more extensive wind speed reduction zone is observed, as if the blockage from individual turbines had combined into a wind farm scale blockage effect.

The computational models used within the wind sector to calculate aerodynamic losses do consider the wake effect. However, most of them do not consider the blockage effect. Data from operational wind farms suggest that the combined wind farm level blockage causes front row turbines to produce less energy than they each would operating in isolation. Should this phenomenon be ignored from wind energy production estimates, it may result in an overprediction bias that pervades the entire wind farm.

DNV GL has used numerical simulations to quantify the blockage effect on three onshore operational wind farms. The results suggest that the combined wind farm blockage effect can lead to more intensive wind speed reduction levels, than what was initially assumed by the wind sector. According to the simulations, in some cases the blockage regions may extend further than 2 km upstream of the front row turbines.

The results from these numerical simulations have been validated against measured data. DNV GL used the measurements from several meteorological masts installed near those wind farms areas, that kept continuously registering data before and after the beginning of the turbines commercial operations. According to these measurements, at a distance of two rotor diameters upstream of the wind farms, the average wind speed slowdown is 3.4% with respect to free stream velocity; at seven to ten rotor diameters upstream, the average slowdown is 1.9%. When translated into energy production, these reductions may be of even greater magnitude.

Key-words: blockage effect; aerodynamic losses; energy production assessment; wind turbines; numerical simulations; CFD.

1. INTRODUÇÃO

Quando um corpo sólido é introduzido dentro do campo de escoamento de um fluído, a dinâmica do escoamento é alterada em virtude da presença do corpo sólido. Em geral, estas alterações são mais intensas na região da interface do fluído com o sólido, em virtude principalmente das forças de atrito e dos gradientes de pressão que se formam. É notório que perturbações no campo de escoamento se propagam tanto a jusante quanto a montante do corpo sólido. Este comportamento universal da mecânica dos fluídos pode ser ilustrado, por exemplo, pelo campo de velocidades formado no escoamento de ar ao redor de um cilindro sólido, conforme aquele exibido na Figura 1.

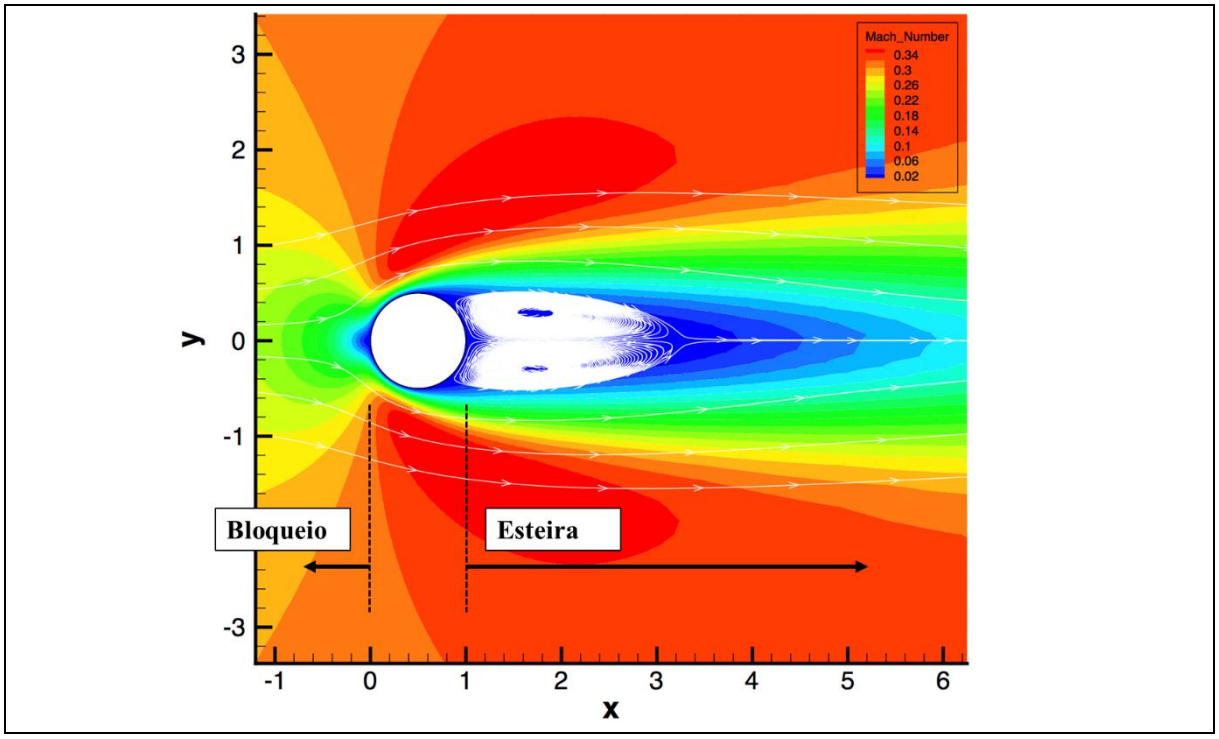


Figura 1 – Vista transversal do campo de velocidade do escoamento laminar de um fluído viscoso ao redor de um cilindro infinitamente longo. (Nº de Reynolds, $Re = 40$)

Pode-se notar pela Figura 1 que uma extensa região com déficit de velocidade é formada a jusante do cilindro. Esta região frequentemente é chamada de "esteira". Simultaneamente, uma região com déficit de velocidade menos extensa também pode ser observada a montante do corpo sólido. Trata-se da região de "bloqueio" ou "indução" do campo de escoamento.

O corpo da Figura 1 é estacionário, mas, caso este estivesse em movimento, como por exemplo, no caso da trajetória de uma bola de golfe, diferentes perturbações no campo de escoamento seriam causadas. As regiões com déficit de velocidade mudariam de intensidade e direção em virtude do movimento do corpo sólido.

O comportamento do escoamento atmosférico do vento ao redor de um aerogerador em operação é afetado de forma similar pela presença e pelo movimento das pás e da *Nacelle*. Neste caso, também se formam regiões de interferência e déficit de velocidade, tanto a jusante do aerogerador (na esteira), como a montante do mesmo (na região de bloqueio).

A região da esteira já foi alvo de extensas pesquisas acadêmicas e comerciais ao longo das últimas décadas. O mesmo não pode ser afirmado sobre a zona de bloqueio. Por essa razão, o foco deste trabalho será estudar a região de bloqueio que se forma a montante de um grupo de aerogeradores em operação, avaliando as premissas que são comumente adotadas a respeito desta região em análises de recurso eólico, e os potenciais efeitos destas premissas sobre as previsões de geração de energia para um parque eólico.

2. RELEVÂNCIA PARA O SETOR EÓLICO

A região de redução de velocidade que se forma no escoamento do vento incidente no rotor de uma turbina eólica é um fenômeno físico amplamente conhecido na indústria e na academia. Exemplo disso é que a norma técnica internacional habitualmente seguida para medição e testes de curva de potência em aerogeradores (IEC 614000-12-1), recomenda que os equipamentos de medição do recurso eólico sejam montados a uma distância de 2 a 4 diâmetros de rotor a montante do aerogerador sendo testado, de forma que a velocidade do vento registrada no equipamento de medição seja representativa da velocidade do escoamento livre.

Uma simulação numérica simples do escoamento do vento através de um aerogerador de porte industrial ajuda a visualizar este fenômeno. A Figura 2 ilustra a redução da componente horizontal de velocidade do vento que se observaria para um aerogerador cujo rotor mede 136 m e situa-se a 110 m de altura em relação ao solo. Para esta simulação ilustrativa considerou-se terreno plano, com cobertura uniforme e condições meteorológicas de neutralidade atmosférica. O modelo computacional empregado e as condições de contorno consideradas são descritos em detalhe no Capítulo 4. A velocidade de corrente livre ("U_∞") é de 8 m/s na altura do cubo do rotor. Segundo a simulação, nesta mesma altura, na linha central do cubo, a uma distância de 2 diâmetros de rotor (2 D) a montante do aerogerador, esta velocidade é reduzida em cerca de 1,3%. A uma distância de 4 D, a redução observada é de 0,5%.

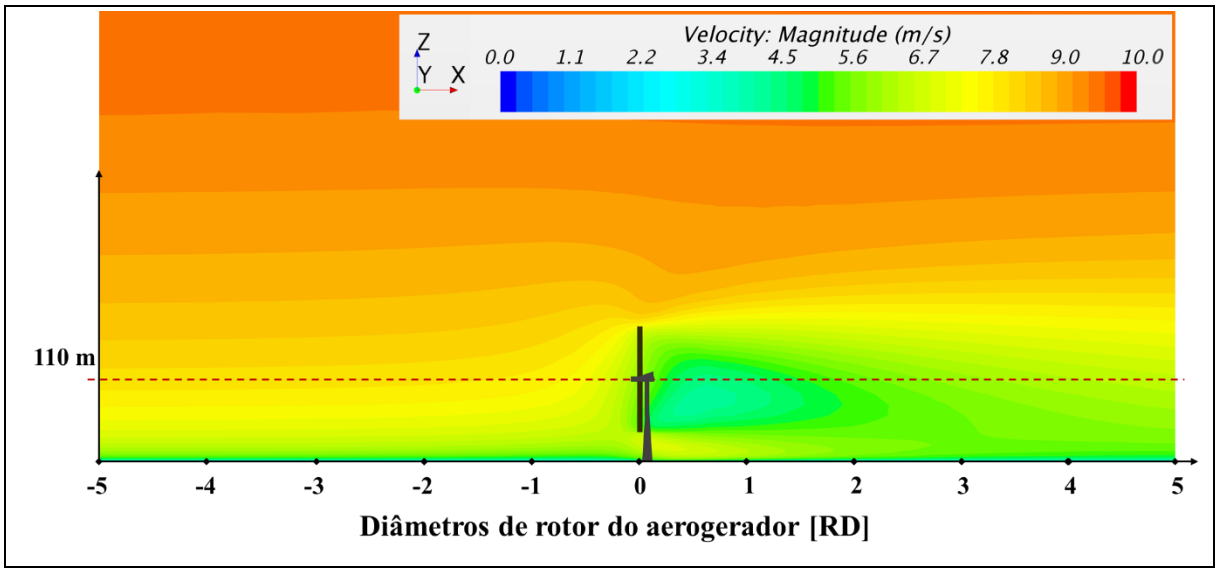


Figura 2 – Campo da componente horizontal de velocidade média ("V_{xy}") ao redor de um aerogerador operando em local com terreno plano e cobertura uniforme

As investigações e validações descritas ao longo dos capítulos 4 e 5 sugerem que, quando um grupo de aerogeradores contíguo opera simultaneamente, a redução de velocidade que se forma a montante dos aerogeradores, possui magnitude e alcance muito maiores do que se observa no caso de um aerogerador individual. De certa forma, pode-se considerar que o efeito de indução ou bloqueio de cada aerogerador individual se sobrepõe, combinando-se para formar uma zona de bloqueio mais extensa, das proporções do parque eólico.

Fenômenos semelhantes já foram observados por diversos outros autores. Ebenhoch et. al. 2016, realizaram experimentos em túnel de vento e simulações numéricas com um parque eólico composto por 105 aerogeradores. Com todos os aerogeradores operando simultaneamente, os resultados produzidos pelos autores sugerem a formação de uma zona de bloqueio (combinada) que diminui a velocidade do escoamento livre em cerca de 1% a uma distância equivalente a 10 diâmetros de rotor a montante dos aerogeradores.

Para o escoamento através de um canal fechado, Nishino e Willden, 2012, demonstraram através de simulações numéricas com turbinas movidas por energia maremotriz (*tidal turbines*), que o efeito de bloqueio poderia ser utilizado para aumentar a produção de energia de algumas posições ao longo do canal em até 5%, dependendo da compactação do *layout*, relativamente ao que estas posições produziriam se operando isoladamente.

Bleeg et al., 2018, citam uma série de outros pesquisadores que se depararam com o efeito de bloqueio e fizeram considerações sobre tal. Um aspecto é comum à maioria destes estudos: a magnitude do efeito pode ser elevada, e negligenciá-lo pode ter impactos igualmente elevados.

2.1. Negligência do efeito de bloqueio

Possivelmente, o aspecto do efeito de bloqueio combinado que é mais relevante para o setor eólico, está relacionado aos estudos de previsão de produção de energia eólica. A grande maioria dos modelos amplamente utilizados para o cálculo das perdas aerodinâmicas (ou "perdas por esteira") ignoram completamente a existência do efeito de bloqueio. Para exemplificar como isso ocorre, a Figura 3 apresenta configurações distintas de aerogeradores: cada círculo representa um aerogerador e é proporcional em escala ao diâmetro do rotor. As setas representam a direção mais frequente do escoamento.

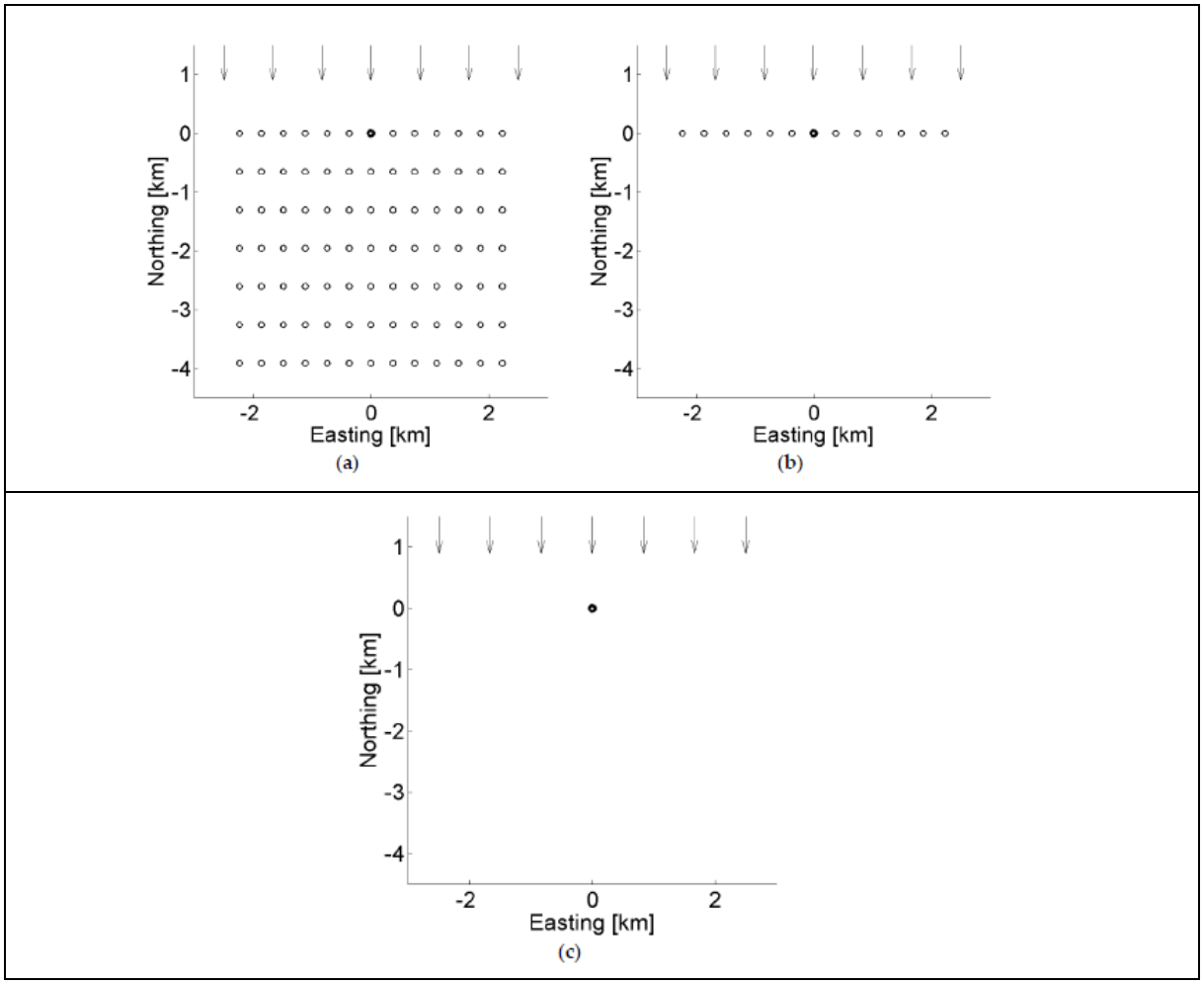


Figura 3 – Vista superior de um parque eólico ilustrativo. Círculos representam aerogeradores. (a) Todos os aerogeradores do parque em operação. (b) Apenas aerogeradores da primeira fila em operação. (c) Apenas um aerogerador da primeira fila em operação. [Adaptado de Bleeg et. al., 2018]

Segundo Bleeg et al., 2018, geralmente os modelos de esteira são calibrados partindo do pressuposto que um dado aerogerador selecionado na primeira fila, produziria a mesma energia se estivesse operando em concorrência com todos os aerogeradores do parque (Figura 3 a); se

estivesse operando apenas em concorrência com os aerogeradores contíguos da primeira fila (Figura 3 b); ou ainda se estivesse operando isoladamente (Figura 3 c). De acordo com esta metodologia de calibração, apenas os aerogeradores situados a jusante da primeira fila sofreriam perdas aerodinâmicas.

Walker et. al., 2015, realizaram um estudo comparativo com quatro modelos de esteira que, segundo os autores, são os mais comumente empregados pela indústria eólica na fase de desenvolvimento de novos projetos. Os autores também consideraram as variações dos modelos capazes de simular os efeitos de acoplamento de grandes parques eólicos com a camada limite atmosférica (*large wind farm correctio*n). O desempenho dos modelos foi avaliado através de comparações com a energia produzida por cinco parques eólicos *offshore*. Em média o erro absoluto calculado para as previsões de perdas por esteira de todos modelos testados foi de 9.3%. O erro de todos os modelos foi superior para o parque eólico *Lillgrund* (Dinamarca) que apresentava o menor espaçamento lateral mínimo entre aerogeradores (3,3 D). No caso deste parque, o erro médio apresentado por todos os modelos foi de 11,4%, com o máximo chegando a 22,0% em um dos casos. Embora seja elevada, a magnitude dos erros observados pelos autores encontra-se dentro dos limites de incerteza usualmente adotados para os resultados de modelos de esteira (±25%). Vale ainda ressaltar que no caso do parque *Lillgrund*, onde o *layout* de aerogeradores é compacto, todos os modelos investigados apresentaram a mesma tendência, subestimando as perdas por efeito de esteira.

O tipo de comparação realizada por Walker et. al., 2015 ilustra a prática de validação e calibração que tem sido amplamente adotada pelo setor eólico: a produção de energia efetivamente produzida por parques eólicos operacionais é normalizada pela produção dos aerogeradores da fila frontal. Outro bom exemplo desta prática é o parque eólico operacional *Horns Rev I* (Dinamarca), que foi utilizado como um dos estudos de caso para validação de alguns dos modelos de esteira disponíveis no software *WindFarmer* (DNV GL, 2014). A direção predominantemente do vento é de oeste para leste na região do parque em questão. Conforme ilustra a Figura 4, a energia estimada com a aplicação dos modelos de esteira foi comparada com a energia produzida pelas filas de aerogeradores normalizada pela energia produzida pela fila frontal.

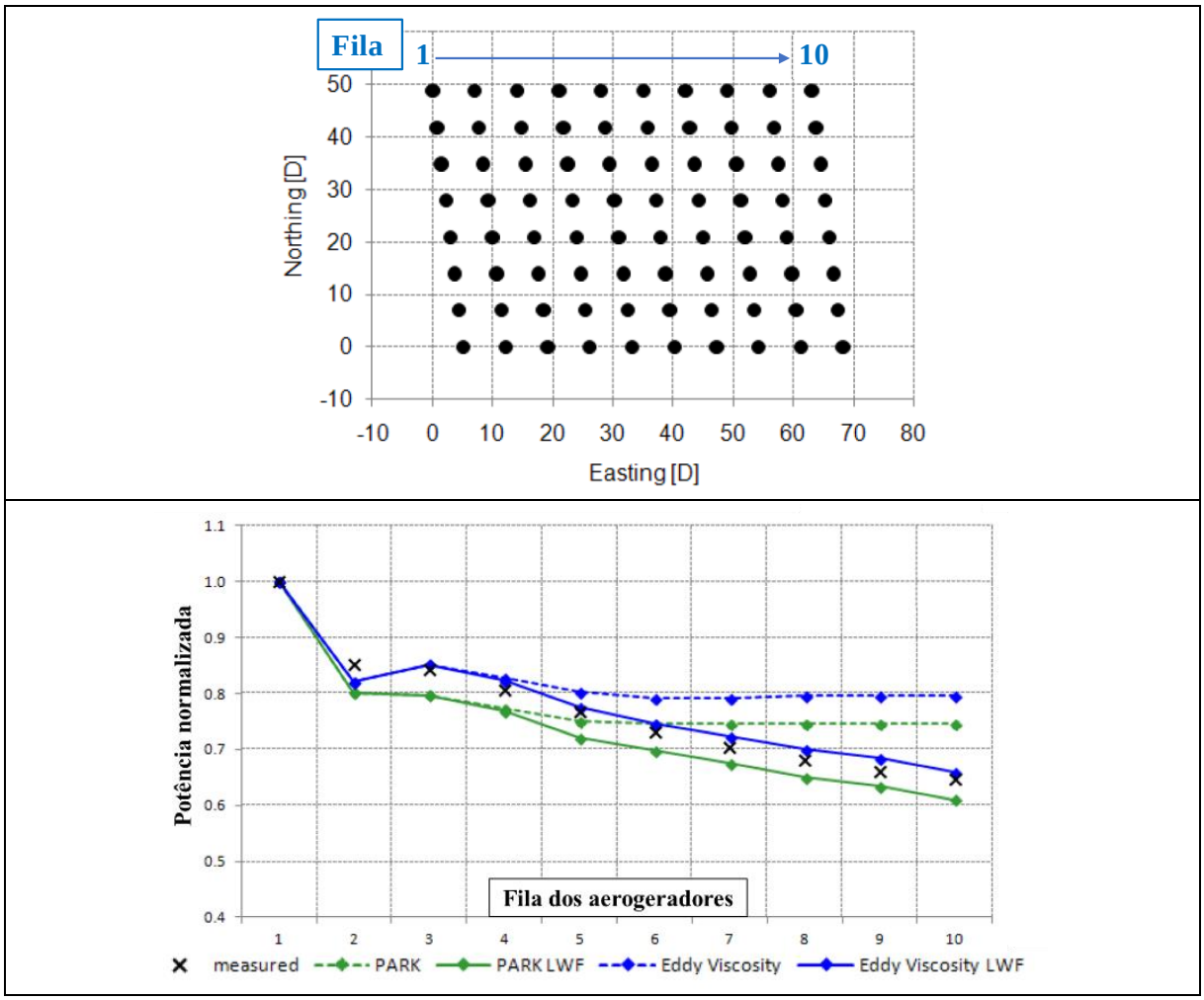


Figura 4 – Vista superior do parque eólico *Horns Rev I*. Círculos representam aerogeradores (acima). Comparação de modelos de esteira por fila (abaixo). [Adaptado de DNV GL, 2014]

Durante a operação comercial do parque eólico *Horns Rev I*, os aerogeradores da primeira fila não estavam expostos a velocidade de corrente livre do escoamento atmosférico. O campo de velocidade é afetado pelo efeito de bloqueio, em especial imediatamente a montante da primeira fila. Esse fenômeno está intrínseco nas calibrações dos modelos de esteira em virtude da forma como foram validados e calibrados, a exemplo da Figura 4. Caso esta realidade seja desprezada, e um dado modelo de esteira seja aplicado durante o desenvolvimento de um novo projeto, partindo do pressuposto que os aerogeradores frontais experimentam velocidades de corrente livre, a expectativa de produção de energia para todo o parque poderá estar sendo sobrestimada.

Tanto no Brasil quanto no resto do mundo, a DNV GL tem observado que, em média, a produção de energia efetivamente observada em parques eólicos em operação é inferior às estimativas de produção de energia de estudos pré-construtivos. Para um grupo de 50 projetos

avaliados na América do Norte entre 2011 e 2016, este erro nas estimativas de produção de energia foi da ordem de 2% para a maioria dos projetos (DNV GL, 2017). Para a indústria eólica como um todo, é possível que uma quantidade maior de estimativas de produção de energia esteja negligenciando um fator de perda de energia relevante, que é o efeito de bloqueio.

3. OBJETIVOS

O principal objetivo deste estudo consiste em quantificar o déficit de velocidade imposto pelo efeito de bloqueio combinado dos aerogeradores operacionais de um parque eólico, através da aplicação de simulações numéricas (descritas no Capítulo 4) e também de medições de dados anemométricos realizadas em três parques eólicos (descritas no Capítulo 4.1).

Um objetivo secundário deste estudo consiste em demonstrar o impacto negativo que o efeito de bloqueio pode ter sobre estimativas de produção de energia eólica caso seja negligenciado pelos modelos de esteira.

Como objetivo paralelo busca-se ainda alertar a indústria eólica e o setor acadêmico sobre a necessidade de estudos adicionais sobre o efeito de bloqueio e sobre métodos e modelos que permitam quantificá-lo, do ponto de vista da geração de energia eólica, com maior precisão.

4. SIMULAÇÕES NUMÉRICAS

Para quantificar a magnitude e a extensão do efeito de bloqueio, a DNV GL utilizou principalmente simulações numéricas para o escoamento atmosférico baseadas no equacionamento RANS (*Reynolds Averaged Navier Stokes*) com modelo de turbulência tipo "k-ε" e aproximação de Boussinesq. Este tipo de modelo é amplamente utilizado pela indústria eólica, conforme sugerem os resultados do estudo comparativo realizado por Bechmann et al., 2011, no qual resultados obtidos com diferentes modelos de escoamento submetidos por 57 participantes foram comparados com medições de 10 torres anemométricas instaladas na ilha *Bolund*, Dinamarca. Dos 10 participantes que apresentaram os resultados mais precisos, todos utilizaram simulações RANS com modelo de turbulência tipo "k-ε".

O modelo empregado pela DNV GL foi aprimorado para simular com precisão os efeitos da estratificação térmica que ocorre dentro e fora da camada limite atmosférica. Para as simulações foram utilizados domínios computacionais com seis fronteiras. As duas fronteiras de entrada possuem perfis verticais definidos de velocidade, temperatura, pressão, energia cinética turbulenta ("k") e taxa de dissipação turbulenta ("ε"). Estes perfis foram construídos

através da metodologia descrita por Bleeg et al., 2014, baseada na teoria para o equilíbrio dentro da camada limite atmosférica proposta por Monin e Obukhov, 1954, e na formulação postulada por Nieuwstadt, 1984. As duas fronteiras de saída do domínio possuem pressão e temperatura potencial definidas. A fronteira superior é deslizante, e se situa aproximadamente 17 km acima do nível do terreno. A fronteira inferior é construída a partir de mapas topográficos de alta resolução horizontal e possui condição de não deslizamento com função de parede modificada para considerar rugosidade aerodinâmica variando espacialmente ("z_0"). Foram malhas computacionais não estruturadas, baseadas em elementos poliédricos com resolução horizontal variando conforme a proximidade dos pontos de interesse (aerogeradores). A implementação foi realizada dentro do *software* para simulações CFD (*Computational Fluid Dynamics*) Star-CCM+ (Siemens, 2017).

O desempenho positivo desta configuração de modelo em prever a variação espacial do escoamento atmosférico livre foi quantificado e validado através de comparações com medições de torres anemométricas em mais de 200 parques eólicos, conforme os resultados publicados por Corbett et al., 2015.

Para o presente estudo, o referido modelo foi aprimorado para simular a presença de aerogeradores operacionais. Conforme o estudo publicado por Bleeg et al., 2018, foram utilizados discos atuadores para representar os aerogeradores. Estes discos são constituídos por células de malha cilíndricas cuja espessura unitária corresponde a 5% do diâmetro do rotor do aerogerador que se deseja simular. Há 20 células deste o centro até a extremidade de cada disco, e sua espessura é composta por 5 células. As forças de contato (axiais e tangenciais) aplicadas aos discos são derivadas a partir das curvas de potência e de coeficiente de empuxo ("C_t") fornecidas pelos fabricantes dos aerogeradores, geralmente como função da velocidade do escoamento livre ("U_∞").

Para os três parques eólicos estudados foram realizadas simulações a cada 10 graus de variação, considerando a direção horizontal de entrada do escoamento no domínio computacional. Todas as simulações realizadas convergiram para resultados estáveis e apresentaram variação da ordem de 10^{-4} para os resíduos numéricos avaliados nas posições dos aerogeradores após 2000 iterações.

4.1. Validações

Os proprietários de três parques eólicos operacionais concederam à DNV GL séries de dados registrados por torres anemométricas instaladas nas áreas desses parques, para validação

das simulações numéricas descritas no Capítulo 4. Essas torres foram montadas e instrumentadas segundo as melhores práticas internacionais (IEC 61400-12-1) e possuem medições válidas para os períodos anteriores e posteriores ao início das operações dos aerogeradores.

A Figura 5 ilustra as características comuns dos parques que foram selecionados para o estudo, e que os tornam favoráveis à metodologia de validação utilizada.

- Existência de ao menos uma torre situada no perímetro (P) do parque eólico, imediatamente a montante dos aerogeradores na direção do escoamento predominante. Estas torres são claramente afetadas pelo efeito de bloqueio;
- Existência de ao menos uma torre de referência (R), mais distante do parque eólico, lateralmente ou a montante dos aerogeradores. Pressupõe-se que estas torres observam a velocidade de corrente livre.
- Medições concorrentes nas torres P e R para os períodos anterior e posterior ao início das operações comerciais nos parques eólicos.

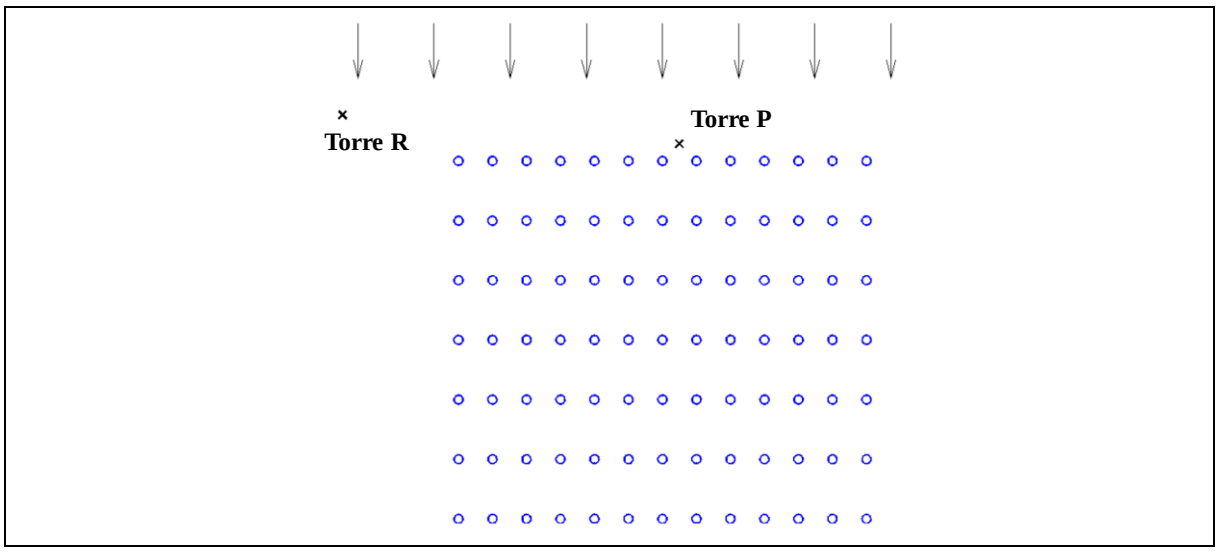


Figura 5 – Vista superior de um parque eólico genérico. Aerogeradores são círculos. As setas representam a direção principal do escoamento.

A Tabela 1 apresenta algumas características dos três parques eólicos (A, B e C) que foram alvo das simulações numéricas com o modelo computacional descrito no Capítulo 4. No Capítulo 5 são apresentadas figuras com a disposição espacial destes parques eólicos e o posicionamento das torres anemométricas. Seguindo requisitos de confidencialidade, nestas figuras o posicionamento específico de cada aerogerador foi omitido, tão bem como a real direção predominante do escoamento do vento.

Tabela 1 – Características dos parques eólicos selecionados para as validações

Parque eólico	A	B	C
Número de máquinas	87	80	100
Espaçamento lateral médio [RD]	3,2	3,0	3,0
Espaçamento médio entre filas [RD]	20,0	10,0	13,0
Topografia	Simples. Terreno plano.	Complexa. Inclinações de até 4 graus.	Simples. Terreno plano.
Rugosidade aerodinâmica [m]	0,01	0,05 até 0,1	0,01
Medições antes do COD	1 ano	> 1 ano	6 meses
Medições depois do COD	1 ano	> 1 ano	5 meses

a. RD = diâmetros de rotor (rotor *diameters*);
b. COD = início das operações comerciais (*comercial operation date*).

Os dados registrados pelas torres anemométricas instaladas próximas aos parques eólicos selecionados passaram por processos criteriosos de controle de qualidade, tendo sido filtrados e considerados válidos apenas quando:

- A direção do escoamento do vento situava-se dentro de setores de 30 graus nos quais as torres anemométricas não se localizam a jusante (na esteira) de aerogeradores;
- A velocidade média do vento nas torres "P" situava-se entre 5 m/s e 9 m/s, pois se espera que neste patamar de velocidade a maioria dos aerogeradores estejam operando próximo do máximo coeficiente de empuxo ("C_t");
- Pelo menos 90% dos aerogeradores do parque estavam operacionais (este filtro foi aplicado apenas para a parcela de dados após o início da operação dos parques);
- Existiu concorrência entre as medições consideradas válidas nas torres "P" e nas torres "R".

Para análise dos resultados das simulações numéricas, utilizou-se a variável auxiliar "$\Delta U_{P,R}$". Trata-se da razão de velocidade média ($\overline{U_{xy}}$) observada entre as torres de perímetro (P) e as torres de referência (R), para os períodos anterior e posterior ao início da operação comercial dos aerogeradores dos parques eólicos sob análise.

$$\Delta U_{P,R} = \frac{(\overline{U_P}/\overline{U_R})_{Depois}}{(\overline{U_P}/\overline{U_R})_{Antes}} - 1 \qquad (1)$$

Se "$\Delta U_{P,R}$" for igual a zero, pode-se interpretar que a razão de velocidades entre as torres de perímetro (P) e as torres de referência (R) não sofreu variação após o início da operação dos

aerogeradores. Valores negativos de "$\Delta U_{P,R}$" sugerem que após iniciarem suas operações, os aerogeradores estejam causando reduções de velocidade nas torres de perímetro (P) em relação às torres de referência (R). Ao longo deste estudo este fenômeno será chamado de "efeito de bloqueio".

5. RESULTADOS

A vista superior do parque eólico "A" é apresentada na Figura 6. A escala de cores ilustra a redução no campo da componente horizontal de velocidade em relação à corrente livre, segundo os resultados das simulações numéricas (CFD) descritas no Capítulo 4, considerando todos os aerogeradores do parque como ativos.

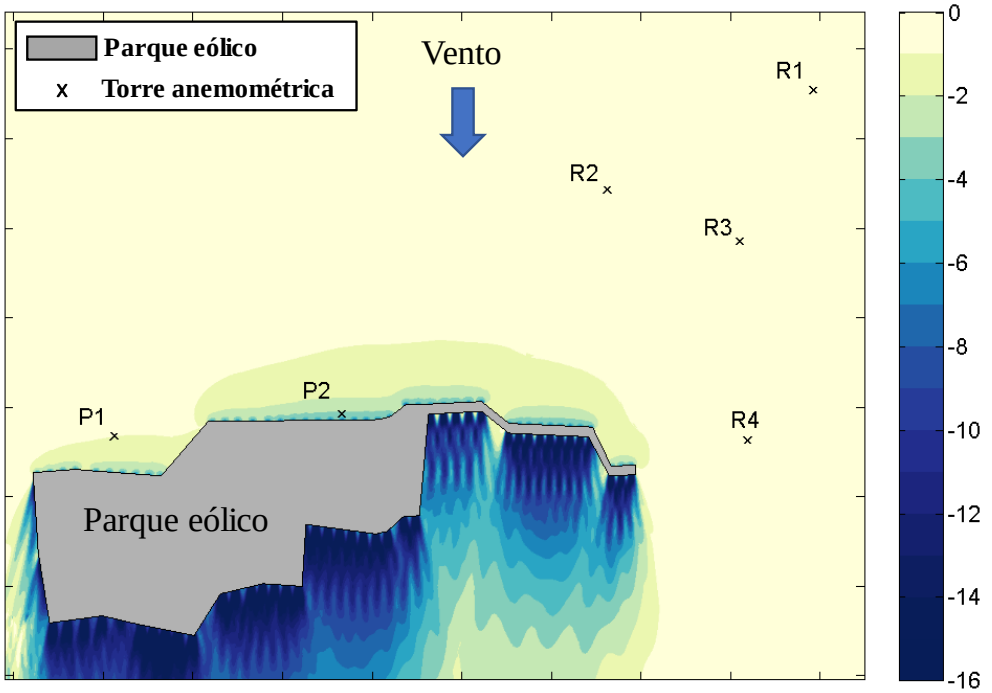


Figura 6 – Vista superior do **parque A** em escala, com a posição exata dos aerogeradores omitida (área cinza). Marcas nos eixos espaçadas de 2km. A redução no campo da componente horizontal de velocidade é apresentada na escala de cores.

As diferenças de velocidade ("$\Delta U_{Pi,Ri}$") observadas entre todo os pares de torres anemométricas de perímetro (P) e de referência (R) para os períodos anterior e posterior ao início da operação comercial do parque eólico "A" são apresentadas na Figura 7. A variável $\overline{\Delta U_{P1,R1-4}}$ denota o valor médio calculado entre a torre P1 e as quatro outras torres de referência (R1 até R4).

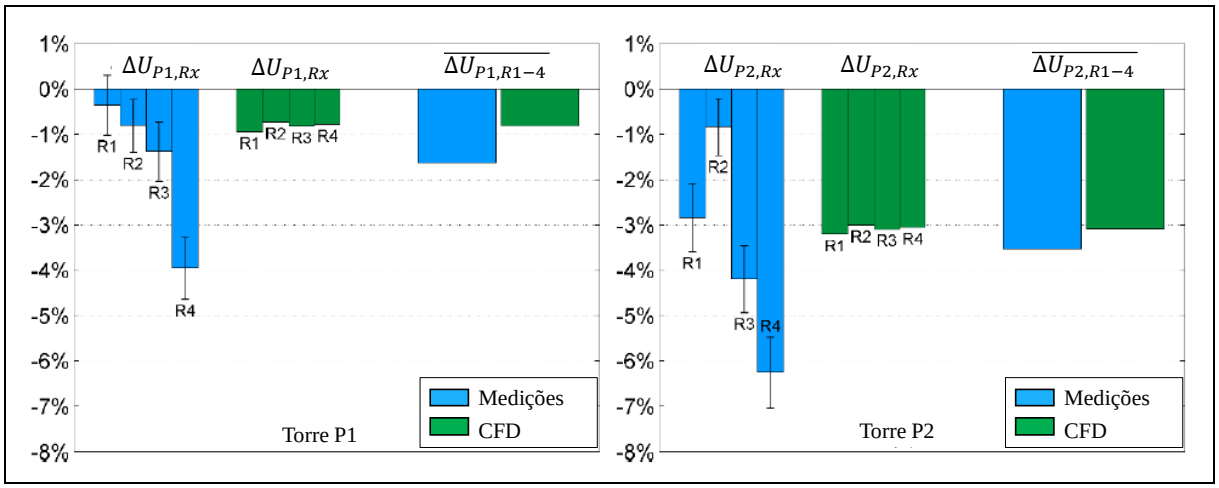


Figura 7 – Diferença de velocidade entre torres de perímetro (P) e torres de referência (R), para os períodos anterior e posterior ao início das operações do **parque A**. Resultados medidos (azul) e simulados (verde). As barras de erro representam o desvio padrão para as medições.

Resultados do parque A, considerando a média de todas as 8 combinações possíveis entre pares de torres de referência e torres de perímetro:

- $\overline{\Delta U_{P,R}}_{SIMULAÇÕES\ CFD} = -2{,}0\%$ | $\overline{\Delta U_{P,R}}_{MEDIÇÕES} = -2{,}6\%$.

Foram realizadas simulações numéricas onde apenas o aerogerador mais próximo da torre P2 estava operacional. Neste caso a redução de velocidade média observada na torre foi de 1,2% em relação à velocidade da corrente de vento livre para o setor de interesse. Quando todos os aerogeradores do parque eólico foram simulados como operacionais, a redução de velocidade observada na torre P2 foi de 3,4% relativamente à velocidade do escoamento livre. Estes resultados sugerem que o efeito de bloqueio combinado de todos os aerogeradores é a principal causa para a redução substancial de velocidade observada nas torres P1 e P2.

A vista superior do parque eólico "B" é apresentada na Figura 8, juntamente com a redução observada no campo da componente horizontal de velocidade, em relação à velocidade corrente livre, segundo os resultados das simulações numéricas descritas no Capítulo 4. Para estes resultados considerou-se que todos os aerogeradores do parque "B" estavam operacionais.

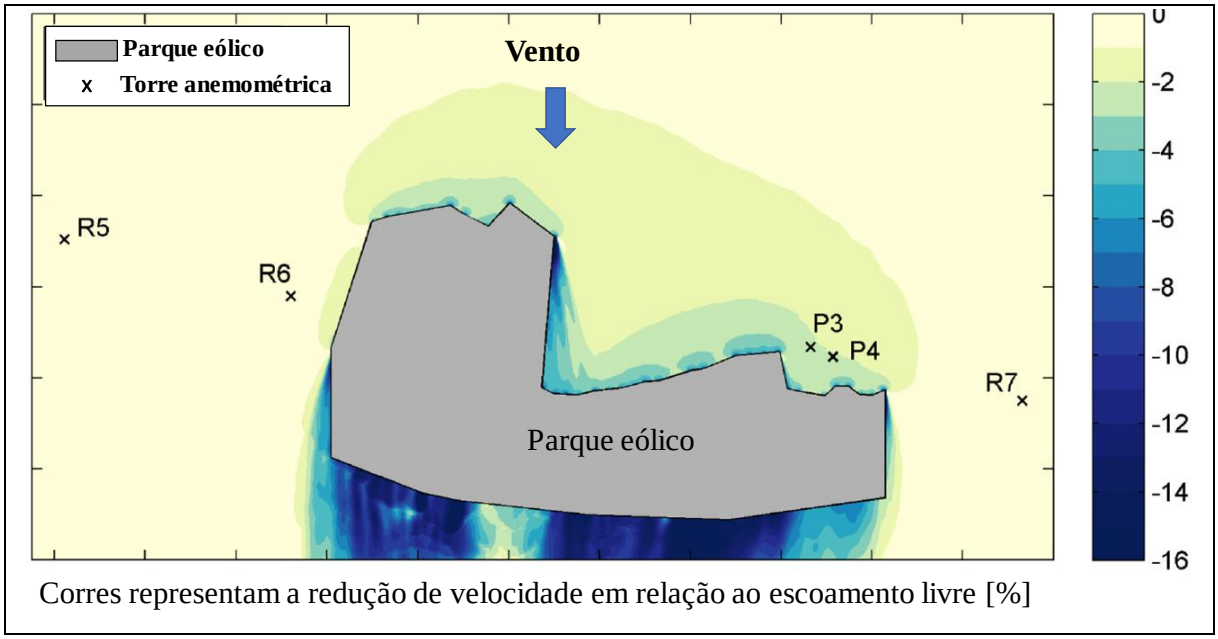


Figura 8 – Vista superior do **parque B** em escala, com a posição exata dos aerogeradores omitida (área cinza). Marcas nos eixos espaçadas de 2km. A redução no campo da componente horizontal de velocidade é apresentada na escala de cores.

As diferenças de velocidade ("$\Delta U_{Pi,Ri}$") observadas entre todo os pares de torres anemométricas de perímetro (P) e de referência (R) para os períodos anterior e posterior ao início da operação comercial do parque eólico "B" são apresentadas na Figura 9. A variável $\overline{\Delta U_{P3,R5-7}}$ denota o valor médio calculado entre a torre P3 e as três outras torres de referência (R5 até R7).

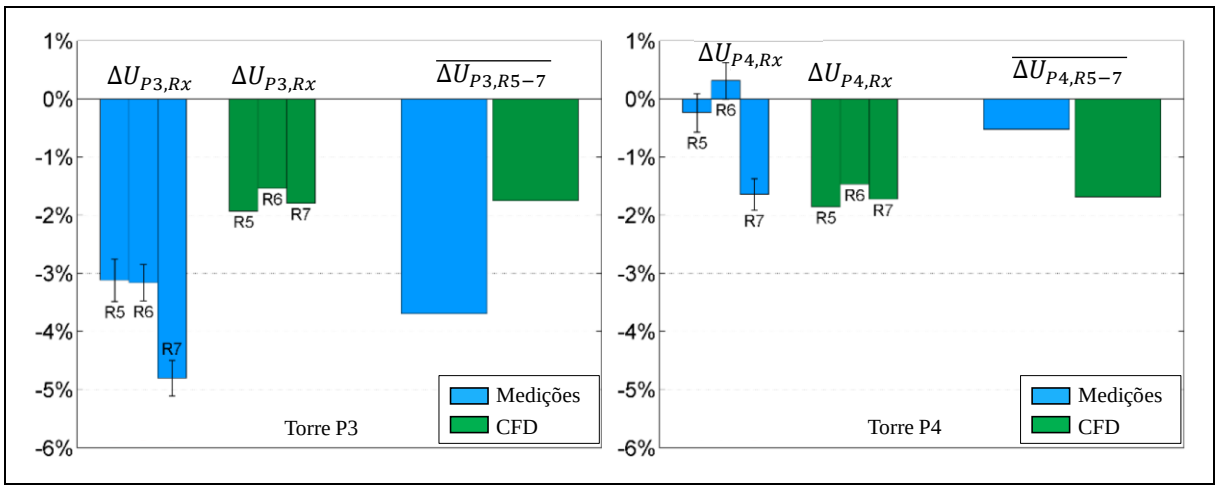


Figura 9 – Diferença de velocidade entre torres de perímetro (P) e torres de referência (R), para os períodos anterior e posterior ao início das operações do **parque B.** Resultados medidos (azul) e simulados (verde). As barras de erro representam o desvio padrão para as medições.

Resultados do parque B, considerando a média de todas as 6 combinações possíveis entre pares de torres de referência e torres de perímetro:

- $\overline{\Delta U_{P,R}}_{SIMULAÇÕES\ CFD} = -1{,}7\%$ | $\overline{\Delta U_{P,R}}_{MEDIÇÕES} = -2{,}1\%$.

Diferentemente do caso da torre P2 no parque "A", para o parque "B" as torres de perímetro (P3 e P4) não estão próximas o suficiente dos aerogeradores para apresentarem déficit de velocidade nas simulações com apenas um aerogerador operacional. No entanto, é notório que em virtude do curto espaçamento entre aerogeradores (vide Tabela 1), para as simulações com todos os aerogeradores ativos, observa-se uma zona de bloqueio de velocidade da escala espacial do parque eólico, que se estende até mais de 2 km a montante da primeira fila de aerogeradores.

A Figura 10 ilustra a disposição espacial do parque "C". A escala de cores ilustra a redução no campo da componente horizontal de velocidade, em relação à velocidade de corrente livre, considerando todos os aerogeradores como operacionais.

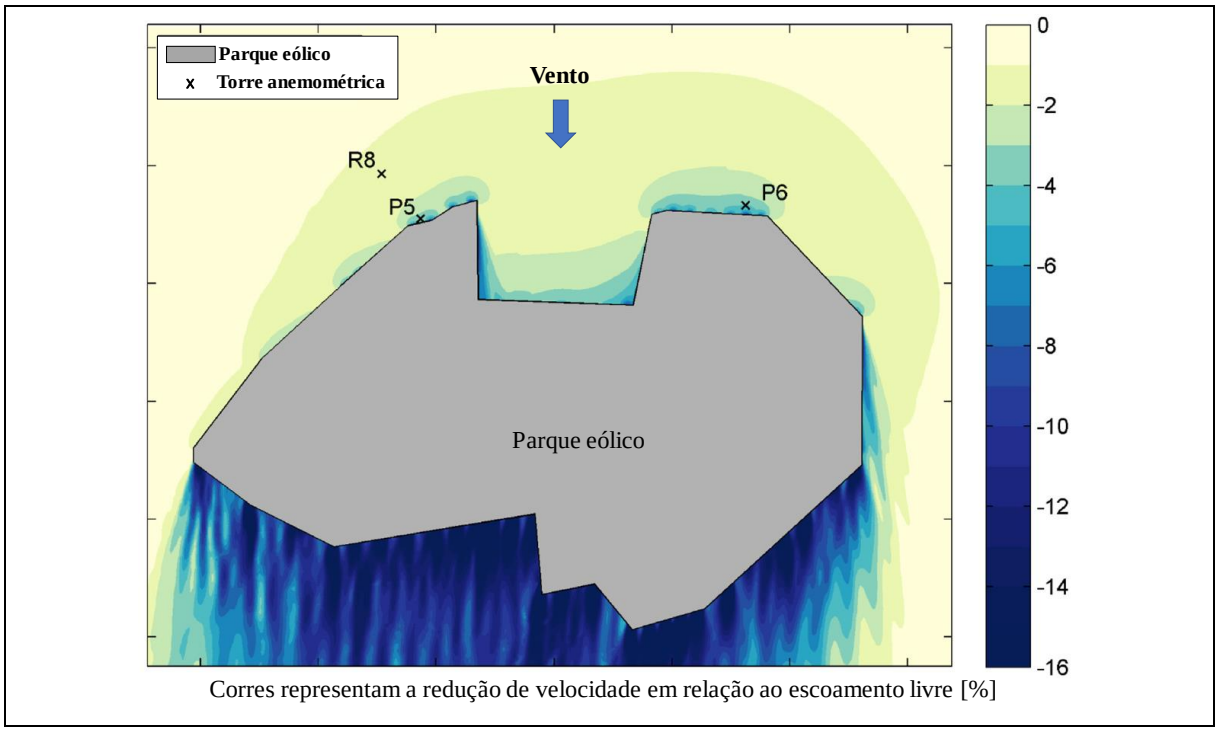


Figura 10 – Vista superior do **parque C** em escala, com a posição exata dos aerogeradores omitida (área cinza). Marcas nos eixos espaçadas de 2km. A redução no campo da componente horizontal de velocidade é apresentada na escala de cores.

As diferenças de velocidade ("$\Delta U_{Pi,Ri}$") observadas entre os dois pares de torres de perímetro (P) e de referência (R) para os períodos anterior e posterior ao início da operação comercial do parque eólico são apresentadas na Figura 11.

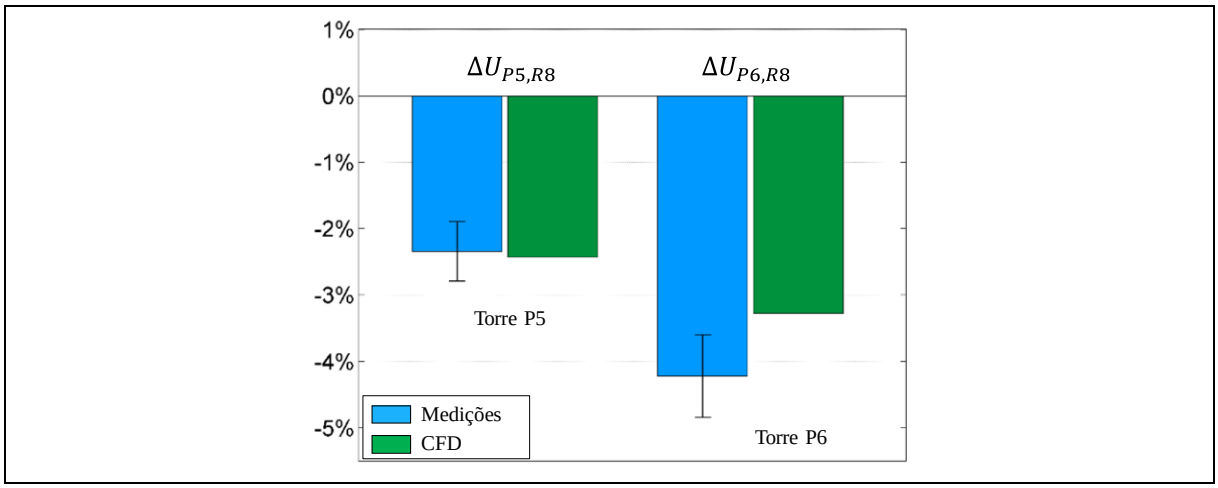


Figura 11 – Diferença de velocidade entre torres de perímetro (P) e torres de referência (R), para os períodos anterior e posterior ao início das operações do **parque C.** Resultados medidos (azul) e simulados (verde). As barras de erro representam o desvio padrão para as medições.

Resultados do parque C, considerando a média para os dois pares possíveis de torres de referência e torres de perímetro:

- $\overline{\Delta U_{P,R}}_{SIMULAÇÕES\ CFD} = -2{,}9\%$ | $\overline{\Delta U_{P,R}}_{MEDIÇÕES} = -3{,}3\%$.

Foram realizadas simulações adicionais onde apenas o aerogerador mais próximo das torres "P" estava operacional. Nestes casos a redução de velocidade média em relação à corrente livre foi de 1,2% para a torre P5 e 1,5% para a torre P6. Quando todos os aerogeradores do parque eólico foram simulados como operacionais, a redução de velocidade observada foi de 3,7% para a torre P5 e 4,5% para a torre P6.

Para os três parques eólicos investigados, considerando as simulações com todos os aerogeradores operacionais, a uma distância de dois diâmetros de rotor a montante da primeira fila, foi calculada uma redução média de 3,0% na velocidade do escoamento em relação à velocidade de corrente livre (que seria observada sem a presença dos aerogeradores operacionais). A uma distância equivalente a sete diâmetros de rotor a redução média de velocidade simulada numericamente foi de 1,4%. Para comparação: segundo as medições das torres anemométricas posicionadas nestas mesmas distâncias (2 D e 7 D) as reduções observadas foram de 3,4% e 1,9%, respectivamente.

6. CONCLUSÕES

Para todos os pares de torres investigados em todas as simulações numéricas realizadas, observou-se valores negativos para $\Delta U_{P,R}$, que na maioria dos casos foram confirmados pelas medições realizadas com as torres anemométricas. Isso fortalece a ideia de que grupos de aerogeradores em operação não geram apenas déficit de velocidade a jusante do plano do rotor, na região da esteira, mas que uma extensa região de "bloqueio" também é observada a montante considerando a direção do escoamento do vento.

Os resultados das simulações e das validações apresentadas no Capítulo 5 sugerem que um grupo de aerogeradores contíguos operando simultaneamente causa uma zona de bloqueio combinada que é mais intensa do que aquelas observadas durante a operação de um único aerogerador. Por exemplo, no caso da torre anemométrica P2, situada a 2 diâmetros de rotor do aerogerador mais próximo, a redução de velocidade em relação à corrente livre salta de 1,2%, considerando apenas aquele aerogerador como ativo, para 3,4% quando todos os aerogeradores são considerados ativos.

A partir dos resultados obtidos é possível suspeitar que a zona afetada pelo efeito de bloqueio combinado dos aerogeradores se estende por distâncias muito mais longas do que usualmente se considerava no setor eólico. Para os parques eólicos investigados, as áreas afetadas pelo efeito de bloqueio se estendem até mais de 2 km a montante dos aerogeradores operacionais, sendo que mesmo para estas distâncias, déficits de velocidade da ordem de 1% a 2% relativamente à velocidade de corrente livre foram observados.

A utilização de modelos de esteira que não consideram o efeito de bloqueio para estimativas de produção energia eólica pode ter um impacto importante, pois o déficit de velocidade resulta em um efeito cascada de super-estimativas de energia que permeia todo o parque eólico: por exemplo, se o efeito de bloqueio causa uma redução na produção de energia esperada para a primeira fila de um dado parque operacional da ordem de 2%, modelos de esteira que tenham sido utilizados na etapa de desenvolvimento do projeto, potencialmente terão superestimado a energia efetivamente gerada por todos os aerogeradores do projeto. Isso decorre do fato (descrito no Capítulo 2.1) de que estes modelos são tipicamente calibrados e validados em função de resultados da primeira fila.

Estudos de sensibilidade realizados por Bleeg et. al., 2018 sugerem que o impacto nas estimativas de geração de energia eólica decorrente da negligência do efeito de bloqueio pode ultrapassar a marca 4% em energia, para os parques eólicos com *layouts* de aerogeradores mais densos (compactos).

6.1. Pesquisa continuada

Os autores entendem que a quantificação precisa do efeito de bloqueio combinado dos aerogeradores significa um grande avanço técnico para o setor eólico. Contudo estudos e pesquisas adicionais ainda se fazem necessários para preencher as lacunas de conhecimento que ainda estão abertas. Algumas sugestões são brevemente citadas a seguir.

Do ponto de vista do efeito de bloqueio em um parque eólico, talvez as filas de aerogeradores em linha reta não configurem a disposição espacial mais eficiente para geração de energia. Em geral acredita-se que estas linhas retas são configurações ótimas, principalmente porque os modelos numéricos utilizados só consideram o efeito de esteira a jusante das filas. Talvez aerogeradores dispostos em linhas "serrilhadas" com repetidas formações em formato de "V" sejam mais eficientes quando o efeito de bloqueio também é considerado. Talvez outras formações sejam ainda mais eficientes em minimizar as perdas aerodinâmicas totais e maximizar a produção de energia.

Para o parque eólico "C" investigado neste estudo, as torres anemométricas P5 e P6 foram utilizadas para medições de curva de potência oficiais, seguindo os padrões estabelecidos pela norma IEC 61400-12-1. Conforme distrito no Capítulo 5, quando todos os aerogeradores do parque eólico foram simulados como operacionais, a redução de velocidade observada foi de 3,7% para a torre P5 e 4,5% para a torre P6, em relação à velocidade de corrente livre. Uma interpretação possível destes resultados é que curvas de potência que tenham sido medidas com todo o parque eólico operacional podem não ser de fato função da velocidade de corrente livre, mas sim função de uma velocidade perturbada, de magnitude substancialmente menor do que se pensava originalmente no setor eólico.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem especialmente a Elizabeth Traiger, James Bleeg, Mark Purcell e Renzo Ruisi, membros da equipe técnica da DNV GL, por sua enorme contribuição com a pesquisa sobre o efeito de bloqueio em parques eólicos de grande porte e o desenvolvimento de novos modelos capazes de quantificá-lo. Esta publicação deve ser entendida como uma extensão do trabalho iniciado por eles (Bleeg et al., 2018).

REFERÊNCIAS

Bechmann, A.; Sørensen, N.; Berg, J.; Mann, J.; Rethore, P. E.; Mann, J. **The Bolund Experiment, Part II: Blind Comparison of Microscale Flow Models**. Boundary Layer Meteorology; vol. 141: pp. 245-271. 11 Aug. 2011.

Bleeg, J.; Digraskar, D.; Woodcock, J.; Corbett, J. F. **Modeling Stable Thermal Stratification and Its Impact on Wind Flow over Topography**. Wind Energy, Wiley Online, 14 Jan. 2014. https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/we.1692/.

Bleeg, J.; Purcell, M.; Ruisi, R.; Traiger, E. **Wind Farm Blockage and the Consequences of Neglecting Its Impact on Energy Production**. Energies, vol. 11, no. 6, p. 1609, 2018. DOI:10.3390/en11061609.

Corbett, J. F.; Poenariu, A.; Horn, U.; Leask, P. **An Extensive Validation of CFD Flow Modelling.** Proceedings from DEWEK, Bremen, Germany. 2015.

DNV GL. **Validation Report: WindFarmer; Version 5.3**; DNV GL: Bristol, UK, 2014; pp. 14–15. https://www.dnvgl.com/energy/generation/software/windfarmer/.

DNV GL. **Wind Power Project Performance Whitepaper: 2017 Update**; DNV GL: Portland, OR, USA. 2017. https://www.dnvgl.com/publications/wind-power-project-performance-july-2017-98374/.

Ebenhoch, R.; Muro, B.; Dahlberg, J.A.; Hägglund, P.B.; Segalini, A. **A linearized numerical model of wind-farm flows.** Wind Energy 2016. http://dx.doi.org/10.1002/we.2067/

International Electrotechnical Commission. **IEC 61400-12-1:2017, Wind Energy Generation Systems–Part.12-1: Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines**. International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland, 2017.

Monin, A.S.; Obukhov. A.M. **Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere.** Tr. Akad. Nauk SSSR Geophiz. Inst.; vol. 24: pp. 163–187. 1954.

Nieuwstadt, F. T. M. **The Turbulent Structure of the Stable, Nocturnal Boundary Layer**. Journal of Atmospheric Sciences; vol. 41: pp. 2202-2216. 1984.

Nishino, T.; Willden, R.H.J. **The efficiency of an array of tidal turbines partially blocking a wide channel.** Journal of Fluid Mechanics, Volume 708, pp: 596–606. Agosto de 2012.

Siemens PLM Software. **User Guide for STAR-CCM+**. Version 12. Siemens PLM Software: Plano, TX, USA, 2017.

Walker, K.; Adams, N.; Gribben, B.; Gellatly, B.; Nygaard, N.G.; Henderson, A.; Jiménez, M.M.; Schmidt, S.R.; Ruiz, J.R.; Paredes, D.; et al. **An evaluation of the predictive accuracy of wake effects models for offshore wind farms**. Wind Energy, Wiley, 2015. DOI: 10.1002/we.1871. z

Otimização de Portfólios de Geração Eólica

Adriana Nunes, João Caldas, Paulo Campos, Vicente Ferrer
Departamento de Engenharia/Casa dos Ventos
Av. Brigadeiro Faria Lima 2055 12º Andar, São Paulo-SP, Brasil
joao.caldas@casadosventos.com.br

Resumo:.Com a abordagem por métodos de otimização por busca combinatória foi possível otimizar um problema de portfólio de geração de eletricidade por fonte eólica. Este conceito se baseia na otimização de problemas complexos por variação probabilística das soluções candidatas. Um trabalho extenso de coleta de dados públicos e tratamento analítico de dados do setor elétrico brasileiro foi desempenhado, agregando e compilando informações que permitiram a realização do estudo com grande relevância para a expansão da matriz elétrica do país. O trabalho apresenta um problema de otimização de portfólio de projetos eólicos em operação. Os resultados e conclusões permitem novos caminhos para atribuições de novas características da geração no ambiente competitivo de viabilização de novos projetos eólicos.

Palavras-chave: Geração Eólica, Otimização, Complementaridade, Portfólio Ótimo de Markowitz, *Simulated Annealing*.

INTRODUÇÃO

As fontes de energias renováveis tiveram grande crescimento na última década em todo o mundo. Em 2014, 23% da energia mundial já é atendida por fontes renováveis, enquanto a previsão para 2030 é que este percentual seja de 45% (IRENA, Planning for the Renewable Future, 2017). No Brasil não está sendo diferente. A matriz energética do Brasil já é uma das mais renováveis do mundo, mais de 40% da matriz energética brasileira já é renovável (EPE, Matriz Energética e Elétrica, 2018) devido ao aproveitamento do potencial de geração de eletricidade por fonte hidrelétrica e produção de biocombustíveis como o álcool. Mais recentemente, a fonte eólica também tem contribuído para a transição renovável do país com um crescimento acelerado, devendo se tornar a segunda fonte de energia elétrica do país em breve.

Com o crescimento das fontes de energia elétrica renováveis intermitentes, a exemplo pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e solares, algumas outras questões de planejamento e de operação do sistema elétrico interligado passam a ter maior destaque no setor elétrico. A partir do momento em que a geração de eletricidade dessas fontes têm um maior percentual da carga, existe a preocupação com a segurança do suprimento de energia, uma vez que existe uma incerteza da geração elétrica eólica e solar.

Recentemente, mudanças regulatórias têm alterado a forma de contratação de energia elétrica proveniente dessas fontes no ambiente regulado, em leilões de energia (ACR) (ANEEL, Ambiente de Contratação Regulada (ACR), 2018). Antes a contratação de energia eólica era tipicamente como produto “disponibilidade” em contabilizações quadrienais de energia. Ou seja, a comparação entre a energia vendida em contrato e a geração realizada era feita a cada 4 anos, com mecanismos de compensação diluídos no fluxo de caixa dos empreendimentos. A partir de 2018, a contabilização de energia passou a ser anual sob a forma do produto “quantidade” (MME, PORTARIA No 121, DE 4 DE ABRIL DE 2018., 2018). Portanto, os novos empreendimentos passaram a ter o compromisso da entrega da energia em base mensal, podendo estar expostos à compensações maiores num curto período no caso de exposições negativas do preço da energia no mercado de curto prazo.

Dessa maneira, as variações de produção associadas à sazonalidade de geração que estavam no portfólio da carga (distribuidoras) e passam a ser risco gerenciado pela geração (investidor). Deve-se entender que a alocação de mais risco da geração está sendo transferida para o gerador de energia, justificada pelo argumento que o gerador pode ter maior conhecimento sobre a geração de suas usinas.

Por outro lado, o sistema elétrico e o parque gerador do país se beneficiam do efeito portfólio de um amplo conjunto de usinas de geração com características distintas com grande dispersão geográfica em um país com dimensões continentais e diversidade dos recursos naturais. Dessa forma, pode ser necessário repensar a alocação de alguns riscos que pode ser suportado pelo portfólio e pode não ser suportado por alguns geradores.

Ao mesmo tempo, as novas tecnologias de *BigData* têm despertado maiores possibilidades e contribuído para análises mais profundas e detalhadas do sistema elétrico à medida que mais dados estão sendo disponibilizados. Entre outras possibilidades, análise descritiva e inferência de modelos baseados em base de dados cada vez maiores. Observa-se uma área promissora para aplicação de modelos sofisticados na área de séries temporais e

composição de portfólios. Além disso, modelo preditivos cada vez mais complexos para mitigar deficiências operativas do sistema e redução do risco de suprimento têm sido desenvolvidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em parceria com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), que entre outros projetos, desenvolve a utilização de diversas fontes de previsão meteorológica com redes neurais para mescla dos conjuntos de previsões (ensemble) (CEPEL, 2018). Este projeto destinou-se ao estudo do portfólio atual de projetos eólicos, análise da competição de novos projetos eólicos e efeito da inserção desses novos projetos na matriz elétrica, levando em consideração a possibilidade de melhor aproveitamento do recurso disponível com minimização da variabilidade da geração. Entre outras técnicas utilizadas neste estudo, estão o acesso à diferentes fontes de dados públicos, verificação, validação e exploração descritiva dos dados com aplicação de modelos de otimização para avaliação da competição e contribuição dos novos projetos eólicos para o portfólio de geração eólica do Brasil.

OBJETIVO

Definir e otimizar um problema de composição de portfólio de geração eólica com projetos existentes. O problema de otimização considera variáveis de preço e custo de energia, e volatilidade horária da geração eólica.

MÉTODOS

O problema de otimização foi definido da seguinte forma: "*Dados os conjuntos geradores existentes, qual a composição desses projetos deveria formar um portfólio de geração eólica com menor custo e menor volatilidade da geração? Ou seja, existe alguma complementaridade dos conjuntos geradores existentes a um preço razoável?*"

Formulação matemática:

Função objetivo: $fo = p * \sigma$

Onde:

p : preço médio da energia do portfólio: média ponderada por quantidade de energia

σ : volatilidade do portfólio de geração eólica (desvio padrão da geração horária)

A otimização deve ser conduzida de maneira a minimizar a função objetivo. A variável a ser otimizada é um vetor com as quantidades de energia de cada conjunto gerador (e_i). As quantidades de energia de cada conjunto gerador (e_i, em MWm) devem ser positivas e menor que a garantia física (GF_i) somada das usinas de um mesmo conjunto gerador (ou seja, a energia equivalente à potência média do conjunto gerador). A soma das quantidades de energia (e_i) de todos os conjuntos geradores deve atender uma potência média mínima (E_{min}). Ou seja:

$$p = \sum p_i e_i \;\; ; \;\; w_i = \frac{e_i}{\sum p_i e_i} \;\; ; \;\; \sigma^2 = \mathbf{w} * \mathrm{cov}(\mathbf{G}) * \mathbf{w}$$

Com as condições:

(i) $\sum e_i \geq E_{min}$

(ii) $\sum e_i \leq E_{max}$

(iii) $0 \leq e_i \leq GF_i$

Onde G são as séries horárias de geração dos conjuntos geradores eólicos e cov(G) a matriz de covariância dessas séries temporais. E p_i é o preço médio do conjunto gerador, média ponderada do preço da energia dos projetos que compõem cada conjunto gerador.

Existem alguns métodos apropriados para otimização de portfólios (*Simulated annealing*, *particle swarm*, *genetic algorithms*, etc). Neste estudo foi utilizado o *Simulated Annealing*. Este método de otimização combinatória (meta-heurística) tem esse nome (traduzido como “recozimento simulado”) pela analogia com um processo termodinâmico utilizado na metalurgia para obtenção de sólidos com baixa energia interna. Analogamente, à medida que a “temperatura” vai diminuindo, soluções próximas do espaço de soluções vão se “acomodando”.

DESCRIÇÃO DOS DADOS

Para os empreendimentos existentes, foram consideradas as usinas participantes de conjuntos geradores de onde foi possível obter as séries de geração horárias do ONS. Os dados foram considerados a partir de 2015 e foram baixadas as séries horárias dos conjuntos geradores até julho/2018 (3,5 anos). A informação de geração não é disponibilizada pelo ONS

por usina, mas por um conjunto de usinas próximas, sendo necessária a associação das usinas e seus respectivos conjuntos geradores. Neste estudo foram considerados dados de 79 conjuntos geradores, que abrangem 395 usinas eólicas associadas. Com os dados de geração das usinas é possível verificar a estrutura de correlação desses conjuntos geradores na Figura abaixo:

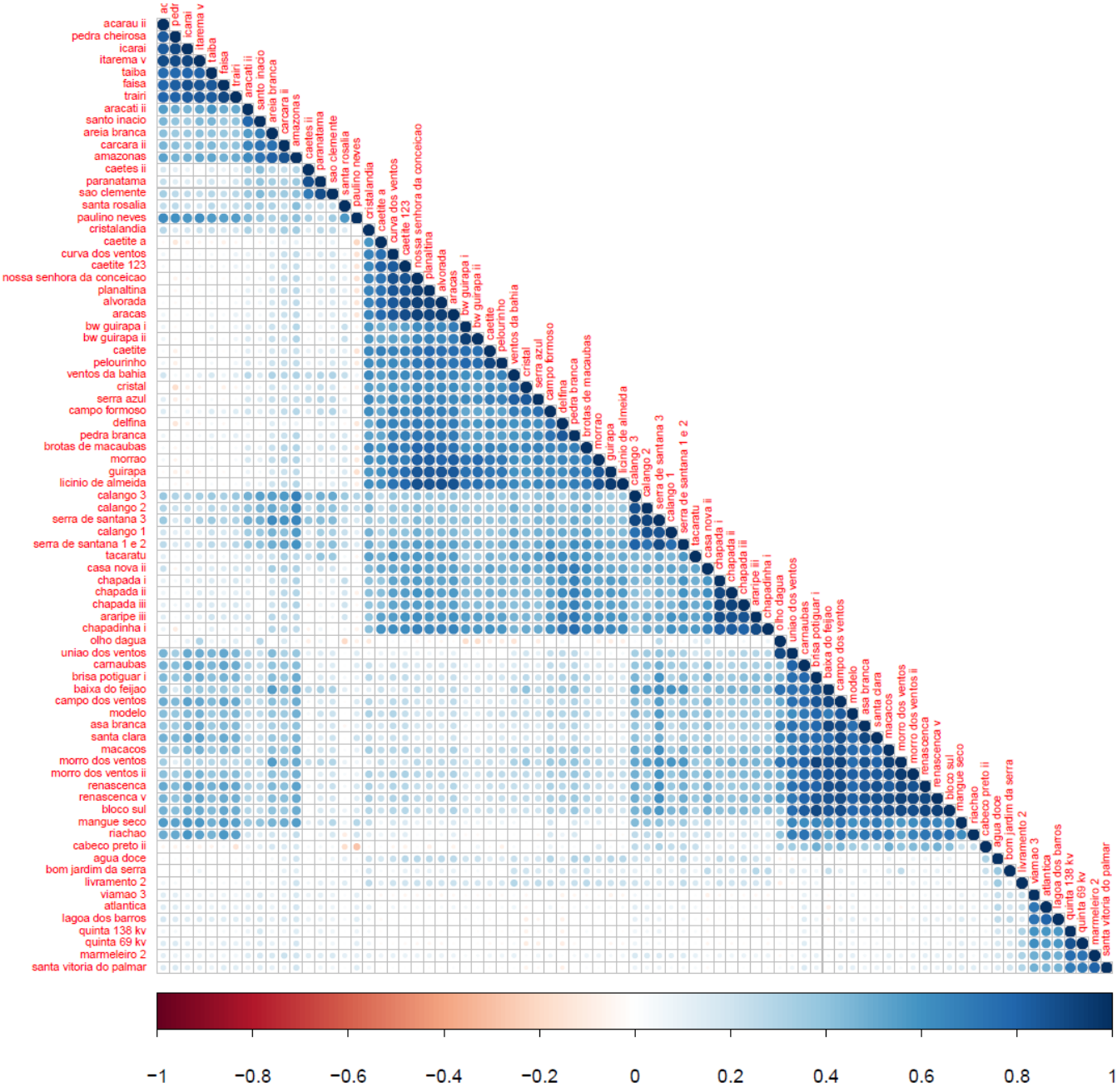


Figura 1 - Estrutura de correlação da geração horária dos conjuntos geradores eólicos do Brasil.

A técnica de análise de componentes principais foi adotada com as séries históricas de geração para identificação de uma quantidade mínima de componentes necessária para

descrever cerca de 90% da variância do conjunto de dados. A partir desse número de componentes principais, as séries históricas foram agrupadas em conjuntos de séries mais correlacionadas.

O agrupamento hierárquico foi realizado com as correlações entre as séries de geração eólica. Esse método consiste em um algoritmo onde cada projeto é atribuído ao seu próprio grupo de correlação e, em seguida, o algoritmo procede iterativamente unindo outros grupos mais semelhantes, continuando até que haja apenas um único grupo. As distâncias entre os grupos são recalculadas pela fórmula de atualização de dissimilaridade de Lance - Williams, de acordo com o método de agrupamento, em particular foi utilizado o método de Ward.

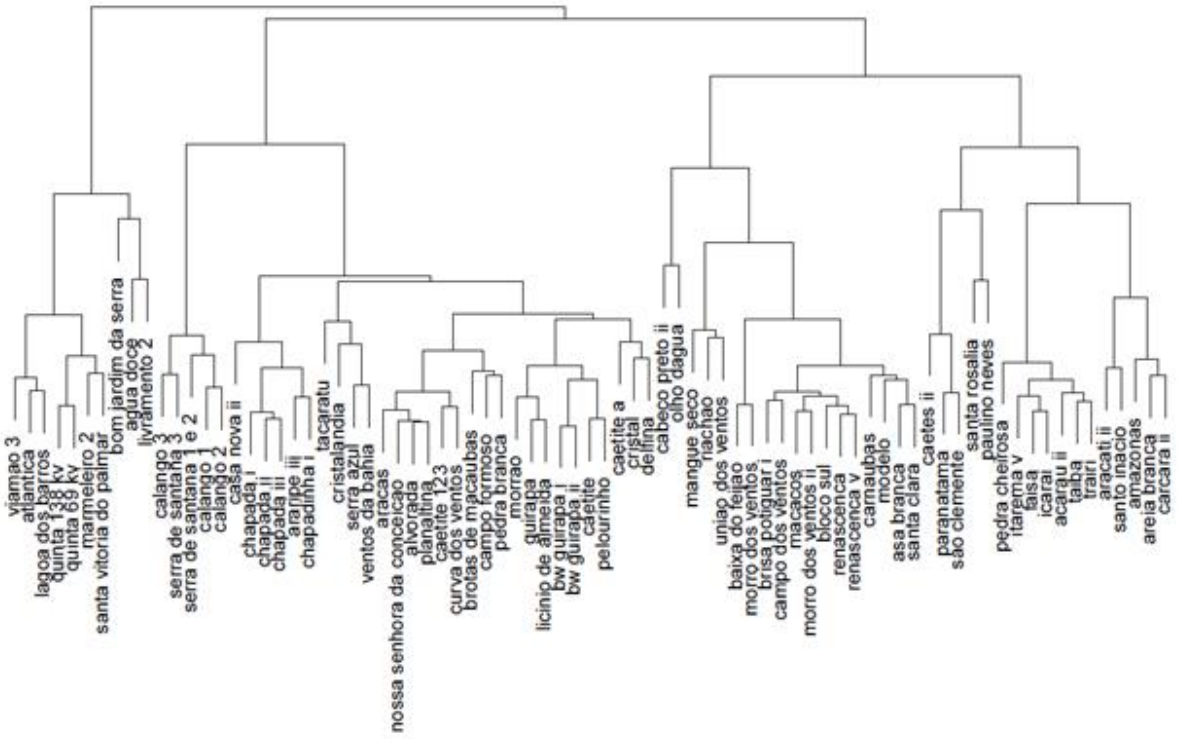


Figura 2 - Dendograma do agrupamento de conjuntos geradores eólicos por correlação da geração horária.

Os agrupamentos de conjuntos geradores com maior correlação estão mostrados em mapa na figura abaixo. 12 grupos de conjuntos geradores foram definidos de acordo com a similaridade da geração horária, que foi refletida em localização geográfica próxima.

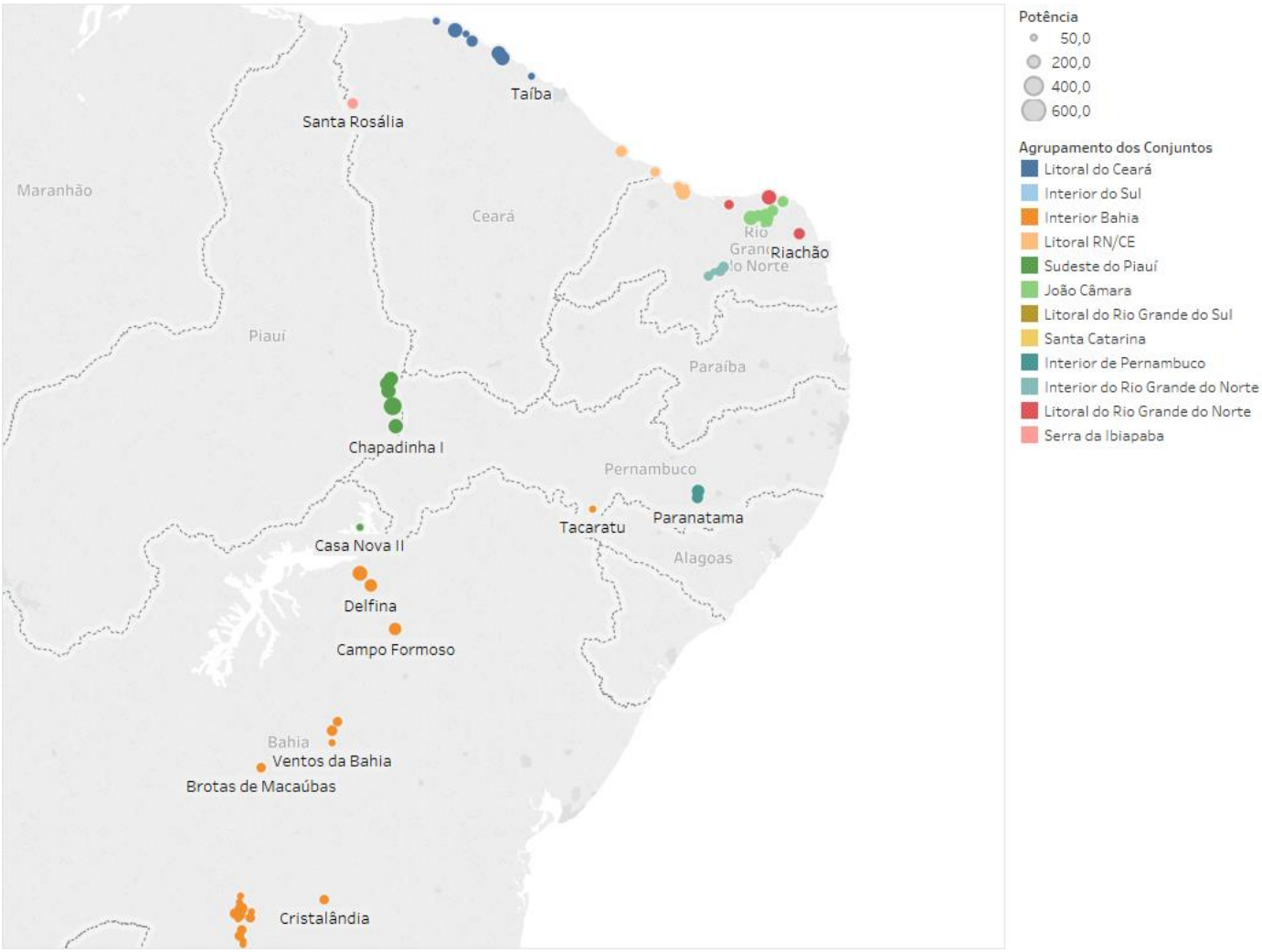


Figura 3. Localização geográfica dos conjuntos geradores agrupados por correlação da geração horária.

A partir dos agrupamentos de similaridade da geração eólica, também é possível observar perfis de geração mais complementares, a exemplo os perfis diurnos de geração horária média para dois conjuntos geradores potencialmente complementares.

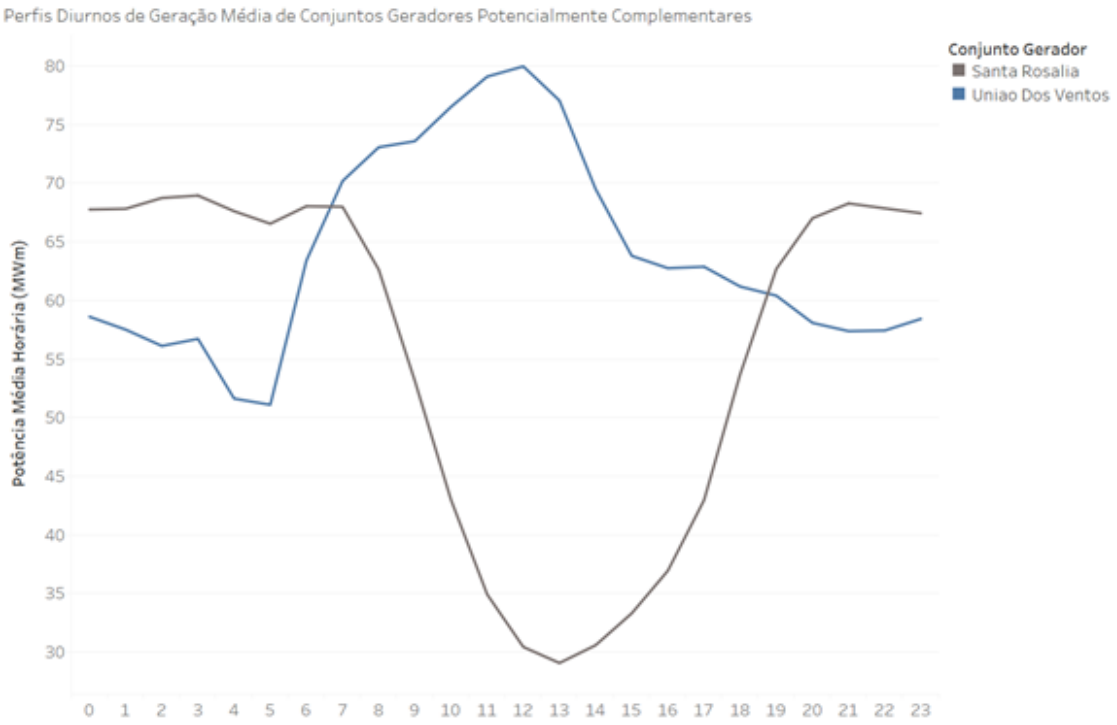


Figura 4. Perfis Diurnos de Geração Média de Conjuntos Geradores Potencialmente Complementares

Para estimativa do custo de energia, foram utilizados dados históricos da CCEE corrigidos a IPCA.

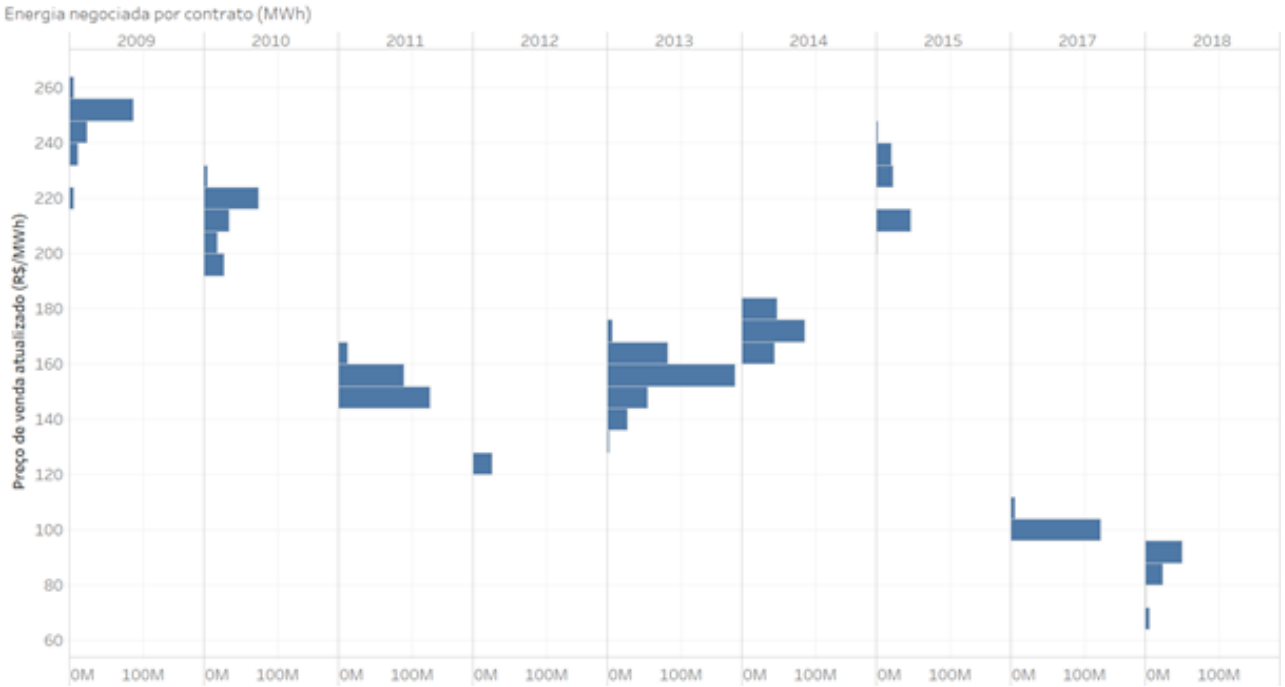


Figura 5. Histórico de contratação de energia eólica no mercado regulado. Quantidade de energia negociada em MWh por ano em função do preço de venda atualizado (R$/MWh).

RESULTADOS

Nesta seção serão apresentadas as características do portfólio ótimo: quantidade de energia média de cada conjunto gerador, percentual da respectiva garantia física, percentual na composição do portfólio, preço médio e volatilidade da geração horária.

Com as exclusões de alguns conjuntos geradores, um total de 8715 MW em capacidade instalada de projetos eólicos foram utilizados na simulação, com equivalente a 3580 MWm em garantia física total (energia média por tempo ou quantidade de energia máxima disponível para comercialização). Uma meta de energia média em 1500 MWm foi adotada para uma solução inicial.

Abaixo a próxima figura ilustra o processo de otimização para obtenção da carteira de projetos (portfólio) eficiente de Markowitz, com menor volatilidade da geração horária.

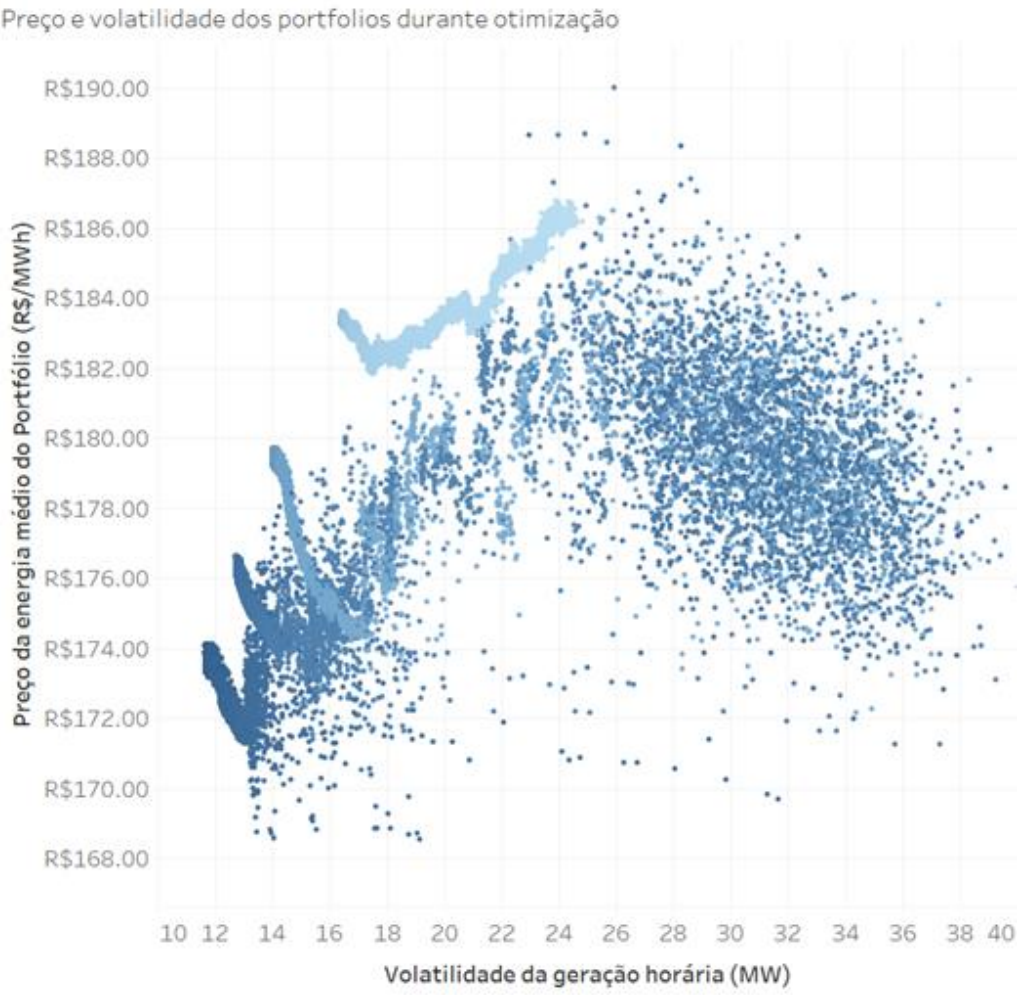


Figura 5. Portfólios simulados durante processo de otimização, escala de cores em função da evolução do processo de otimização, em torno de 87 mil iterações.

Os pontos que formam um caminho estão entre as perturbações próximas à solução atual (exploit) e pontos em nuvem dispersa como alternativas de diferenciação da solução atual (explore).

A seguir tem-se o resultado da solução ótima com a alocação de energia dos conjuntos geradores, percentual da capacidade de cada projeto, e o preço médio da energia.

Percebe-se uma tendência de alocação da energia demandada em conjuntos geradores com menor preço médio de energia. O portfólio de conjuntos geradores total considerado para otimização tem um preço médio ponderado pela garantia física (GF) de R$179,59/MWh, enquanto o portfólio otimizado tem um preço médio em torno de R$173,50/MWh. Ou seja, embora não muito significativo, o portfólio com menor custo de energia pode ser otimizado com menor volatilidade horária da geração eólica.

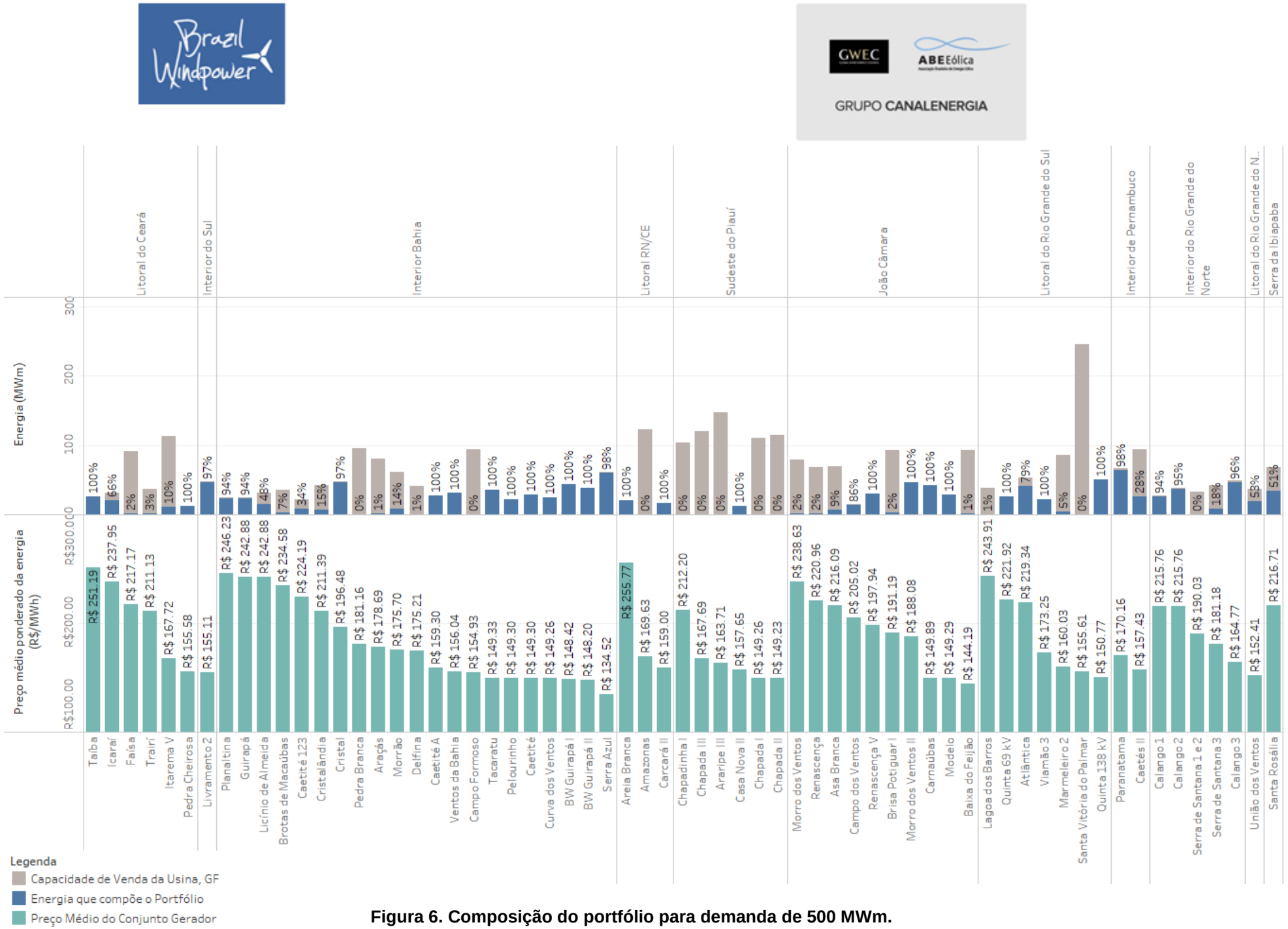


Figura 6. Composição do portfólio para demanda de 500 MWm.

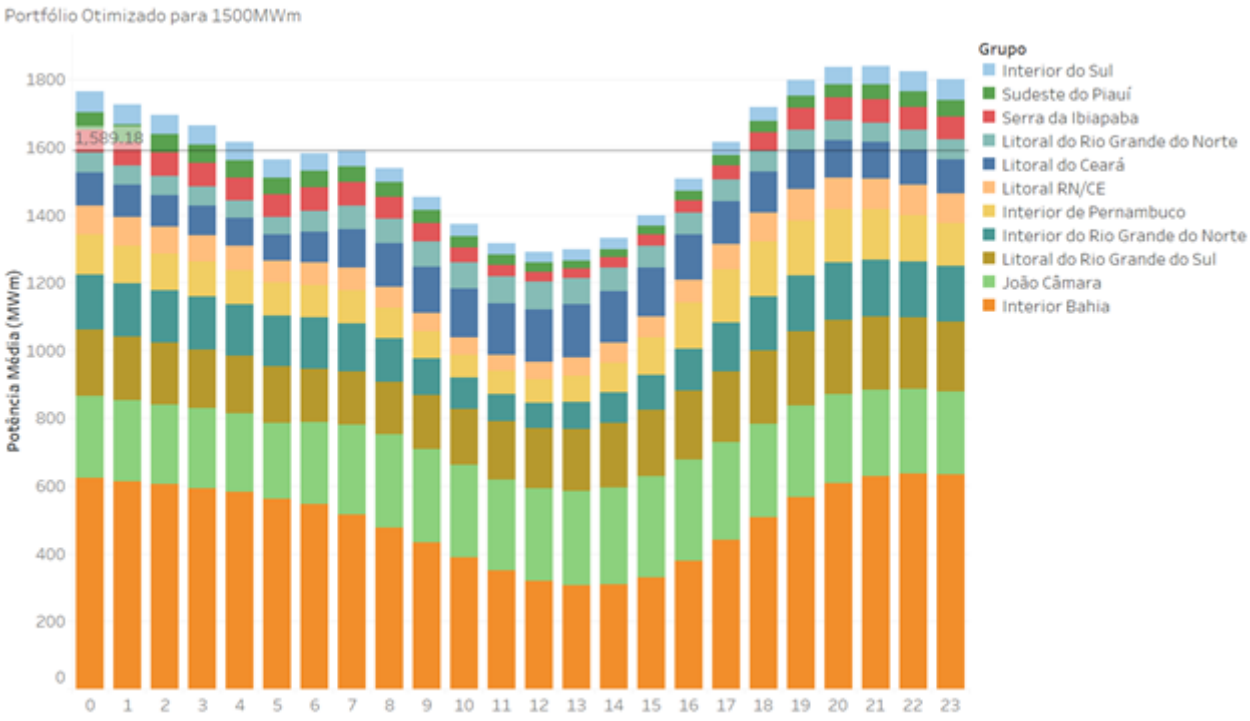


Figura 7. Perfil diurno médio do portfólio e composição dos conjuntos geradores da solução otimizada por região dos conjuntos geradores que compõe o portfólio.

É possível verificar, que o perfil diurno médio do portfólio é bem menos volátil que as variações dos perfis diurnos médios de geração dos conjuntos isolados. Esse efeito portfólio representa sinergia e redução de custos relativos a adequação da geração eólica ao sistema interligado nacional. Observa-se alguma complementaridade mais acentuada aos demais conjuntos geradores de usinas situadas no litoral do Rio Grande do Norte, sendo quase toda a garantia física disponível alocada, apesar de menos capacidade instalada que outras regiões.

Mesmo com um perfil diário médio mais constante, é possível perceber que ainda permanece uma característica forte da geração eólica noturna, especialmente pela grande proporção no portfólio dos projetos no interior da Bahia. Verifica-se então uma oportunidade para portfólios mistos com outras fontes, especialmente usinas solares fotovoltaicas, que estão em momento de grande expansão de oferta, devido ao aumento da competitividade de seu custo de energia. A verificação de portfólios mistos ficou como sugestão para trabalhos futuros.

CONCLUSÃO

Apresentou-se uma abordagem para composição de portfólios de geração eólica, um tema complexo de negócio, atual e com fundamental importância para expansão da geração de eletricidade por fontes renováveis. Apesar de não avaliada a inserção de novos projetos na matriz de geração eólica existente, o problema de otimização pode ser adaptado de maneira a considerar as séries horárias de geração existentes e os respectivos pesos de seus conjuntos geradores e, desta forma, otimizar um portfólio de novos projetos a serem inseridos no sistema de maneira ótima, subsidiando uma formulação matemática para a definição de complementaridade no longo prazo.

Entre outras abordagens sugeridas para trabalhos futuros, estão:

- Criar um modelo de precificação da energia de novos projetos de geração
- Incluir outras fontes ao portfólio de geração. Já é conhecida a complementaridade horária entre as fontes solar e eólica, de modo que é possível investigar onde essa correlação é mais negativa. Normalmente regimes de ventos em serras apresentam maior geração a noite, sendo uma boa oportunidade de associação com a geração solar.
- Precificar a volatilidade da geração horária, com as séries temporais do portfólio de geração e histórico de preços no mercado à vista de energia. Através dessa precificação, será possível estabelecer pontos de equilíbrio econômico-financeiro para usinas com sistemas de armazenamento de energia, auxiliando a viabilização desses sistemas e identificando oportunidades em projetos específicos de geração de energia elétrica.
- O estudo de portfólio foi feito com projetos em localizações muito distantes, como nordeste e sul do país. Pode ser interessante fazer a análise se restringindo às usinas de uma determinada região, pois podem existir restrições à expansão devido à infraestrutura do sistema de transmissão.

REFERÊNCIAS

ANEEL. (2018). *Ambiente de Contratação Regulada (ACR)*. Fonte: http://www.aneel.gov.br/ambiente-de-contratacao-regulada-acr-

CEPEL. (2018). *Modelo Ventos*. Fonte: http://www.cepel.br/produtos/ventos-previsao-e-geracao-de-cenarios-de-ventos.htm

EPE. (2018). *Matriz Energética e Elétrica*. Fonte: http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica

IRENA. (2017). *Planning for the Renewable Future.* Fonte: http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf

MME. (2018). *PORTARIA No 121, DE 4 DE ABRIL DE 2018.* Fonte: http://www.mme.gov.br/documents/10584/52444163/Portaria_n_121-2018/7ccaf512-b5ae-43df-beaa-ed7ef687c374;jsessionid=B4148CCABB45CBA6B4F7EA448FE56E23.srv155

BIOGRAFIA

João Caldas – Natural de Recife/PE e nascido em 03 de julho de 1987, formou-se em Engenharia Mecânica-Aeronáutica pelo ITA (2012). Trabalhou com modelagem CFD para turbinas à gás na Alstom Power Switzerland. Possui MBA em *BigData* e *Analytics* pela FGV. Com sete anos trabalhando no setor eólico, acumula experiência em prospecção *greenfield* de recursos eólicos e projeto de parques eólicos na Casa dos Ventos.

Análise procedimental da energia contida no recurso do vento verificada através de tecnologias consolidadas de geração eólica

Luiz Claudio Ribeiro Galvão, Stefania Gomes Relva, Fernando Meres Valadão, Raul Vaz de Paula, André Luiz Veiga Gimenes, Vinícius Oliveira da Silva, Miguel Edgar Morales Udaeta, Angélica Luana Linhares, Martim Debs Galvão

GEPEA/EPUSP – Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.
vinicius.oliveira.silva@usp.br; udaeta@pea.usp.br

Abstract

The objective of this work is to analyze the methodology for determining the primary wind energy resource contained in an aerial basin aiming at the production of effective electricity by conventional wind turbines. Methodologically, the wind behavior systematics was established by means of anemometric measurements data in-place using an Anemometric Station (EA) de 150.0 m. The results demonstrate that the local measurements contain incoherent data determining the conditioning treatment the construction of a data series. By analyzing the data series it can be stated that at 150.0 m (A150) the local wind profile varies over time with mean for the analyzed period of 6.3 m.s^{-1} ranging from 2-11 m.s^{-1} in 86% of the valid data measured, form factor of 1.91. In relation to the measurements at 30.0 m (A30), height of the wind turbine HUB studied, the mean velocity of the period is 4.1 m.s^{-1} and form factor 2.5, demonstrating that the site is susceptible to low wind speeds. From these results it is concluded that the site presents (i) low power density with a mean for the studied period of 291.12 W.m^{-2} at the height of the A150 and 64.70 W.m^{-2} at the height of the A30; (ii) primary energy density contained in the site for the period is 1,264 Wh.m^{-2} at the height of the A150 and 281 Wh.m^{-2} at the time of the A30 undergoing variation, with the highest values present between the months autumn and the smallest in the summer; (iii) wind speeds are insufficient to drive nominally installed wind turbines; (iv) by means of sensitivity analysis using other technologies of conventional wind turbines it is verified that the wind speed is insufficient in the traditional context with regard to the activation of aerogenerators. Concluding that there is a need to specify a modern advantage of the resource using wind turbine technologies with drive at speeds lower than 3.0 ms^{-1} and nominal velocity in the range of 5-8 ms^{-1} to ensure the best use of throughout the year.

Key-words: *Wind Power, Annual Wind Potential, Time Series, Data Analysis, Aerial Basin.*

1 Introdução

O vento é a manifestação indireta da radiação solar incidente sobre a atmosfera terrestre e pode ser descrito no domínio da frequência, sendo representado pela energia cinética associada à componente horizontal da velocidade do vento [1]. Esta função é calculada a partir de um registro significativo de medições da velocidade do vento, a qual se dá o nome de densidade espectral de energia, em que se analisam a contribuição das oscilações com variação contínua de frequências para a variância de uma variável. Quando a velocidade do vento é a variável, a sua variância é proporcional à cinética das variações de velocidade [2]. O perfil de vento observado em qualquer momento é uma medição em tempo atual. Se a observação deste mesmo perfil prosseguir ao longo dos anos, entende-se a sua climatologia [3], [4]. Segundo Panofsky [5], o movimento vertical do vento próximo ao chão tem a maior contribuição para a variação do seu perfil e ocorre em uma gama de frequências com intervalo de 10 a 1.000 c.h^{-1} (ciclo por hora). No caso do movimento horizontal, a variância dentro desse intervalo é apenas uma pequena porção da variância total apresentando frequências entre 10^{-2} a 10^{-1} c.h^{-1}. Embora o espectro de vento só seja válido para caracterizar a zona onde se efetuam as medições, verifica-se que a sua forma geral se mantém constante.

Devido ao comportamento estocástico do vento, onde há significativa variabilidade interanual resultante das variações e condições meteorológicas, considerar apenas a velocidade média anual do vento mascara todas as suas variações, lentas ou rápidas, afetando o levantamento do potencial eólico da região [6], uma vez que o recurso apresenta forte correlação com o tempo [7] apresentando variações anuais, sazonais a alterações na ordem de horas e minutos [8]. Amenizar este efeito e melhorar a qualidade do levantamento do potencial eólico é necessária grande série de dados medidos (múltiplas décadas) [9] e que se distribuam essas aferições em densidades de probabilidades expressas em percentual de frequência de ocorrência para velocidade [10].

A turbulência atmosférica afeta a conversão de energia, principalmente devido às variações na direção do vento [11]. Em locais com níveis de turbulência particularmente elevados, há potencial de redução da produção de energia do parque eólico quando comparado com locais de menor turbulência [12]. Contudo, o seu impacto é mais significativo ao nível dos esforços a que a turbina fica submetida [6]. A variabilidade do vento significa que a potência elétrica também é flutuante. O caráter aleatório desta característica do vento obriga ao uso de processos que descrevam estatisticamente essa variação [13] e a principal variável a ser avaliada é a velocidade de vento, posto que o bom conhecimento sobre o regime dos ventos traz ao empreendimento eólico maior segurança operativa quanto à produção de energia elétrica. O comportamento

do vento é influenciado por fatores como orografia, rugosidade do terreno, temperatura, pressão atmosférica e altura em relação ao solo [14]–[17]. A determinação e aferição desses dados são utilizadas para (i) o levantamento do potencial de energia eólica de uma região, (ii) definir produtividade energética de um determinado parque eólico, (iii) determinar o posicionamento ótimo dos aerogeradores e (iv) auxiliar na escolha do modelo de turbina ideal para as condições locais [18].

Em suma, o conhecimento detalhado do regime de vento é de crucial importância tendo em vista que erros na predição dos ventos aumentam as incertezas conduzindo a erros na estimativa de produção de energia e dimensionamento equivocado dos parques eólicos com consequentes riscos financeiros, pequenas variações na velocidade impactam em grandes variações de potência (relação cúbica) [1], [19], [20]. Assim, este trabalho, visa o desenvolvimento de modelagem energética de dados eólicos medidos em Estação Anemométrica (EA) modelo de 150,0 m [18] para estudos e determinação da energia do vento disponível em uma bacia área. Além disso, será avaliado o desempenho teórico da utilização de uma tecnologia de geração disponível no mercado, e, também a sua aplicabilidade e limitações

2 Aspectos Elementares para modelagem da energia contida no vento

As etapas para a determinação da energia do vento de uma bacia aérea local envolvem cinco etapas: padrão, qualidade e tratamento dos dados, análise estatística dos dados e por fim o cálculo físico baseado nos dados brutos da Estação Anemométrica (EA) modelo. Tais procedimentos estão contidos e exaustivamente caracterizados em [1], [21], [22]. Os equipamentos da EA com seus respectivos modelos, especificações, calibrações estão contidos em [18], [23]. Portanto, as cinco etapas de análise para determinação da energia do vento contida na bacia aérea seguem:

Etapa 1 (padrão dos dados): levantamento das fontes e tipos de dados, o período de medição e integração dos dados brutos obtidos no datalogger da EA [24];

i. Os dados brutos de todos os equipamentos devem ser medidos de segundo a segundo com registro da média, máximo, mínimo e desvio padrão calculados de minuto a minuto [25].

Etapa 2 (qualidade dos dados): são analisados a quantidade, continuidade, paradas, grandezas e coerência dos dados brutos [23], [25]–[27];

Etapa 3 (tratamento dos dados): quando necessário os dados são tratados neste caso são preenchidos períodos com dados incoerentes e/ou faltantes, com o intuito de construir uma série histórica para posterior análise;

i. Consiste em consolidar os dados mês a mês em um único documento [25];
ii. Os dados incoerentes e/ou faltantes são substituídos por dados sintéticos de hora em hora (monitoramento via satélite). Neste caso vale salientar que a qualidade da série e dos dados não condizem com a qualidade das medições *in-loco* feito por equipamentos específicos e calibrados.

Etapa 4 (análise estatística): após a construção da série os dados são analisados estatisticamente;

i. Cálculo das variáveis necessárias para análise;
ii. Levantamento da distribuição de velocidade do vento por meio da identificação das curvas características locais.

Etapa 5: (cálculo físico): determinação do potencial e energia do vento disponível na bacia aérea.

i. Calculo da densidade do ar ($kg.m^{-3}$);
ii. Cálculo da densidade de Potência local ($W.m^{-2}$);
iii. Determinação da energia do vento local ($kWh.m^{-2}$);
iv. Avaliação da geração segundo tecnologia comercial que considera as dimensões do aerogerador instalado e a norma IEC 61400 [28].

3 Procedimentos e construção de série histórica do vento

3.1 Período de medição e monitoramento

O período de monitoramento, que compreende o tempo de medições que pode ser dias, meses, anos e décadas. No caso das medições anemométricas os conjuntos de dados de referência devem ter duração mínima de monitoramento de um ano, contudo dois ou mais anos produzirá maior confiabilidade aos resultados [22]. Um ano é usualmente suficiente para determinar a variabilidade diurna e sazonal do vento, por outro lado, medições de vento de curtíssimo período, 1-3 anos, não são indicativos como projeção do recurso primário do vento de longo prazo devido à variabilidade interanual [29]. Uma constatação é que a velocidade do vento muda constantemente variando acentuadamente, dependendo da região, ao longo de um ano, como por exemplo, a média da velocidade do vento é alterada com a mudança das estações (primavera, verão, outono e inverno) [12], [22], [30].

Períodos maiores de medições (cinco, dez ou mais anos), também apresentam variações ano a ano das velocidades médias mensais e anuais, uma vez que as condições climáticas globais e locais são mutáveis, porém, a previsão da energia disponível e implantação do parque eólico terão garantia firme mais assertiva. Estima-se que a variação da velocidade do vento (VV) médio em relação à vida útil de um aerogerador (20 anos) [30].O mesmo ocorre com a velocidade média horária para períodos curtos (um dia, uma semana e um mês), sendo necessário identificar padrões no seu comportamento [31] que pode assumir regularidade ou ser caótico [32].

Portanto, avaliar corretamente a energia do vento vinculado ao um local ou área requer um período longo de dados, de modo a minimizar o erro associado às mudanças no comportamento do vento ao longo dos anos e assim reduzir os erros de estimativa da geração de energia de parques eólicos.

3.2 Grandezas básicas e opcionais de medição e monitoramento

Os parâmetros básicos de medição anemométrica recomendada para estimar o recurso de energia primária vinculado ao vento são a velocidade e direção do vento, temperatura e pressão ambiente. Cada grandeza é monitorada em alturas especificas ao longo do perfil vertical do vento, de modo a garantir uma boa estimativa do recurso local. Há também grandezas opcionais, que permitem correlacionar às condições climáticas com o potencial calculado e melhorar o modelamento da energia do vento local, tais grandezas são a umidade atmosférica, índice pluviométrico e radiação solar [27], [33].

A qualidade de dados anemométricos envolve não só a análise pós-medição, mas também uma série de cuidados que vão desde a escolha, instalação e distribuição dos equipamentos ao longo de diferentes alturas, pré-determinadas, na estação anemométrica, até o registro e consolidação dos dados ao longo dos anos. Para isso, diversos estudos demonstram que a instalação e o número de equipamentos devem ser o maior possível. Alturas como 10, 25, 30, 40, 50, 100 e 200 m para a instalação dos anemômetros são constantemente referenciadas [18], [33] e inclusive sugere-se a utilização de LIDAR associado a torres anemométricas para medição de alturas superiores a 250.0 m e posterior comparação de dados medidos entre ambas tecnologias [34]. Dados de direção do vento, pressão e temperatura também são primordiais para a determinação da energia do vento, sendo o primeiro importante para caracterizar o posicionamento de instalação dos aerogeradores e o segundo e terceiro para calcular a curva de densidade de potência do vento local.

3.3 Ajuste de modelos de distribuição de probabilidade das séries horárias de velocidade do vento

Os cálculos dos parâmetros que caracterizam o potencial de energia do vento de um local são feitos com base em série de dados coletados de uma determinada estação meteorológica ou anemométrica. Para realizar projeções a partir desses dados utilizam-se as representações analíticas da distribuição de probabilidade da velocidade do vento, que incide no uso da função densidade de probabilidade f (u) da velocidade do vento delimitada entre dois valores u_a e u_b.

$$f(u_a \leq u \leq u_b) = \sum_{i=a}^{b} f(u_i) \quad [\text{m.s}^{-1}] \tag{01}$$

A área total sob a curva da função de distribuição de probabilidades é dada pela Eq. (02).

$$\sum_{i=0}^{\infty} f(u_i) = 1 \tag{02}$$

As Eq. (01) e (02) são utilizadas no caso de registros discretos. Existem várias distribuições probabilísticas para representar o comportamento do vento diferindo-se pelo padrão do vento [35], [36], ou seja, o comportamento do vento em um determinado local pode ser melhor retratado por uma distribuição normal, enquanto em outro local por uma distribuição gama. Assim, vários modelos probabilísticos são utilizados como a distribuição normal, beta, gama, exponencial, Rayleigh, Weibull, etc [1]. Destas, a frequência de distribuição horizontal da velocidade do vento pode ser razoavelmente bem descrita pela função de distribuição de Weibull. Isto foi demonstrado em diversos trabalhos [7], [10], [32], [37]–[41], pois ela incorpora tanto a distribuição exponencial (k=1) quanto à distribuição de Rayleigh (k=2), além de fornecer uma boa aproximação da distribuição normal quando o valor de k≈3,5, retratar o comportamento de ventos extremos e, quase sempre, ventos moderados e ventos fortes [4]. A função densidade de probabilidade pode ser representada analiticamente pela função de densidade de probabilidade de *Weibull*:

$$f(\bar{u}) = \frac{k}{c}\left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^{k-1} e^{\left[-\left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^{k}\right]} \tag{03}$$

Em que c é parâmetro de escala em velocidade (m.s^{-1}), k é parâmetro de forma adimensional e $\bar{u}$ é a velocidade média do vento (m.s^{-1}). Há locais que os ventos se comportam de maneira muito distinta no verão e no inverno, sendo necessário fazer uma função densidade de probabilidade de Weibull de duplo pico. Segundo Leite [35], que avaliou os ajustes horários para os modelos de distribuição de probabilidade de Weibull, Rayleigh, Beta, Gama e Normal para dados de uma região específica, obtendo-se que para o período noturno, entre 18-23h, prevalece à distribuição Beta; entre 0-5h, a distribuição de Weibull aparece como melhor opção de ajuste; entre 6-11h, prevalecem as distribuições de Weibull e Beta; porém, entre 12-17h, os cinco modelos são equivalentes, concluindo que com um ajuste adequado dos dados médios horários de velocidade do vento pode-se optar pelo modelo de distribuição mais simples e com menor grau de dificuldade de implantação.

4 Sistemática de dados medidos para série histórica monitorada

Os dados brutos (coletados e sem nenhum tipo de tratamento) medidos pelos sensores, registrados e armazenados no datalogger presentes na EA150 são exaustivamente descritos em GEPEA [18] que compreendem o período 17/12/2016 a 17/07/2017. Esses dados são processados, verificados e tratados formando a série histórica de medições da velocidade do Vento (VV) e parâmetros meteorológicos locais permitindo a modelagem de energia primaria do vento local, que somada as características especificas da tecnologia de aerogerador implantada no local de medição é possível verificar o desempenho deste.

O registro e armazenagem de todas as medições, e de todos os equipamentos que constituem estação anemométrica são sincronizados em referência horária UTC-3, com frequência de aquisição de 1Hz (01 registros por segundo de cada equipamento) com intervalo de integração de registro de 01 minuto [23].

A identificação de todos os sensores, equipamentos de medição de vento e sistema de aquisição de dados utilizados no estudo recebem um código apresentado na Tabela 1. O esboço do arranjo da torre da EA150 e distribuição dos equipamentos estão disponibilizados em GEPEA [33].

Tabela 1 – Lista de equipamentos da EA com seus respectivos Tag do estudo e alturas de instalação.

Equipamento	Código	Altura de instalação (m)
Anemômetro 1	A100	112
Anemômetro 2	A50	52
Anemômetro 3	A80	82
Anemômetro 4	A30	31,5
Anemômetro 5	A150	152
Windvane 1	W100	152
Windvane 2	W80	31,5
Barômetro	Pres	90
Termohigrômetro	Temp	90
Piranômetro	-	12
Modem Satélite	-	3
Datalogger	-	3

5 Avaliação do comportamento da velocidade de vento

Os dados de medição são analisados e sistematizados para os cinco anemômetros instalados na EA150 em diferentes alturas, ver Tabela 1. A velocidade do vento (VV) exibe um comportamento estocástico, onde é observado uma significativa variabilidade interanual, no qual sua velocidade média varia ao longo do ano sendo dependente das condições meteorológicas locais e estando sujeitas as estações do ano, como é possível observar na Figura 1 que apresenta a variação da VV para os anemômetros A150 e A30, em que para os meses de janeiro a março (verão) a VV decresce sutilmente, já para os meses de abril a junho (outono e início do inverno) as VV médias crescem rapidamente atingindo o maior patamar do período analisado. Tal comportamento deve-se a mudança do período do verão (estação chuvosa) para entrada do inverno (estação seca), essa mesma característica é apresentada em GEPEA [21] a partir de medições realizadas a 100 m e apresentam o mesmo comportamento apresentado por [41]. Por outro lado, há necessidade de um período maior de medição (meses e anos) para demonstrar a característica estocástica do vento neste local.

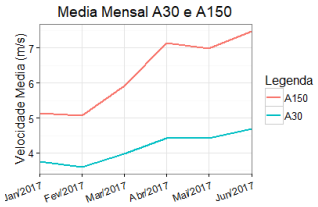
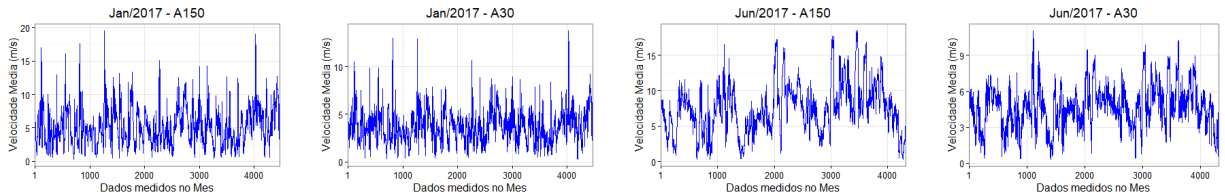


Figura 1 – Variação das velocidades médias mensais do vento (a) A150, (b) A30, (c) consolidação das curvas.

O mesmo ocorre com a velocidade em para períodos curtos (um dia, uma semana e um mês), pois o comportamento da série de VV é alterado constantemente. Quando verificado o comportamento da flutuação da velocidade média do vento ao longo dos seis meses completos de medição da A150 observa-se, assim como o apresentado para o comportamento do vento mensal da A100 [1], que os picos e vales oscilam acentuadamente ao longo do ano, mas com uma tendência média de crescimento no inverno e decrescimento no verão, ver Figura 2**Erro! Fonte de referência não encontrada.**. Este comportamento reflete a variação interanual do vento atrelado as mudanças meteorológicas que o local está inserido. Há uma demanda intrínseca por ampliação do período de medições meteorológicas e de velocidade e direção do vento para a efetiva análise do comportamento interanual do vento. Essa análise impacta em estudos e possíveis conclusões assertivas do potencial de energia do vento contida na bacia aérea local, viabilizando a implantação e distribuição de aerogeradores em parques eólicos com estimativa de geração com erro reduzido, o que aumenta a segurança do abastecimento energético.



(a) (b) (c) (d)

Figura 2 – VV ao longo de um mês (a) Jan/2017 A150, (b) Jan/2017 A30, (c) Jun/2017 A150 e (d) Jun/2017 A30.

Quando analisado a distribuição das frequências relativa ao período de medição de seis meses fica evidente que a concentração das velocidades para o A150 está na faixa entre 2-11 $m.s^{-1}$, ver Figura 3 (a), com mais de 86% de ocorrência de VV, no caso do A30 a mesma faixa de VV apresenta 79% de ocorrência, ver Figura 3 (b). Outra constatação relacionada a variação interanual, é que meses referentes ao verão apresentam concentração de frequências de VV na faixa de 2-8 $m.s^{-1}$ para o A150 e de 2-6 $m.s^{-1}$ para o A30. Já os meses de outono e início do inverno a faixa para o A150 é de 2-11 $m.s^{-1}$ se aproximando do perfil para o período estudado e para o A30 de 2-8 $m.s^{-1}$ mantendo-se semelhante ao período do verão, com a diferença de haver uma maior concentração de velocidades entre 6-8 $m.s^{-1}$, Figura 3 (c)-(f).

Quando analisado apenas o mês de junho/2017, que apresenta a maior média mensal de VV tanto para o A150 quanto para o A30, ver Figura 1, verifica-se que as VV se concentram na faixa entre 6-9 m.s^{-1} apresentando baixa frequência de VV de 1,0 m.s^{-1}, além de possuir significativa frequência com ventos entre 10-16 m.s^{-1}, 15% das frequências, ver Figura 3 (g)-(h). No caso do A30, a concentração de VV na faixa entre 4-6 m.s^{-1} fica mais evidente, 64% das frequências.

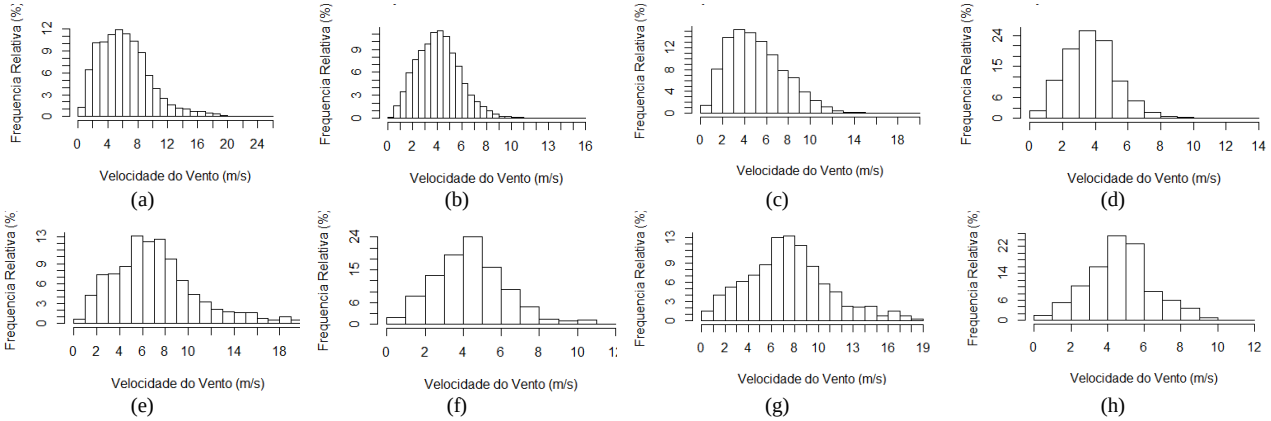


Figura 3 – Frequência relativa da velocidade (a) período A150, (b) período A30, (c) Jan/2017 A150, (d) Jan/2017 A30, (e) Abr/2017 A150, (f) Abr/2017 A30, (g) Jun/2017 A150 e (h) Jun/2017 A30.

A Tabela 2 traz consigo o levantamento mensal, anual e do período com dados de medições das velocidades média, desvio padrão, fator de forma e escala do vento medidos pelo A150 e A30. Estes dados são importantes para o levantamento da frequência de distribuição horizontal da velocidade que é razoavelmente descrita pela função de distribuição de *Weibull*. Esta distribuição incorpora tanto a distribuição exponencial (k=1) quanto a distribuição de Rayleigh (k=2), além de fornecer uma boa aproximação da distribuição normal (k ≈ 3,5).

Para k<1 essa função se assemelha com uma distribuição exponencial, para k=1 a curva se torna efetivamente uma distribuição exponencial, para k>1 a distribuição passa a ter um fator polinomial predominante. Para k=2 tem-se o que seria uma distribuição intuitiva da velocidade do vento, com pouca ocorrência de velocidades extremas e uma grande gama de velocidades em probabilidades médias. Vale ressaltar que os parâmetros apresentados na Tabela 2 correspondem: (i) c é parâmetro de escala em velocidade (m.s^{-1}); (ii) k é parâmetro de forma adimensional; (iii) $\bar{u}$ é a velocidade média do vento (m.s^{-1}); e (iv) σ é o desvio padrão médio.

Pela análise dos dados verifica-se que os meses 2017 que para o A150: (i) a VV média de 6,3 m.s^{-1}, ou seja, o local apresenta baixa média de velocidade para o período mesmo a altura superior a 150 m; (ii) o σ de 3,43 para a amostra, ou seja, há grande range de VV em relação a média das VV; e (iii) k=1,91, ou seja, a distribuição se aproxima da distribuição de Rayleigh (k=2) com maior concentração de VV no centro da distribuição. Já para o A30: (iv) a VV média de 4,14 m.s^{-1}, ou seja, o local apresenta VV média muito baixas para alturas próximas ao solo. Mas dentro da análise esse resultado é evidente e factível, uma vez que as maiores VV se encontram em alturas elevadas em relação ao solo; (v) o σ de 1,77 para a amostra, ou seja, há grande range de VV em relação a média das VV; e (vi) o k=2,50, ou seja, a distribuição de VV nesta altura tem um caráter polinomial predominante, em termos de velocidade e transcendendo esta análise para do vento, este valor demonstra que o local é susceptível a baixas potências, uma vez que as médias VV se encontram próximas as velocidades mais baixas registradas no local, além disso, as velocidades mais altas do vento ocorrem com pouca frequência. Quando analisado os dados mês a mês nota-se a presença de k superior a 2,4 para a altura de instalação do A30, o que deixa evidente que o recurso para esta altura é insipiente para a instalação de tecnologias com curva de potência dos aerogeradores tradicionais.

Tabela 2 - Dados estatísticos consolidados da velocidade e perfil do vento.

Ano	Mês	A150				A30			
		VV média [m.s-1]	Desvio padrão (σ)	Fator de Forma (k)	Fator de Escala (c) [m.s-1]	VV média [m.s-1]	Desvio padrão (σ)	Fator de Forma (k)	Fator de Escala (c) [m.s-1]
2017	1	5,13	2,64	2,04	5,79	3,75	1,59	2,53	4,22
2017	2	5,07	2,78	1,90	5,72	3,59	1,54	2,50	4,05
2017	3	5,91	3,50	1,74	6,64	3,96	1,76	2,41	4,48
2017	4	7,14	3,67	2,04	8,06	4,42	1,87	2,54	4,98
2017	5	6,99	3,47	2,12	7,89	4,42	1,83	2,59	4,97
2017	6	7,48	3,55	2,23	8,45	4,69	1,76	2,91	5,26
2017		6,30	3,43	1,91	7,10	4,14	1,77	2,50	4,67

6 Análise e avaliação das grandezas básicas e opcionais medidas

Por meio de dois windvanes, W150 e W30, ver Tabela 1, instalados na EA150 em diferentes alturas, foi possível determinar a direção do vento predominante do local. A ferramenta utilizada para demonstrar o histórico da direção dos ventos é a *Rosa dos Ventos* que consiste de diversos círculos concêntricos contendo indicação das direções cardeais e suas subdivisões com código de cores, em que cada um dos círculos representam uma faixa frequência suas cores a velocidade de vento predominante. Com base na análise dos dados a direção de predominância da VV é a direção nordeste

apresentando concentra de velocidades na faixa de 4-20 m.s^{-1}. Conclusão tomada apenas com base nos dados dos W150 e W30.

A temperatura do ar medida pelo termohigrômetro é importante para determinar juntamente com a pressão e umidade relativa do ar a densidade da massa de ar que flui no local, variável necessária para estimar o recurso eólico local. As medições de temperatura do mesmo modo que a velocidade e direção do vento estão baseadas entre os períodos de janeiro a junho de 2017. Essas medições oscilaram ao longo do período, como esperado, apresentando algumas medições inferiores 0,0 °C, o que não condiz com a condição climáticas do local, mas devido ao pequeno período tais erros são esperados, mas não são aceitos para a modelagem da energia, uma vez que a diminuição da temperatura aumenta a densidade do ar mascarando o potencial de energia do vento contida na bacia aérea. Por outro lado, com exceção a um intervalo inferior a 5 dias do mês de junho, os dados de medição de temperaturas são coerentes. Verifica-se que as médias mensais de temperatura de janeiro a março são maiores, valor esperado por se tratar de meses do verão, decrescendo ao longo dos meses do outono e inverno.

A pressão barométrica é utilizada conjuntamente com a temperatura para determinar a densidade do ar, mas devido a pressões dinâmicas induzidas pelo vento, se faz necessário sua instalação em ambientes fechados (caixas de energia e de instalação do *datalogger*). Os dados inferidos pelo barômetro, assim como apresentado na temperatura apresentaram erros de medição para o mês de fevereiro, mas tal medição foi pontual, não afetando a qualidade dos dados. Quando analisado as médias mensais de pressão do local verifica-se que em nenhum mês as médias são iguais, apresentando decrescimento no mês de fevereiro em relação a janeiro, seguido de crescimento acentuado até o mês de junho.

A umidade relativa do ar é outra grandeza de medição meteorológica utilizada conjuntamente com a temperatura pressão para determinar a densidade do ar. Os dados inferidos pelo termohigrômetro (mede temperatura e umidade do ar), assim como apresentado em todas as grandezas oscilou ao longo do período de medição, mas neste caso especifico não apresentou erros aparentes de medição. Essas medições ficaram na faixa de 20-100%, como variação média mensal acentuada entre sucessivos meses.

7 Avaliação da energia do vento

A curva de densidade de potência (DP) do vento é indicada para avaliar e estimar o energia do vento disponível em um local específico [1]. Esta energia disponível para o aerogerador é a energia cinética, ver Eq. (04), associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade u (m.s^{-1}).

$$Ec = \frac{1}{2}.m.u^2\ [J] \tag{04}$$

Na unidade de tempo, a coluna de ar ao atravessar à seção plana transversal do rotor de área A (m²) desloca uma massa de ar $\dot{m}$ (kg.s^{-1}), ver Eq. (05), caso essa energia seja suficiente para girar o rotor, o aerogerador produzirá energia.

$$\dot{m} = \rho.A.u\ [kg.s^{-1}] \tag{05}$$

A densidade do ar é utilizada para calcular a densidade de potência do vento. Esta depende da temperatura, pressão e altitude local, podendo variar de 10-15% sazonalmente. Se a pressão local é conhecida, os valores de densidade horária em relação à temperatura do ar podem ser calculados, ver Eq. (06).

$$\rho = \frac{P}{RT}\ [\text{kg}.m^{-3}] \tag{06}$$

Em que P é a pressão do ar inferida no local (Pa ou N/m²), R é a constante característica do ar (287 J/kg.K) e T é a temperatura ambiente, também inferida no local em unidade Kelvin (°C+273,15). No caso de não haver ou em que haja erros de aferição da pressão local, a densidade do ar pode ser estimada pela Eq. (07) que utiliza dados locais de altitude e temperatura.

$$\rho = \left(\frac{P_0}{RT}\right)e^{\left(\frac{gz}{RT}\right)} \tag{07}$$

Em que P_0 é a pressão atmosférica padrão ao nível do mar (101,325 Pa), g é a constante gravitacional (9,8 m.s^{-2}) e z é a altitude (cota) local em relação ao nível do mar (m). Substituindo os valores numéricos de P_0, R e g na Eq. (08):

$$\rho = \left(\frac{353{,}05}{T}\right)e^{0{,}034\left(\frac{z}{T}\right)} \tag{08}$$

Ou ainda é possível considerar a densidade do ar na CNTP (Condições Normais de temperatura e pressão), onde são dados valores padrões para temperatura (273,15 K), pressão (101,325 kPa) e densidade do ar (1,2922 kg.m-³). Nesta condição as incertezas são ainda maiores. Assim, a equação de densidade de potência disponível no vento (W.m^{-2}) é definida pela energia eólica disponível por unidade de área varrida pelas pás do aerogerador, Eq. (09) e Eq. (10).

$$P = \frac{\partial Ec}{\partial t} = \frac{1}{2}.\rho.A.u^3\ [W] \tag{09}$$

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2n}\sum_{i=1}^{n}(\rho)({u_i}^3)\ [W.m^{-2}] \tag{10}$$

8 Avaliação da intensidade de turbulência local

O indicador mais comum de turbulência para fins de ensaio é o desvio padrão da velocidade do vento [σ_u] [11], [28]. Dividindo-se este valor pela velocidade média do vento obtém-se a intensidade de turbulência [Iu], ver Eq. (11). Em que:

(i) σ_u é o desvio padrão da velocidade do vento; e $\bar{u}$ é a velocidade média do vento. Este indicador que permite avaliar quantitativamente a turbulência local [27] em níveis baixos (Iu ⩽0,1), moderados (0,1<Iu⩽0,25) e altos (Iu>0,25).

$$I_u = \frac{\sigma_u}{\bar{u}} \qquad (11)$$

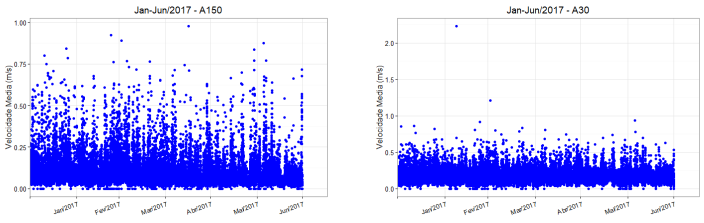
A variância varia menos com a altura do que a velocidade média resultando, normalmente, no decrescimento de Iu em relação ao aumento da altura. Verifica-se que $\sigma_u \approx 2{,}5u$ na camada superficial [6]. Assim, a partir da Eq. (11) é possível reescrever a Eq. (12).

$$I_u(z) = \frac{1}{ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \qquad (12)$$

O cálculo do IT nas alturas de referência do A150 e A30 demonstraram que na altura do A150 o IT apresenta os menores índices de turbulência, média para o período analisado de 0,1 enquanto que para a altura do A30 este índice apresentou média de 0,18, ver Tabela 3. Esses valores demonstram que na altura do A30 as VV sofrem mais oscilação e o intervalo das suas velocidades estão mais afastadas da sua média, ver Figura 10 (a) e (b). Este fenômeno pode ser observado nas Figura 4 (a) e (b), onde a escalado da ordenada para o A150 apresenta máximo de 1,00 enquanto que a do A30 apresenta escala máxima de 2,0. Além disso, pode-se afirmar, baseado nesses dados, que na altura do A30 os ventos apresentam índices moderados de turbulência o que prejudica o funcionamento do aerogerador, já na altura do A150 o ventes tem baixos níveis de turbulência.

Tabela 3 – Consolidação das médias de índice de turbulência (IT).

Ano	Mês	IT A150	IT A30
2017	1	0,12	0,19
2017	2	0,11	0,18
2017	3	0,11	0,18
2017	4	0,09	0,18
2017	5	0,08	0,17
2017	6	0,08	0,18
2017		0.01	0,18

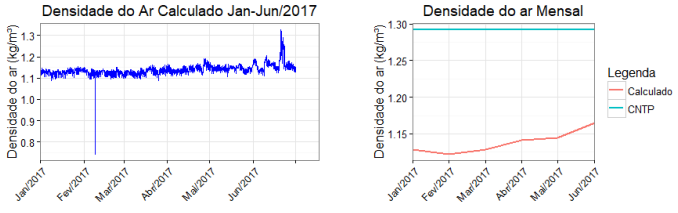


(a) (b)

Figura 4 – Índice de Turbulência (IT) (a) A150 e (b) A30.

9 Determinação empírica e avaliação da densidade do ar local

Por meio das medições de pressão, temperatura e umidade local, considerando a Eq. 07 e realizando as conversões de unidades necessárias foram calculadas as densidades do ar para cada instante do período estudado. A ρ calculada é majoritariamente superior a 1,1 kg.m^{-3}, salvo um breve período em que a densidade decresce abruptamente causado pelo erro de medição do barômetro, ver Figura 5 (a). Em relação à média mensal ρ apresenta crescimento acentuado no outono e início do inverno, ver Figura 5 (b). Em todos os meses a média calculada foi inferior à ρ na CNTP. A diferença máxima entre a ρ_{CNTP} e ρ_{Calc} é inferior a 9%.



(a) (b)

Figura 5 - Densidade do ar calculada (a) total de dados medidos e (b) média mensal.

10 Determinação da densidade de potência local

A partir da determinação da densidade do ar foi realizado uma análise detalhada da densidade de potência (DP) do local. Analisando a Tabela 4 verifica-se que há grande diferença entre a densidade de potência média entre sucessivos meses analisados no ano de 2017, tanto para o A150 quanto para o A30. Quando analisado os valores entre a média do período para os dados vinculados a densidade do ar na CNTP e aos calculados com base na série de dados medidos, observa-se que para ambas alturas (A150 e A30) a primeira é 12,7% superior a segunda. Este resultado ocorre devido ao $\rho_{CNTP} > \rho_{calc}$ em todo o período do estudo. Em relação ao comportamento interanual, observa-se que durante o período do verão a densidade é inferior à média do período de 291,12 W.m^{-2} para o calculado na altura do A150 e inferior a 64,70 W.m^{-2}

para a altura do A30, aumentando acentuadamente durante o período do outono atingindo seu máximo no inverno, de 420,99 W.m^{-2} na altura do A150 e 85,70 na altura do A30 para o calculado no mês de julho.

Tabela 4 - Dados estatísticos consolidados da densidade de potência do vento a para A150 e A30.

Ano	Mês	A150		A30	
		Dados medidos [W.m^{-2}]	Dados CNTP [W.m^{-2}]	Dados medidos [W.m^{-2}]	Dados CNTP [W.m^{-2}]
2017	1	145,20	165,73	47,41	54,17
	2	151,75	174,24	41,99	48,24
	3	268,65	305,22	58,28	66,38
	4	397,85	449,64	77,92	88,05
	5	356,72	402,59	75,83	85,53
	6	420,99	466,60	85,70	95,04
Media		291,12	328,36	64,70	73,10

Quando comparada as curvas das Figura 6 observa-se que o comportamento da DP oscila ao longo de todo o período e com características semelhante, mudando apenas o patamar máximo. A densidade de potência apresenta picos superiores a 2.000 W.m-² no A30 e 5.000 W.m-² no A150 ao longo de todo o período do estudo, apresentando máxima superior a 10.000 W.m-² no caso do A150. Segundo os dados apresentados o período com melhor disponibilidade para produção de energia está compreendido entre os meses de março a junho.

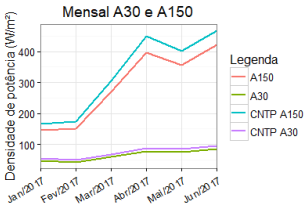


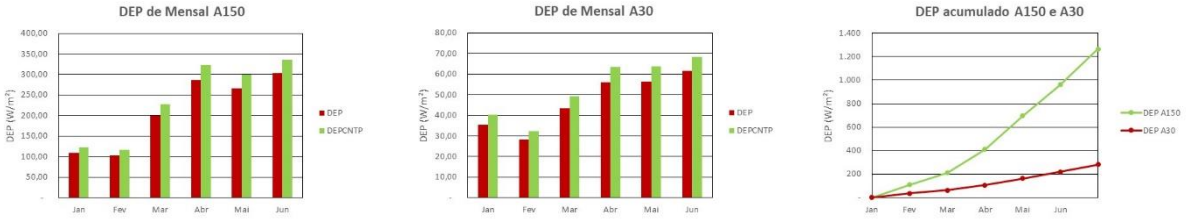
Figura 6 – Médias mensais de DP (W.m^{-2}) calculada para os dados na A150 e A30 medidos e A150 e A30 na CNTP.

11 Determinação da densidade de energia do vento contida no local

De modo a completar a análise referente a energia do vento contida na bacia aérea local é calculado a densidade de energia do vento (DEP). A análise é apresentada em função da densidade de energia primária em kJ.m^{-2}, unidade utilizada na bibliográfica e consensualmente aceita para indicar recurso enérgico primário contido no vento. O cálculo é efeituado integrando-se no tempo a densidade de potência calculada a partir da Eq. 09 (GEPEA, 2016).

$$\frac{E_J}{A} = \Delta t \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{P}{A}\right) \qquad (13)$$

A partir dessas premissas é possível determinar o DEP contida no local. Os valores calculados e consolidados podem ser analisados na Figura 7 (a,b), em que fica evidente, assim como já apresentado anteriormente, que os meses com maiores DEP estão compreendidos no outono e início do inverno, com pico no mês de junho de 2017 em que o DEP acumulado, com base nos valores calculados, foram de 303,11 a 61,70 kWh.m^{-2} para o A150 e A30 respectivamente. No caso do DEP consolidado para o período de 2017 analisado este apresentou 1.264,63 e 281,06 kWh.m^{-2} para o A150 e A30 respectivamente, ver Figura 7 (c).



(a) (b) (c)

Figura 7 – Densidade de energia disponível por mês na (a) A150, (b) A30, e (c) comparação acumulado A150 e A30.

12 Avaliação do desempenho do sistema eólico teórico

O sistema de geração eólica do estudo possui dois Aerogeradores intitulados de Aero1 e Aero2 [42], [43] com: (i) 100 kW de potência nominal; (ii) 0,45 de coeficiente de potência (Cp); (iii) três pás como comprimento de 10 m cada; (iv) diâmetro do rotor de 21 m; (v) altura da torre 30 m; (vi) altura do Hub (HH) em relação ao solo de 31,5 m; (vii) dois sensores ultrassônicos embarcados de medição da velocidade e direção do vento (anemômetro e windvane); e (viii) a curva característica de potência dos aerogeradores e outros parâmetros adicionais podem ser visualizados em [9]. A área de instalação das duas unidades está sistematicamente descrita em GEPEA [23], [33] para visualização da área de instalação dos aerogeradores (Aero1 e Aero2) instalados no talude ver Figura 8. Este local apresenta característica de terreno complexo, com grande proximidade de árvores com mais de 10 m de altura, apresentando rugosidade local é de 0,3 m (z_0 = 0,3 m).

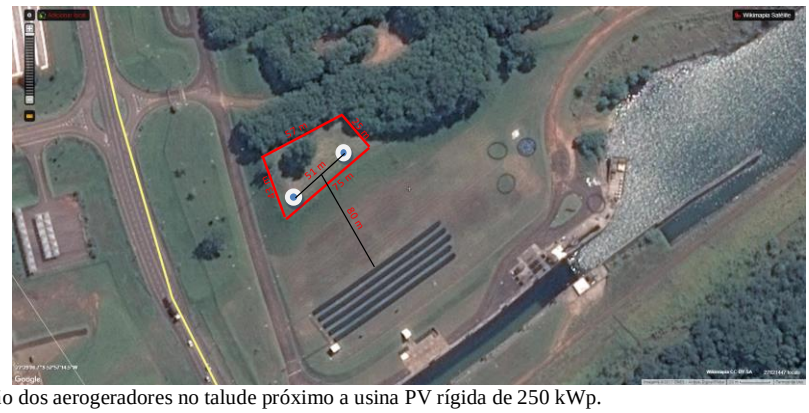
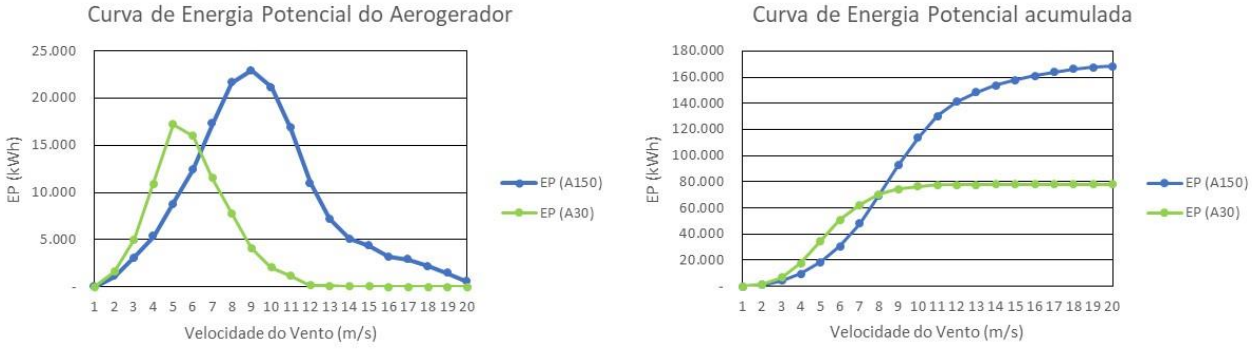


Figura 8 - Área de instalação dos aerogeradores no talude próximo a usina PV rígida de 250 kWp.

A velocidade do vento (VV) medida somente na altura do cubo ou Hub (HH) do aerogerador é definida como a medição de VV padrão e sempre deve ser feita. Segundo a IEC 61400 [28], recomenda-se que a medição da VV na HH seja suplementada com medidas de cisalhamento do vento na metade inferior do rotor para reduzir as incertezas. Para reduzir ainda mais a incerteza da VV, deve-se utilizar a Velocidade do Vento Equivalente do Rotor (REWS sigla em inglês) como a variável de entrada da VV na curva de potência. Para cada tipo de terreno há uma sugestão, segundo a IEC 61400 [28], para as configurações de medição da VV, que leva em consideração as limitações de medições em relação à classificação da complexidade do terreno. Portanto, com base nas informações apresentadas acima o estudo teórico de avaliação do desempenho do sistema eólico concentra-se nas seguintes premissas e estudo:

1) Modelo de Aerogerador Hummer H21.0-100kW [42];
2) Período de análise do estudo de janeiro a junho de 2017;
3) Para estimativa da Energia Produzida (EP) serão considerados os dados de velocidade do vento (VV) medidos pelo A30 da EA150;
4) Análise de desempenho teórico da geração de energia elétrica para o modelo Hummer nas alturas dos A150 e A30;
6) Por fim, estudo de sensibilidade da EP para três diferentes modelos de aerogeradores instalado a altura de referência do A150 [44]–[46]:
   i. GE 1,5 MW com diâmetro de pá de 82,5 m
   ii. GE 2,5 MW com diâmetro de pá de 88 m;
   iii. GE 2,7 MW com diâmetro de pá de 84 m.

O estudo do desempenho da produção de energia, por parte da tecnologia de aerogerador instalada [42], obteve que a Energia Potencial (EP) produzida por um único aerogerador instalado na altura de referência do A150 seria de 168,25 MWh para o período de janeiro a junho de 2017. Caso o mesmo Aerogerador fosse instalado na altura de referência do A30 e operasse durante o mesmo período a EP seria de 77,82 MWh. Essa diferença de 90,4 MWh a mais para a altura do A150 em relação ao A30, deve-se a maior concentração de VV ocorrendo na faixa de 1-7 $m.s^{-1}$ medidas no A30 enquanto no A150 há maior frequência de VV ocorrendo na faixa de 2-11 $m.s^{-1}$. Esse comportamento de frequência de ocorrência da VV e a EP que o equipamento está sujeito nas diferentes alturas A150 e A30 podem ser analisadas Figura 9.

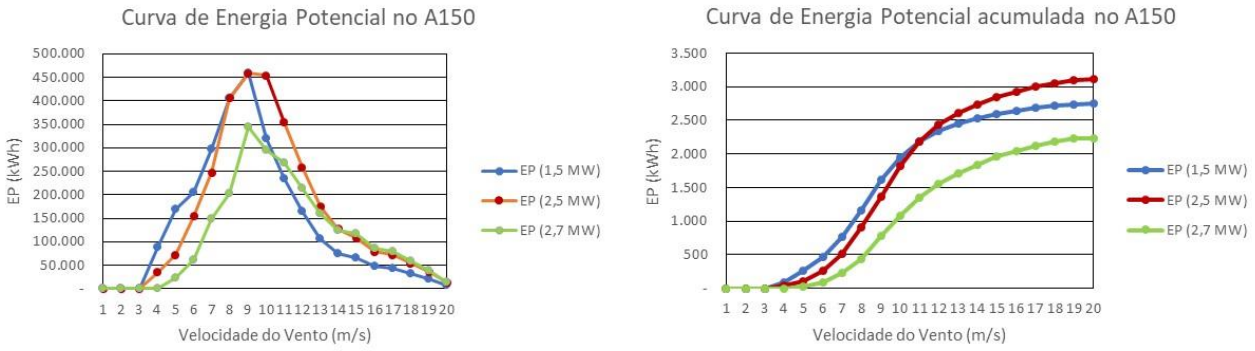


(a) (b)

Figura 9 – Curva de Energia Potencial do Aerogerador para alturas de referência A150 e A30 (a) EP e (b) EP acumulado.

A implantação de três diferentes modelos de aerogeradores instalados na altura de referência do A150 apresentam resultados de produção de energia muito diferentes como é possível verificar na Figura 10 (a), em que os picos de geração ocorrem nos modelos de 1,5 e 2,5 MW, enquanto que para o modelo de 2,7 MW o pico de geração é bem inferior aos outros dois, o mesmo ocorre com a energia total acumulada para o período do estudo em que o modelo de 2,5 MW apresenta a maior EP acumulada de 3.108 MWh seguido pelo modelo de 1,5 MW com 2.748 MWh e por último o modelo de 2,7 MW com EP acumulado de 2.240 MWh e isto está vinculado as curvas de produção de energia, ver Figura 10 (b). Essa característica demonstra que um equipamento com maior capacidade instalada não garante a maior geração de energia elétrica, pois essa geração está vinculada as faixas de frequência de ocorrência das VV, no caso do Aerogerador de 2,7 MW a sua faixa de acionamento nominal é superior a 13 $m.s^{-1}$, além de sua curva apresentar baixa inclinação para

a relação VV por Potência de saída, ou seja, são necessários altos valores de VV para garantir uma potência de saída ótima para este modelo.



(a) (b)

Figura 10 – Curvas para três diferentes modelos de aerogeradores (a) curva de energia potencial e (b) curva de energia potencial acumulada.

13 Conclusão

A qualidade dos dados anemométricos é essencial na determinação da energia do vento contido em uma bacia aérea. Esta qualidade, por sua vez, depende de diversos componentes, a saber: (i) seleção, instalação e distribuição dos equipamentos ao longo de diferentes alturas; (ii) registro e consolidação dos dados brutos ao longo de anos para identificar o comportamento interanual, plurianual, sazonalidades e intensidade de turbulência; (iii) análise pós-medição para identificar anomalias e erros de medição nos diferentes equipamentos; (iv) manutenção e calibração dos equipamentos.
A partir de medições na altura do A150, a bacia aérea tem como característica a variação interanual da velocidade do vento (VV). Com média de 6,3 $m.s^{-1}$, variando entre 2-11 $m.s^{-1}$ em 86% dos dados validos medidos, k= 1,91, ou seja, maior concentração de VV no centro da distribuição. Em relação as VV na altura do A30, que é também a altura do HH dos dois aerogeradores instalados é de 4,14 m.s-1, ou seja, o local apresenta VV média muito baixas para alturas próximas ao solo, e k=2,50, este valor demonstra que o local é susceptível a baixas potências, uma vez que as médias VV se encontram próximas as velocidades mais baixas registradas no local. Impactando na potência de saída do aerogerador, uma vez que opera a maior parte do tempo a baixo da sua VV nominal.
O local apresenta baixa densidade de potência (DP) ao longo do ano com média para o período estudado de 291,12 $W.m^{-2}$ na altura do A150 e 64,70 W.m-2 na altura do A30. A densidade de energia primária (DEP) contida no local sofre variação interanual, com os maiores valores presentes entre os meses do outono e os menores no verão. A DEP contida no local para o período analisado é de 1.264 $Wh.m^{-2}$ na altura do A150 e 281 $Wh.m^{-2}$ na altura do A30.
Com base no estudo de sensibilidade de instalação de diferentes tecnologias de aerogeradores foi possível entender o comportamento das tecnologias esperando em condições de VV diferentes das suas condições nominais.
Portanto conclui-se que:

- Há necessidade de continuação das medições vinculadas aos equipamentos da EA150 para a análise do comportamento do vento e determinação das características locais de variação interanual;
- A energia do vento existente no local de instalação da EA de Porto Primavera é insuficiente para acionar de forma nominal os aerogeradores comerciais por grandes períodos ao longo do ano;
- A altura de instalação do aerogerador não é coerente e vai impactar fortemente na geração de energia do equipamento ao longo do tempo.

Portanto conclui-se que para garantir o aproveitamento da energia do vento vinculada à bacia área local é fundamental a instalação aerogeradores com velocidade de acionamento menor que 3,0 $m.s^{-1}$ e que tenham velocidade nominal na faixa de 5-8 $m.s^{-1}$ para garantir o melhor aproveito do recurso ao longo de todo o ano.

Agradecimentos

Este trabalho foi financiado parcialmente pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES). Para o CNPQ (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), pela bolsa de pesquisa (Mestrado e Doutorado). À CESP pelo financiamento do P&D ANEEL PD-0061-0043/2014 “Integração de Plantas Eólicas e Solares Fotovoltaicas a Usinas Hidrelétricas Existentes: Uma abordagem via Complementação Energética com o suporte prático de plantas piloto com diferentes tecnologias” dado que graças a esse financiamento foi possível o desenvolvimento deste trabalho. Para a equipe de pesquisadores e colaboradores que ajudaram direta e indiretamente na elaboração deste projeto.

Referências

[1] GEPEA, “Relatório Técnico Científico (RTC): Determinação e Caracterização da Modelagem de Energia Primária dos Ventos,” São Paulo, 2016.

[2] I. Van Der Hoven, “Spectrum of horizontal Wind speed in the frequency range from 0,0007 to 900 cycles per hour,” *J. Meteorol.*, vol. 14, pp. 160–164, 1957.

[3] H. H. Lamb, *Climate: Present, Past, and Future. Vol. 1: Fundamentals and Climate Now*, 1st ed. London:

Methuen & Co Ltd, 1972.
[4] E. L. Petersen, N. G. Mortensen, L. Landberg, J. Hojstrup, and H. . Frank, “Wind Power Meteorology,” Roskilde, Denmark, 1997.
[5] H. Panofsky and I. van der Hoven, “Spectra and cross-spectra of velocity components in the mesometeorological range,” *Quart. J. r. meteor. Soc.*, vol. 81, pp. 603–606, 1955.
[6] R. M. G. Castro, “Energias Renováveis e Produção Descentralizada. Introdução à Energia Eólica,” Lisboa, 2007.
[7] J. Ehnberg, “Generation Reliability for Isolated Power Systems with Solar, Wind and Hydro Generation,” Chalmers University of Technology, 2003.
[8] S. Pfenninger, “Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability,” *Appl. Energy*, vol. 197, no. 1, pp. 1–13, 2017.
[9] G. Haydt, V. Leal, A. Pina, and C. A. Silva, “The relevance of the energy resource dynamics in the mid/long-term energy planning models,” *Renew. Energy*, vol. 36, pp. 3068–3074, 2011.
[10] J. L. O. Bernal, “Modelagem para o aproveitamento sustentável dos biocombustíveis, energia eólica e solar dentro do PIR local: estudo de caso do PIR da região de Araçatuba,” EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, 2009.
[11] A. B. Garcia and T. Vázquez, “Wind Turbulence Model based on the 30sec-Standard Deviation.” 2014.
[12] E. Rareshide, A. Tindal, C. Johnson, A. Graves, E. Simpson, J. Bleeg, T. Harris, and D. Schoborg, “Effects of complex wind regimes on turbine performance,” in *American Wind Energy Association WINDPOWER Conference*, 2009, no. May, pp. 1–15.
[13] R. M. G. Castro, “Energias Renováveis e Produção Descentralizada. Introdução à Energia Eólica,” Lisboa, 2003.
[14] U. Hassan and D. M. Sykes, “Wind Structure and Statistics,” in *Wind Energy Conversion Systems*, London: Prentice Hall International, 1990.
[15] N. Gylling, N. G. Mortensen, and E. L. Petersen, “Influence of Topographical Input Data on the Accuracy of Wind Flow Modelling in Complex Terrain,” in *EuropeanWindEnergy Conference&Exhibition*, 1997, pp. 1–4.
[16] T. Wizelius, *Developing Wind Power Projects: Theory and Practice*. London: EARTHSCAN, 2007.
[17] E. Fadigas, *Energia Eólica*. São Paulo: Manole, 2011.
[18] GEPEA, “Relatório Técnico Científico (RTC): Descrição das Unidades de Medição e de Geração Previstas para Instalação na Usina Hidrelétrica Engenheiro Sergio Motta,” São Paulo, 2015.
[19] M. Singh and S. Santoso, “Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants Dynam,NREL/SR-5500-52780, Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory,” Golden, 2011.
[20] K. S. R. Murthy and O. . Rahi, “A comprehensive review of wind resource assessment,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, pp. 1320–1342, 2017.
[21] GEPEA, “Relatório Técnico e Científico (RTC): Cálculo e Apresentação dos Elementos de Modelagem da Energia Primária Eólica,” São Paulo, 2016.
[22] V. O. Silva, M. E. M. Udaeta, A. L. Gimenes, and L. C. R. Galvão, “Real and Induced Characteristics in the Systemic Analysis of Behavior and Primary Energy Contained in Wind Power Source,” in *2018 IEEE 9th Power, Instrumentation and Measurement Meeting (EPIM)*, 2018, pp. 1–6.
[23] A. L. V. Gimenes, A. L. Linhares, A. C. Abreu Junior, J. L. O. Bernal, L. C. R. Galvão, M. D. Galvão, M. E. M. Udaeta, P. H. Kanayama, R. M. Acebron, R. V. de Paula, R. A. Carneiro, S. G. Relva, and V. O. da Silva, “Instrumental measurement of primary and secondary energy and systematization of big-data generated in a pilot eolic-solar system,” *Espacios*, vol. 39, no. 8, 2018.
[24] GEPEA, “Documento Técnico Executivo (DTE): Massa de dados e suas grandezas geradas pelas unidades de medição primária e secundária,” são Paulo, 2016.
[25] A. A. Nascimento, A. L. V. Gimenes, A. L. Linhares, A. C. Abreu Junior, J. L. O. Bernal, J. de O. M. Spagiari, L. C. R. Galvão, M. D. Galvão, M. E. M. Udaeta, P. H. da C. Rigolin, P. H. Kanayama, R. M. Acebron, R. V. de Paula, R. A. Carneiro, S. G. Relva, and V. O. da Silva, “Design of the strategy for mass data from outdoor units of measurement of intermittent primary-energy quantities,” *Espacios*, vol. 39, no. 9, p. 24, 2018.
[26] EPE, “Nota técnica DEA 15/13, Acompanhamento de torres anemométricas, Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico,” Rio de Janeiro, 2013.
[27] NREL, “Wind Resource Assessment Handbook: Fundamentals for conducting a successful monitoring program,” Golden, 1997.
[28] IEC, “IEC 61400-12-2:2013/COR1: 2016. Corrigendum 1 - Wind turbines - Part 12-2: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry.” 2016.
[29] A. G. Lira, P. A. C. Rosas, A. M. Araújo, and N. J. Castro, “Uncertainties in the estimative of Wind energy production,” Rio de Janeiro.
[30] I. Troen and E. L. Petersen, “European Wind Atlas,” Rio de Janeiro, 1989.
[31] M. Maceira, D. Penna, J. Pessanha, and A. Melo, “Modelagem estatística de ventos para a utilização nos modelos de planejamento e operação,” in *XXI SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2011.
[32] Y. K. Wu and J. S. Hong, “A Literature Review of Wind Forecasting Technology in the World,” in *IEEE Powertech*, 2007, pp. 504–509.
[33] GEPEA, “Documento Técnico Executivo (DTE): Aspectos Determinísticos de Torre Anemométrica de 150 m no

Âmbito da Pesquisa," São Paulo, 2016.
[34] S. Balluff, J. Bendfeld, and S. Krauter, "Discovering the potential for offshore windfarms trough measurements." Germany, p. 1, 2015.
[35] M. D. L. Leite and J. S. das Virgens Filho, "Ajuste de modelos de distribuição de probabilidade a séries horárias de velocidade do vento para o município de Ponta Grossa, Estado do Paraná," *Acta Sci. Technol.*, vol. 33, no. 4, pp. 447–455, 2011.
[36] F. Veronesi, S. Grassi, and M. Raubal, "Statistical learning approach for wind resource assessment," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 836–850, 2016.
[37] S. Biswas, B. N. Sraedhar, and Y. P. A. Singh, "Simplified Statistical Technique for Wind Turbine Energy Output Estimation," *Wind Eng.*, vol. 19, no. 3, pp. 147–155, 1995.
[38] L. Kamal and Y. Z. Jafri, "Time series models to simulate and forecast hourly averaged wind speed in Quetta, Pakistan," *Sol. Energy*, vol. 61, no. 1, pp. 23–32, 1997.
[39] A. E. Feijoo, J. Cidras, and J. L. G. Dornelas, "Wind speed simulation in wind farms for steady-state security assessment of electrical power systems," *IEEE Trans. Energy Conv*, vol. 14, no. 4, pp. 1582–1588, 1999.
[40] R. Billinton, Bagen, and Y. Cui, "Reliability evaluation of small stand-alone wind energy conversion systems using a time series simulation model," *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 150, no. 1, 2003.
[41] H. N. Camelo, P. C. M. Carvalho, J. B. V. Leal Junior, and J. B. Accioly Filho, "Análise estatística da velocidade de vento do estado do Ceará," *Rev. Tecnol.*, vol. 29, no. 2, pp. 211–223, 2008.
[42] HUMMER, "User Manual 100KW Wind Turbine (Pitch Control System with Freestanding Tower)."
[43] HUMMER, "H21.0 – 100kW PMG Output Power Curve."
[44] J. A. da Silva, "Análise de Risco da Entrega da Energia Eólica Contratada através de Leilões de Energia no Brasil," Universidade Federal de Itajubá, 2013.
[45] I. C. Acunha Junior, "Análise do desempenho de um aerogerador de pequeno porte," Fundação Universidade Federal do Rio Grande, 2006.
[46] E. Fadigas, "Disciplina PEA5002 - Energia eólica: Fundamentos e viabilidade técnico-econômica." Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, 2017.

Effect of wind distribution on perceived performance of wind turbines

Vinay Belathur Krishna, Michael Pram Nielsen, Alvaro Matesanz Gil and Henrik Kanstrup Jørgensen
Vestas Wind Systems A/S, Hedeager 42, 8200 Aarhus N, Denmark

Rafael De Vecchi, Marcello Trombelli Junior
Vestas do Brasil Energia Eólica Ltda
Avenida Chedid Jafet, 222, Torre D – 4º Andar São Paulo, Brazil

radvc@vestas.com, algil@vestas.com

Abstract: This paper provides an introduction to the analysis of the effect of wind distribution on the performance evaluation of wind turbines. The most common practice in the industry is to create databases of results obtained in different sites and perform a statistical analysis of these results. This simple methodology hides some physical effects originated by the specific climatic conditions of the different sites.

The quality of these tests has a clear influence on the result, however, the effect of quality and measurement uncertainty is not included in this document to allow the analysis of the wind distribution effect in a separate way.

It is clear that the power curves and the performance of the turbine depends, among others, on turbulence levels, shape of boundary layer and inflow angle but as it is measured in terms of energy the wind distribution also has to be introduced in the analysis.

The first part of this paper describes the effect of wind distribution on the perceived performance. The study done by the authors shows that apparent losses for the same measured power curve could range from 2% to 5% depending on average wind speed and shape of Weibull distribution

The second objective of this paper is to describe simple procedures that eliminates this effect from the comparison. The statistical analysis done with the production of all measured power curves with the design wind distribution of the turbine provides the best estimate of its real performance. The use of normalized losses allows a quick determination of performance for the specific values of the wind farm. Another alternative is to create an average power curve with all measurements and compute the performance of turbine for these values. In this case all power curves should be normalized to a common density.

It is important to note that performance of turbines is a key parameter in the evaluation of the viability of a wind farm and that any increase in the accuracy of its determination will impact positively on business certainty.

Keywords: Power Curves, turbine performance, uncertainty.

Introduction:

The evaluation of energy output of wind farms has become an essential part of the viability analysis of a wind farm. The quality of that evaluation depends strongly on the accuracy of wind data as wind turbines just convert kinetic energy of the air to electrical energy. Obviously, the deeper the knowledge of wind the better the accuracy of the prediction of energy.

The first variable that is necessary to know is the expected average wind speed with its associated hourly distribution and be capable to determine it during the lifetime of the wind farm based on the available measurements. It is possible to find in the literature many works that provide different methods to make the so called long term correction of wind distribution. Some examples can be found in [1-2].

The knowledge of wind distribution is only the first step in the analysis of the wind. The response of a wind turbine depends on the characteristics of the wind [3-8], and therefore, shall be determined from the very beginning to allow an accurate evaluation of possible energy output. The output of the turbine depends, among others, on turbulence levels, shape of boundary layer, inflow angle and wind veer. These wind characteristics could change with wind direction, season, hour of the day, etc. The analysis of these wind characteristics and their variation is essential to determine with enough precision the output of a wind farm. To provide a better representation of flow characteristics many advances in CFD have been applied to determine the flow in wind farms [9-11] and to determine the energy output with improved accuracy [11-13].

The third link in the chain of determining the energy output is to evaluate the ability of turbine to convert available kinetic energy into electricity. The classical way of evaluating the performance of the turbine is to compile a series of measurements following the same International Standard [14] and obtaining the statistical parameters that defines that expected behavior of turbines. There are some examples of this statistical treatment in the literature [15-16].

The analysis of the wind and the performance of the turbine are then used in the pre-construction energy estimate. This process is described in [17] and basically consists on predicting the amount of energy delivered by a wind power plant. The main outcome of this process is the net energy estimate with its probability distribution characterized by average value and standard deviation.

The results are usually expressed as a probability distribution of energy. For example, the P50 value is the amount of energy that has a 50% probability of being exceeded and the P90 is the amount of energy that has a 90% probability of being exceeded.

The net energy is obtained from the gross energy by application of empiric factors that usually are smaller than one, then the P50 net energy is obtained just multiplying the P50 gross energy by these factors. The standard deviation of the net energy is used to account for uncertainties in the evaluation of energy production. These uncertainties are originated, among others, by site

measurement, spatial variation, vertical extrapolation, wind variability and power plant performance.

One of the empirical factors applied to obtain the net energy is the performance of the turbine. Its value should be determined with enough accuracy because it has a clear effect on the viability of the wind project. An overestimation of performance could lead to financial losses and, on the other hand, an underestimation of performance could reduce the profitability to unacceptable levels putting in risk the whole project. This problem is even more evident in auctions, where wind power is competing against other technologies and an excessive reduction of P50 could make impossible to have any chances to win.

The performance of a turbine is a concept with a definition that is in some cases subjective. The authors consider the performance of a turbine as a measure of the capability of the turbine to follow the Power Curve specified by the manufacturer when working inside of their associated ranges of climatic conditions.

As the measurement of the performance is based on energy output it makes this variable dependent on wind distribution. It is obvious that a turbine that fulfill its power curve for all bins will have the same performance (100%) for all possible wind distributions but due to the fact that some authors reports losses of the order of 2.4% [15-16] the effect of different wind distribution shall be analyzed.

In the most pessimistic case two mistakes are made in the definition of wind turbine performance for a specific wind farm. The first one is originated by the treatment of results of Power Curve Test. In some cases, the measured power curves are not available and the only data is the value of performance for the site specific wind distribution. The combination or results with different wind distribution originates a difference with respect to the real value. The second one happens when the value of turbine performance is not particularized to the local conditions of the site.

In the following chapters the effect these two mistakes are analyzed and a simple procedure to particularize the value of turbine performance for a specific wind distribution is described.

Effect of using different wind distribution on the evaluation of performance

The effect of using different wind distribution on the evaluation of performance is relatively easy to obtain. To illustrate the problem the following analytical exercise has been done. An approximate power curve for zero turbulence has been defined by using a constant value of Cp up to reach nominal power. For velocities higher than the rated one the power is maintained constant and equal to nominal one. A second power curve simulating a reduction of performance is created with the same procedure but including an effectiveness factor in the region of partial

production. Both power curves are combined with different wind distributions and the AEP difference in percentage is obtained. The results are presented in Figure 1.

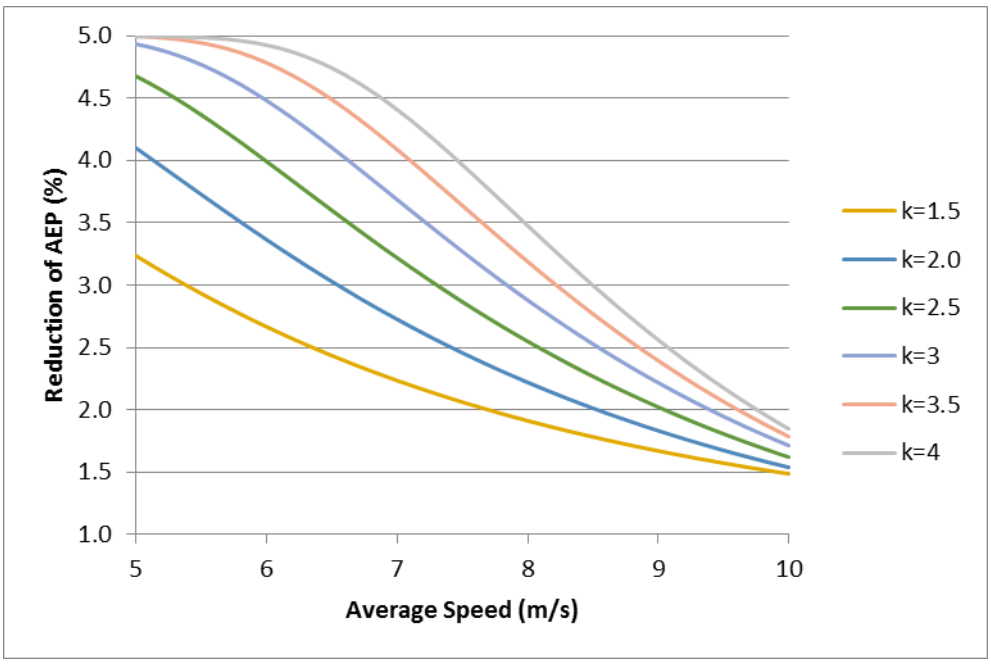


Figure 1. Effect of wind distribution on AEP losses (%)

For this simple analysis the performance on the region of partial production has been set to 95%, therefore, the 5% losses are observed only for these wind distributions that have no hours at nominal power. The design point of this turbine would be an average velocity of 7.5 m/s and a Weibull shape factor of 2. For the design point the losses are 2.46%. The maximum value of losses observed is 5% and the minimum one is 1.48%. This example clearly illustrates the importance of use the same wind distribution when analyzing the performance of wind turbines. In the rest of the paper it is assumed that the reference wind distribution is the one that correspond to its design point. The value of the average velocity used for designing a turbine could be easily estimated by its IEC class.

The effect of this variation of production on the average performance could be estimated by the uncertainty associated to the variability of error. Assuming a triangular probability of occurrence of the different values, the associated uncertainty, $U(Perf)$, is:

$$U(Perf) \approx \frac{|\varepsilon_{max} - \varepsilon_{min}|}{2\sqrt{6}}$$

Where ε_{max} and ε_{min} are respectively the maximum and minimum deviation of AEP observed in the results of Figure 1.

With the results presented in Figure 1 the value of the uncertainty associated to the average of performance values obtained for different wind distribution is 0.71%. Therefore, the average

performance of this turbine would be 97.54% ± 0.71%. It could look a small number compared with the value of average performance but what in fact this is saying that losses of the turbine are 2.46%± 0.71%. It means that the standard deviation is a 29% of the variable that is being measured. Even though someone could consider this number as small, from a technical point of view is not acceptable to convert a physical effect to an uncertainty if this could be avoided with a simple treatment.

The previous evaluation of uncertainty can be done more accurately by using a monte carlo method. This method allows also to analyze the effect of sample size on the evaluation of average performance and in its uncertainty. The working principle is as follows: for every sample size, n, analyzed a high number of simulations are done. In these simulations a random process selects the average wind speed and the shape of the Weibull distribution for the n samples of every simulation. The results of simulation are presented in Figure 2 in terms of average, standard deviation, maximum and minimum values.

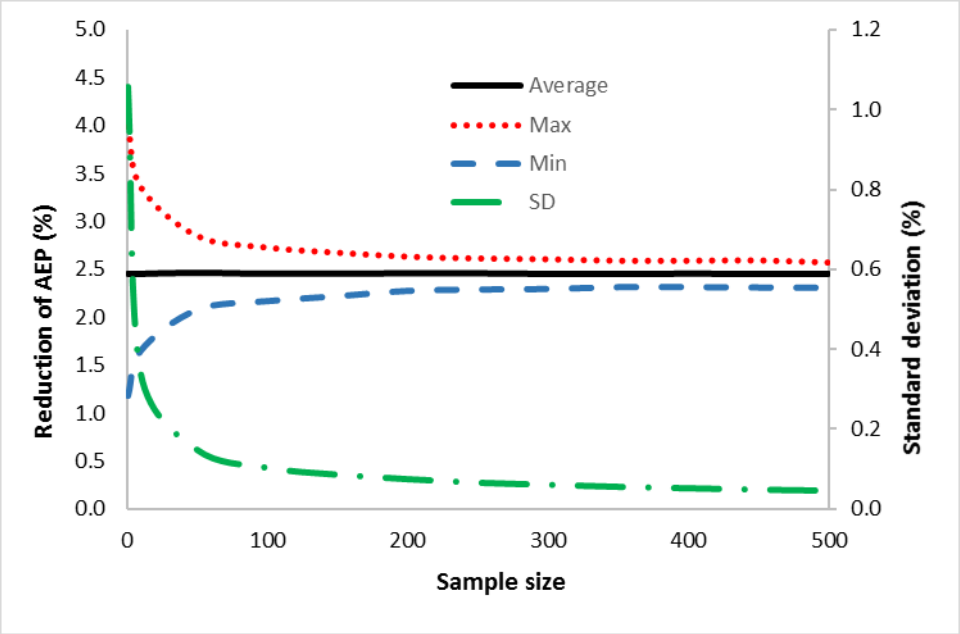


Figure 2. Effect of sample size on performance values

The results presented in Figure 2 indicates that for a sufficient large sample size the effect of using different wind distributions when evaluating the average performance of turbines introduce a small uncertainty. For instance, for a sample size of 200 turbines the expected standard deviation is 0.0752 but the influence of small sample sizes is evident. The value for n=10 is 0.3406 (about 12% of the variable to be determined). This uncertainty shall be combined with the uncertainty of measurements of the Test, that usually are of the order of 5%, to get the confidence interval for average performance. It is important to know that as this uncertainty is directly related to wind distribution is fully correlated with the Test uncertainties.

Procedure to particularize the turbine performance for specific wind distribution

From Figure 1 is evident that the use of average values for the wind farms introduce a bias in the pre-construction analysis. Assuming that the values provided by [15-16] are correct and that the value of average reduction of performance is about 2.5% the expected variation of this variable in the range analyzed in this document is between 1.5% and 5%. The effect of reducing expected losses from 5% to 2.5% could have a dramatic effect on financial result of that wind farm. By contrast the wind farm that has a real reduction of 1.5% could have higher revenue, but this revenue could never happen if the project was lost.

When analyzed the results presented in [15-16] it is evident that they provide a very good approximation of the average results but with variations of the order of 10-15% in some of the wind farms which means that these procedures based on average values are very good to obtain the average value of tens or hundreds of wind farms but with very little applicability to define the real performance of a specific wind farm. These methods could be good enough for big corporations with sufficient wind farms but they do not suit very well with the needs of companies with small number of wind farms.

The effect of wind distribution can be easily minimized by applying a very simple procedure. First step is to normalize the values of Figure 1 by dividing the reductions of AEP by the reduction of AEP expected for the reference wind distribution. This normalization is required to adequate the reduction to different values of reduction at reference wind distribution. Then the value of performance reduction to be applied at a specific site would be:

$$\Delta P(V,k) = \Delta P\left(V_{ref}, k_{ref}\right) F_W(V,k)$$

where $\Delta P(V,k)$ is the reduction of performance expected for average wind speed, V, and shape factor, k, $\Delta P\left(V_{ref}, k_{ref}\right)$ is the reduction of performance at reference point and $F_W(V,k)$ is the normalized function shown in Figure 3.

The values of $\Delta P\left(V_{ref}, k_{ref}\right)$ could be obtained from works similar to [15-16] or computed internally by the company that decides to use this procedure, based on its own database of power curve measurements.

An open question is the validity of function defined in Figure 3 for other turbines. The function F_W depends on the particular characteristics of the turbine; therefore it is necessary to have a procedure to particularize it to the specific turbine to be installed in the wind farm. This function can be obtained by data published by the manufacturer of the turbine. It is common practise to provide power curves at different densities, then it is possible to use the power curves for two adjacent densities to simulate the effect of a reduction of performance.

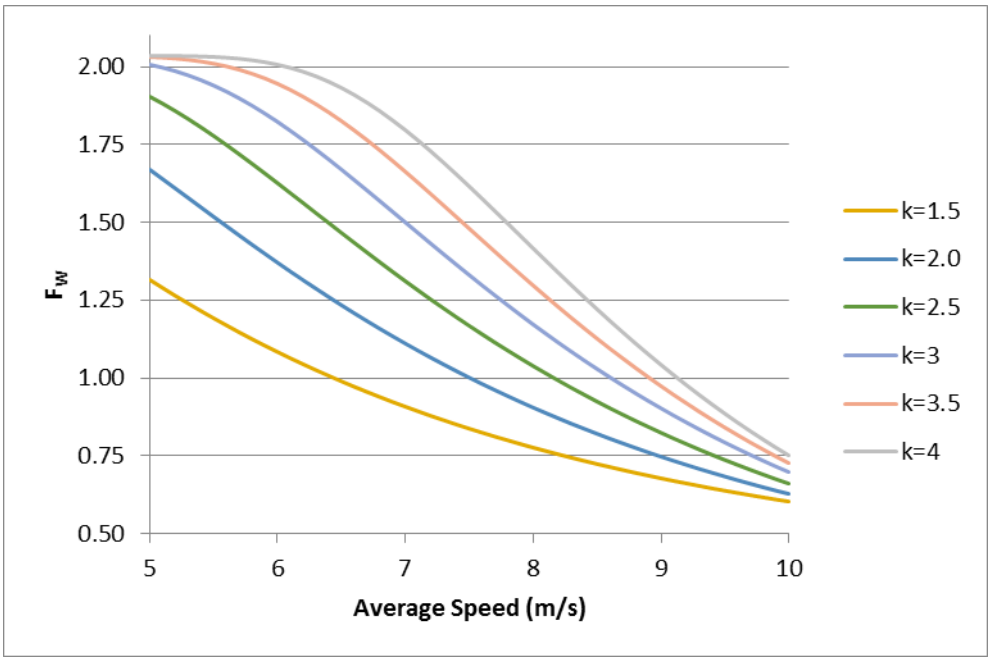


Figure 3. Normalized variation of performance as function of wind distribution

As an example, the power curves for density 1.225 and 1.2 kg/m^3 from [18] are used to obtain the normalized reduction of performance for that specific wind turbine.

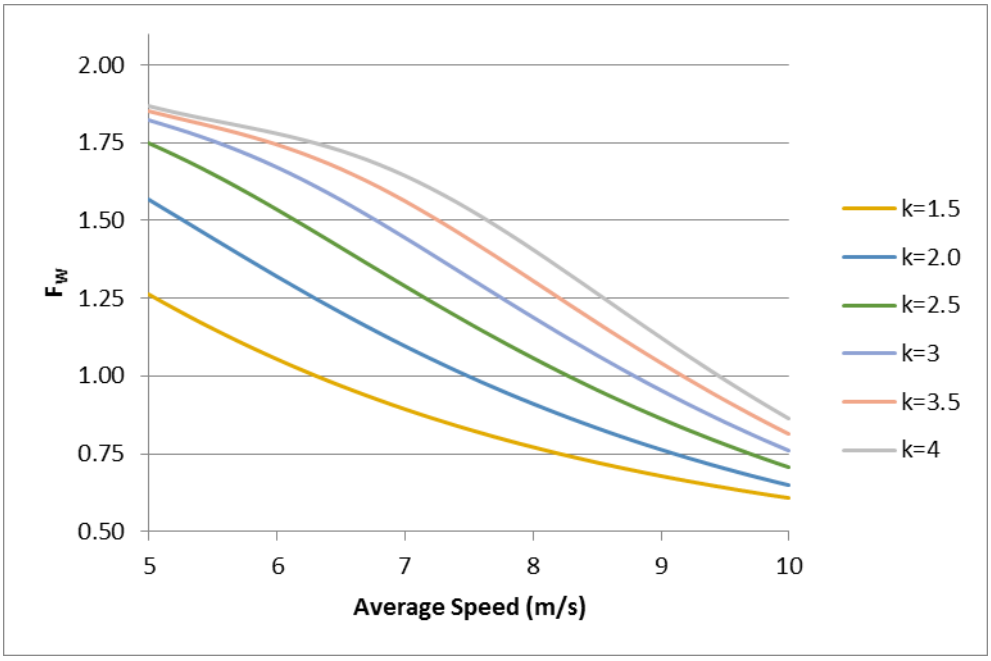


Figure 4. Normalized variation of performance for V112-3.3

In this case the reference wind distribution has been defined with an average of 7.5 m/s and k=2 even though the turbine is Class II to allow an easy comparison with Figure 3.

The effect of other variables such as different turbulence range, inflow angle or shear exponent could change slightly the shape of this function. The same process could be done with a Climatic Specific Power Curve if more than one density is provided. In any case the use of the function derived from the General Specification power curves would provide a much better pre-construction energy estimation than the current approach where no correction is applied.

Conclusions

The study presented in this document shows that apparent losses for the same measured power curve could range from 2% to 5% depending on average wind speed and shape of Weibull distribution.

The effect of this variability on the evaluation of apparent performance of a turbine could be reduced increasing the sample size of the database when it is not possible to perform a consistent comparison by using a common wind distribution to analyze all power curves.

As the apparent performance of turbines is one of the factors used during pre-construction energy estimates it is extremely important to have the maximum available accuracy when determining its value for a specific wind farm. The current method based on average values obtained from measurements is well suited to provide a good estimate of average values of a sufficient number of wind farms but does not provide enough accuracy for individual wind farms.

The use of the simple method proposed by the authors will improve the accuracy of estimation of energy production for individual wind farms. A higher accuracy in the determination of production of wind farm could lead to a reduction of the current uncertainties applied in the current pre-construction models.

References

[1] Lileo, S., Berge, E., Undheim, O., Klinkert, R. and Bredesen, R. E., 'Long-term Correction of Wind Measurements', Elforsk Report 13:18, January 2013

[2] Carta, J.A., Velázquez, S. and Cabrera Santana, P. 'A review of measure-correlate-predict (MCP) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site'. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 27. 362-400. 2013.

[3] Clifton, A., Wagner, R.. 'Accounting for the effect of turbulence on wind turbine power curves'. In: Journal of Physics: Conference Series;vol. 524. IOP Publishing; 2014

[4] Albers, A., Jakobi, T., Rohden, R. and Stoltenjohannes, J. 'Influence of meteorological variables on measured wind turbine power curves'. In: Proceedings of European Wind Energy Conference, EWEC, Milan. 2007

[5] Sakagami, Y., Santos, P., Haas, R., Passos, J. and F Taves, F. ‘Effects of turbulence, wind shear, wind veer, and atmospheric stability on power performance: a case study in Brazil’, EWEA, November 2015.‘

[6] Bardala, Lars and Sætrana, Lars, ‘Influence of turbulence intensity on wind turbine power curves’, 14th Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, EERA DeepWind’2017, January 2017

[7] Honrubia, A., Vigueras, A., Gómez-Lazaro, E. and Rodríguez, D.., ‘The influence of wind shear in wind turbine power estimation’. European Wind Energy Conference, 2010.

[8] Honrubia, A., Vigueras, A. and Gómez-Lazaro, E. ‘The influence of turbulence and vertical wind profile in wind turbine power curve’. Progress in Turbulence and Wind Energy IV, SPPHY 141, pp. 251–254. , Springer-Verlag, 2012.

[9] Bechmann A, Sřensen N N, Berg J, Mann J, Réthoré P E 2011 The Bolund Experiment, Part II: Blind comparison of microscale flow models. Boundary-Layer Meteorol. 141 245-271

[10] Taylor P, Teunissen H 1984 The Askervein Hill project: report on the Sept./Oct. 1983, main field experiment Ontario Technical Report MSRB-84-6. Atmospheric Environment Service

[11] Mogensen S H, Hristov Y V, Knudsen S J, Oxley G 2012 Validation of CFD wind resource mapping in complex terrain based on WTG performance data EWEA 2012 Conference Proceedings

[12] Hristov Y V; Oxley G and Zagar M, ‘Improvement of AEP Predictions Using Diurnal CFD Modelling with Site-Specific Stability Weightings Provided from Mesoscale Simulation’. Journal of Physics: Conference Series 524 (2014) 012116 doi:10.1088/1742-6596/524/1/012116

[13] Hahn, S., Machefaux, E., Hristov, Y.,Albano, M. and Threadgill, R. ‘Estimation of annual energy production using dynamic wake meandering in combination with ambient CFD solutions’. Journal of Physics: Conference Series. 2018.

[14] ‘Wind Turbine Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines’. IEC61400-12-1:2005, IEC, Switzerland 2005.

[15] Young, M. 'Power curve measurement experiences, and new approaches', EWEA Resource Assessment Workshop, Dublin 2013

[16] Bernadett, D., Brower, M., Van Kempen, S., Wilson, W. adn Kramak, B. '2012 Backcast study. Verigying AWS AWS Truepower’s Energy and Uncertainty Estimates'. 2012.

[17] Clifton, A.,Smith, A. and Fields, M. 'Wind Plant Preconstruction Energy Estimates: Current Practice and Opportunities' NREL/TP-5000-64735, April 2016.

[18] ‘General Specification V112-3.3/3.45 MW 50/60 Hz’, DMS 0034-7282 V10.

Análise Do Risco E Da Composição De Diversos Parques Eólicos

Eduardo Hahn de Castro [1], Mauricio Cantão [2]

1 PPGERHA/DHS

UFPR

2 PPGERHA/DHS

UFPR

Centro Politécnico – sala PH 14 - Bloco V – CEP 81.530-090 Curitiba, PR, Brasil

Eduardohahncastro@gmail.com

RESUMO

A expansão da fonte eólica é proeminente e inevitável no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), as rupturas tecnológicas nos equipamentos como a redução dos custos dos aerogeradores foram fatores determinantes na expansão. Sabe-se que fonte possui um percentual máximo de penetração na matriz, decorrente de limitações energéticas e elétricas, variando para cada matriz em função das características do vento e da composição do restante da matriz elétrica. Logo, para uma expansão ótima e equilibrada da fonte, é necessário entender seus diversos comportamentos de ventos dispersos pelas diferentes localidades e alinhar a correta distribuição geográfica dos parques de modo a montar um sistema coeso e com pouca intermitência. Para isso, o presente artigo irá compor uma Carteira de Markowitz, utilizando todos os estados que hoje possuem geração eólica e através do mesmo método propor qual seria a alocação máxima de cada estado. Com isso é possível comparar a alocação atual com a fronteira eficiente proposta pelo Markowitz, podendo assim entender como se encontra o SEB na relação de risco x retorno. Além da Carteira de Markowitz, propõe-se a análise dos Conditional Value at Risk (cVar), analisando os valores para 95 e 99% de confiabilidade, mensurando assim os estados que possuem o maior risco, segundo a mesma métrica. Como resultado, estimasse a expansão geográfica ótima da fonte eólica bem como se mensura o risco de não ocorrência do vento, auxiliando assim o planejador otimizar a expansão do sistema.

Palavras-chave: Energia Eólica, Complementariedade, Planejamento Energético.

INTRODUÇÃO

A parcela da fonte eólica na capacidade instalada do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) está em constante ascensão, com uma perspectiva de continuar crescendo em um ritmo igual, ou superior ao atual (EPE,2017). Com a imensa extensão territorial que o Brasil possui e inúmeros pontos com excelente potencial eólico, torna-se mais complexa a decisão de onde instalar um possível parque Eólico. O presente artigo visa entender e analisar o risco de geração de diferentes parques eólicos e como se comportam quando analisados dentro de uma “carteira”.

METODOLOGIA

2.1 Área de Estudo

Para entender o comportamento da geração e qual o seu risco atrelado, utilizaram-se dados de 8 estados distintos, sendo: Bahia, Ceará, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Assim, assumindo que cada estado possui um vento típico, será possível inferir a melhor combinação para o sistema como um todo. Com isso é desejado entender o risco de geração de um parque como um conjunto, atrelando assim uma análise de risco para uma penetração máxima na matriz.

2.2 Base de dados

A base de dados adotada são os dados de geração do site do Operador Nacional do Sistema (ONS). A base oferece dados horários de geração de parques e análise conglomerada, na escala diária. Os dados foram extraídos de modo gráfico e em formato de planilha. A unidade utilizada é de MWmédio, logo, assumimos que o comportamento do vento tem uma relação estrita com a geração de energia, em outras palavras, assume-se que todas as curvas de geração dos diversos modelos de aerogeradores são similares, e assim a análise dos valores de geração de energia é representativa e igualmente correlata com o vento. Foram apenas utilizados os dados de geração de 2017, com o objetivo de pegar um período completo de sazonalidade e por ser o

ano que possui a maior representatividade de capacidade instalada como diversificação de estados. A Figura 1 apresenta a variação intra anual da geração eólica no subsistema Nordeste.

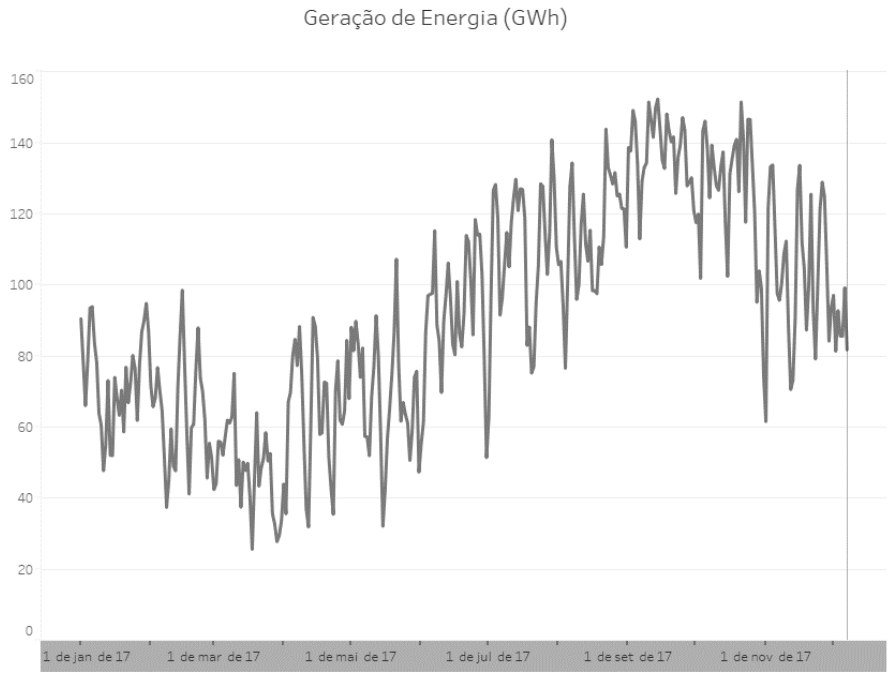


Figura 1 – Gráfico da geração eólica no subsistema Nordeste (ONS, 2018)

Os dados foram selecionados e agrupados por estado, de modo a tentar entender o comportamento do vento nas distintas regiões. Para que a análise comparativa possa ser

plausível, os dados de geração extraídos da base da ONS foram unitizados através da divisão da geração diária pela capacidade instalada do estado, que está apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 - Capacidade instalada por estado (ANEEL, 2018)

Estado	Capacidade Instalada (GW)	Participação no SEB
Bahia	2,24	19%
Ceará	1,76	15%
Pernambuco	0,78	7%
Piaui	1,44	12%
Rio Grande do Norte	3,49	30%
Rio Grande Do Sul	1,83	16%
Santa Catarina	0,25	2%

Evidente que a eólica representa uma parcela significativa na matriz Brasileira, e é interessante notar que alguns estados representam percentuais maiores. Vários fatores são os que influenciam, mas basicamente regimes de vento distintos, ponto de conexão e custo para aquisição de uma possível área para parques eólicos. Com isso objetiva-se entender qual seria a participação e participação ideal de cada estado perante o Sistema Interligado Nacional.

2.3 Análise de Riscos

A variabilidade das fontes é algo amplamente conhecido, tornando assim a decisão de operação muito mais complexa e intangível. Para isso, ferramentas de análise de risco serão utilizadas de modo a prever e mensurar um impacto da variabilidade da fonte eólica no subsistema Nordeste, utilizando métricas como o VaR (Value at Risk) e o cVaR (conditional Value at Risk).

O VaR é uma estimativa da máxima perda potencial, a um dado nível de confiança que uma instituição estaria exposta durante um período. Ou seja, com uma certa probabilidade, as perdas não excederão o VaR (JP Morgan 1996). Segundo Oliveira (2009), se o nível de significância é de 5% (α=5%), basta determinar o quinto percentil da distribuição empírica atual dos retornos, para

se obter o VaR de uma série de amostras. O primeiro passo para o cálculo do VAR é a escolha de dois fatores quantitativos: o horizonte de tempo da amostra e o intervalo de confiança (ou IC). O horizonte de tempo é definido de acordo com a natureza do fundo e para o IC deve ser escolhido um valor alto que calcularia uma perda raramente excedida. Existem dois métodos de análise passíveis, o método de simulação histórica, em que os dados são diretamente usados como cenários para o cálculo de risco, e o método de simulação Monte Carlo os cenários são gerados aleatoriamente, conforme a metodologia clássica largamente utilizada em várias áreas (ALEXANDER, 2010).

Para Markowitz (1952), o processo de selecionar uma carteira de ações pode ser dividido em duas etapas. A primeira tem início na observação e experiência do investidor e é finalizada com expectativas sobre o desempenho futuro dos títulos analisados e disponíveis para investimento. A segunda etapa, da qual trata o trabalho de Markowitz, inicia-se com as opiniões sobre o futuro e termina com a escolha de uma carteira de ações. A teoria de seleção de portfólios foi desenvolvida por Markowitz para aplicação em títulos financeiros.

De acordo com Markowitz, os investidores avaliariam portfólios apenas com base no valor esperado e na variância das taxas de retorno sobre um período. As únicas informações relevantes para a análise de investimentos seriam o valor esperado (média) e a variância (desvio padrão) dos retornos. Para o uso das medidas simétricas de risco, é assumido que os investidores apresentam um comportamento compatível com o conceito de simetria de risco e que seguem uma distribuição normal, assumindo assim que os investidores possuem uma função de utilidade quadrática. (MIGUEL, 2016).

O risco sistêmico é uma variável sempre presente e ativa, e sempre será encontrado em qualquer tipo de ativo. Pode-se ter a sua fonte dentro ou fora de uma crise do sistema financeiro ou pode

resultar da interconexão de instituições financeiras particulares e mercados financeiros e sua devida exposição na economia real (Szpunar, 2012).

Segundo SMAGA (2014),:

a. O risco sistêmico representa uma grande participação dos sistemas financeiros e são responsáveis por interromper a sua performance como suas funções.

b. O elemento chave do risco sistêmico é a conexão entre elementos interconectados de um sistema que podem sofrer um choque.

c. Na literatura o risco sistêmico começou a aparecer na metade dos anos 90, mas sua citação se intensificou com a crise financeira global.

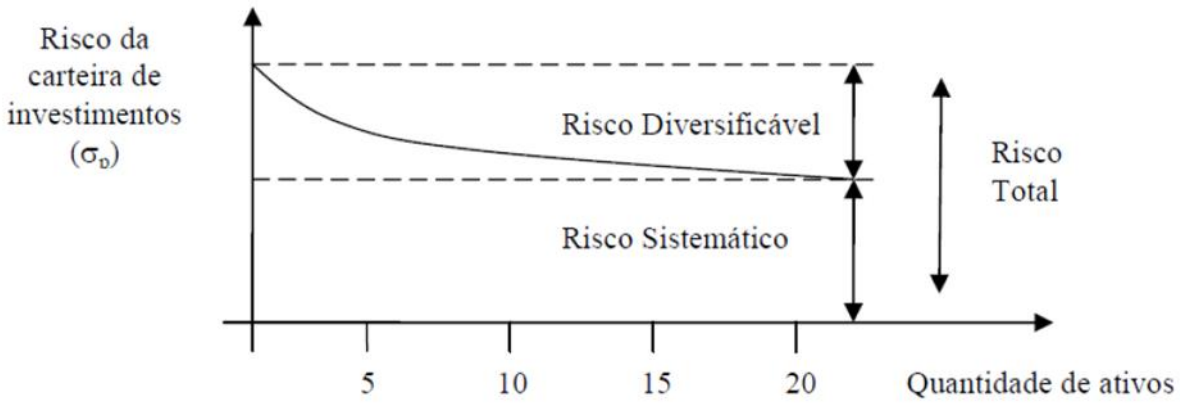


Figura 2 - Risco Sistemático

No presente estudo, o risco sistemático é intrínseco a fonte, ou seja o risco condizente com o padrão do vento na região estudada, sendo ilógico um cenário de geração sem risco, acontecendo somente em um ambiente controlado no qual o vento possuiria uma velocidade única.

RESULTADOS

Os dados de geração do ano de 2017 foram analisados de maneira cautelosa e apresentaram comportamentos diversos quando segregados por regiões e estados, como era esperado. Assim,

podemos estimar o comportamento da geração, prevendo sua estimativa de geração e a sua variabilidade.

Para melhor entender o risco de falha, utilizou-se o cVar e o Var para um intervalo de confiança de 95%. Os valores estão expressos na Tabela 2.

Tabela 2 Valores de VaR e CVaR por estado

Bahia	RN	CE	PE	PI	RS	SC
vAR						
12%	17%	6%	17%	6%	7%	3%
CvAR						
9%	14%	5%	15%	5%	5%	3%

Apesar de serem ferramentas simples, fica evidente que o risco de falha de 5% é extremamente diferente em cada estado e que o CvAR tbm se apresenta em uma faixa ampla. Logo, pode-se concluir que estados como o Rio Grande do Norte e Pernambuco apresentam uma maior probabilidade de falha ou baixa confiabilidade, quando comparado com os demais estados.

Como os valores apresentados na Tabela 2 são pouco conclusivos, foram elaborados diversos cenários considerando pares de estado (como se fossem pares de ativos) para elaboração e visualização do Portfólio de Markowitz e a fronteira eficiente atrelada a mesma carteira.

Para melhor se comparar, foram utilizados os estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul para elaboração das combinações com todos os diversos estados. Os mesmos foram

escolhidos pois apresentam a maior participação da fonte eólica no SEB e por possuírem ventos com características distintas.

Como objeto de saída foram obtidos diversos dados com diversas combinações de carteiras de pares, ou seja, uma análise de risco dos estados que possuem a maior relevância. Na figura 3 estão expressos os cenários de combinação da Bahia com todos os estados.

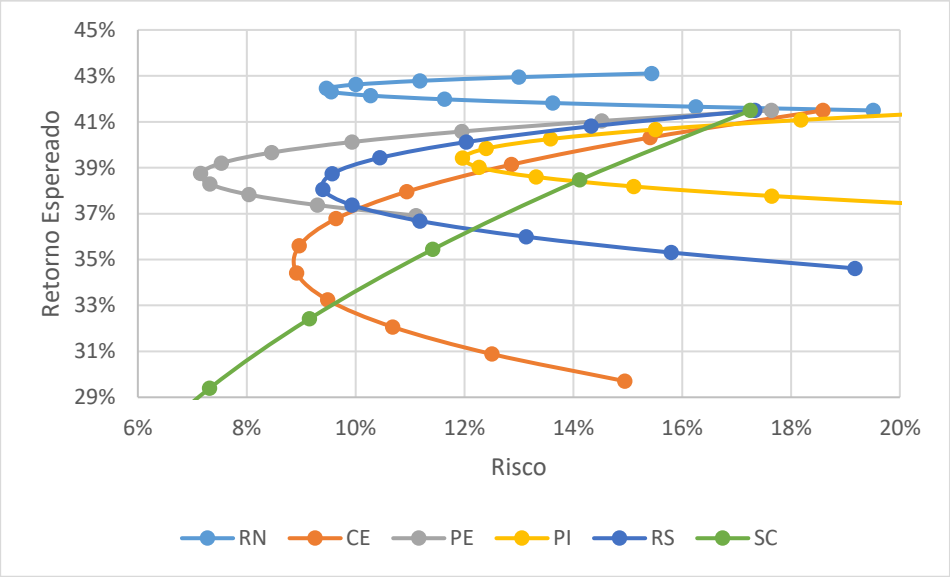


Figura 3 – Portfólio sugerido para a Bahia

Como observado nos outros cenários, Santa Catarina não auxilia em nenhum cenário a mitigar riscos para a faixa de retorno mostrada, apenas para esperanças próximas a 15%.

Como realizado para a Bahia anteriormente, está apresentado na Figura 4 a carteira de combinações recomendada para o Rio Grande do Norte.

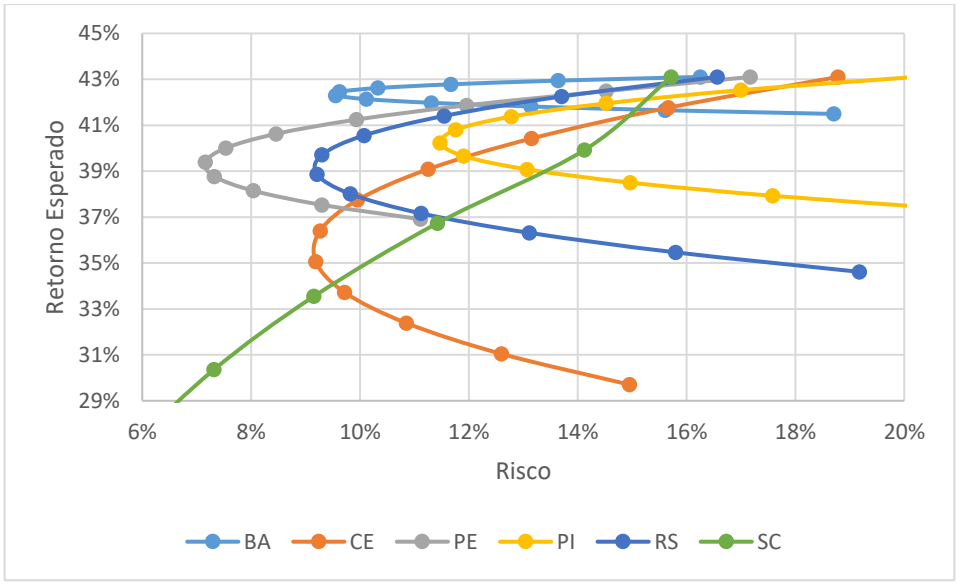


Figura 4 - Portfólio sugerido para o RN

Como no caso da Bahia, todos as carteiras propostas possuem uma combinação benéfica. Na Figura 5 está apresentado o mesmo cenário de combinações para o Rio Grande do Sul como feito para a Bahia e Rio Grande do Norte. O fato relevante é que devido aos distintos padrões de vento, essa carteira apresentou um retorno esperado significativamente diferente, quando comparado com o caso da Bahia e Rio Grande do Norte.

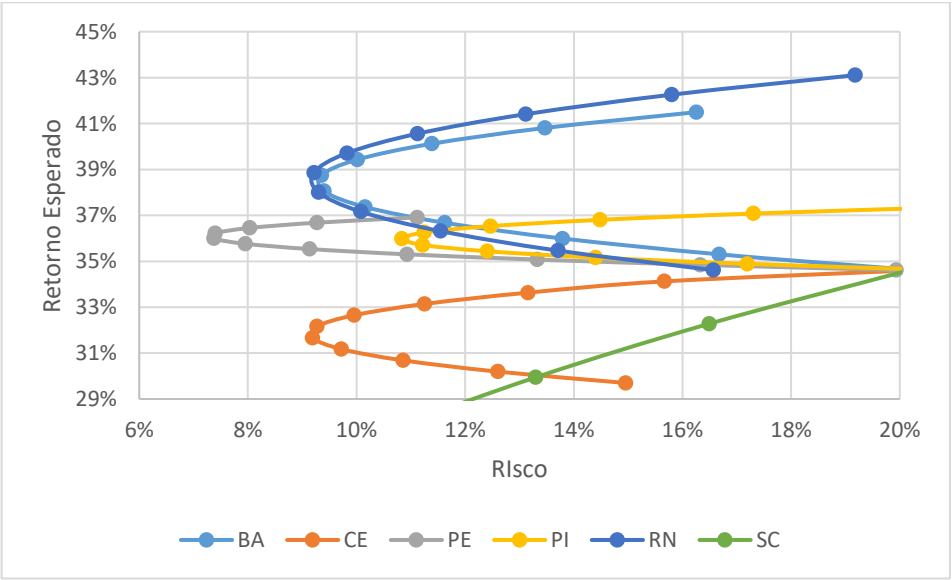


Figura 5 – Carteira Proposta para o RS

Considerando um portfólio macro com todos os estados que possuem parques eólicos em operação, foi otimizada uma carteira ideal com uma proporção ótima da contribuição de cada parque. Em outras palavras, a teoria de portfólio de Markowitz possibilitou estimar uma composição ideal de parques eólicos para um comportamento previsível e com um risco baixo, quando comparado a uma expansão em um estado singular.

E após a análise da carteira proposta foi estipulada a carteira que apresenta uma expectativa de retorno (E [C]) de 10% com um risco atrelado de 12%. Os cenários foram obtidos com o uso do método de Monte Carlo. A tabela abaixo apresenta o percentual de participação de energia eólica de cada estado para que se maximize o retorno minimizando o risco.

Tabela 3 Carteira Otimizada

Bahia	RN	CE	PE	PI	RS	SC
25,17%	5,58%	24,29%	12,01%	21,03%	5,45%	6,48%

CONCLUSÃO

Interessante observar que os diversos cenários de participação dos estados geraram uma carteira muito mais eficiente, porém o risco pouco variou quando comparado com a expetativa de retorno. O risco analisado é referente a geração, causando momentos de geração abaixo da estimativa ou a não geração, expondo assim o empreendedor devido a cláusulas contratuais. Pode-se assumir que a carteira possui um risco sistêmico em volta de 9%, logo não existe um cenário que possua um risco menor. Deve-se assumir o risco como uma característica intrínseca do projeto e com isso tomar decisões de expansão, operação e contratuais na venda de energia em leilões do ambiente regulado e no mercado livre.

As ferramentas utilizadas quantificam e conseguem comparar os distintos riscos, porém recomenda-se a procura e o uso de outras ferramentas para melhor entender a particularidade e os detalhes inerente da fonte eólica.

Como expresso na análise de histogramas, é sensitivo que a polarização da fonte é extremamente benéfica podendo assim a auxiliar na sua expansão. Os resultados aqui expressos podem ser um indicativo de expansão ideal, mas recomenda-se o detalhamento de análises distintas, avaliando inclusive diferentes períodos e intervalos de tempo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALEXANDER, C. *"Market Risk Analysis*", Vol I-IV John Wiley & Sons Ltd.; 2010.

CAMARGO, L.A.S.; "*Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno; 2015".*

JP MORGAN. "*Risk Metrics".* New York: Technica Document; 1996.

Macro-prudential Commentaries Issue No: 4, ESRB, 5

MIGUEL, F.K.; "*Aplicação da Teoria de Portfólio de Markowitz para a geração de energia elétrica proveniente de empreendimentos Eólicos no Brasil";* 2016.

ONS; "*Base de dados de geração"*; 2017

OLIVEIRA, F. A. "*Estratégia de comercialização de energia elétrica através da otimização de portfólio de contratos utilizando projetos de experimentos de misturas"*. ISEE. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá; 2009.

SZPUNAR, P. J. and GŁOGOWSKI, A. "*Lending in foreign currencies as a systemic risk*"; 2012.

SMAGA, P. "*The concept of systemic risk"*; 2014.

.

BIOGRAFIAS

Eduardo Hahn de Castro– Engenheiro civil formado pela UFPR, atuando no setor de energia na concepção e prospecção de projetos. Amplo conhecimento regulatório, de gestão e análise de riscos. Mestrando no PPGERHA - UFPR, estudando planejamento energético, especificamente o Setor Elétrico Brasileiro.

Maurício Pereira Cantão – Doutor em Ciências pelo Instituto de Física da Unicamp. Pesquisador sênior do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (LACTEC) de 1994 a 2010, tendo exercido os cargos de Pesquisador Sênior, Gerente de Departamento e Superintendente de Tecnologia. Tem experiência em síntese de amostras e técnicas de caracterização de materiais. Atua na área de Fontes Alternativas de Energia, com ênfase em células a combustível e produção de hidrogênio a partir do etanol. Atualmente executa atividades de pesquisa em nível de pós-doutorado na UFPR/DHS, com o tema de Fontes Alternativas e Tecnologias de Armazenamento de Energia no Planejamento da Operação do Setor Elétrico Brasileiro. Professor visitante do

PPGERHA/DHS/UFPR e professor permanente do PRODETEC (Mestrado Profissional), tendo sido coordenador deste programa de 2007 a 2010.

CATEGORIA 2 - NOVAS TECNOLOGIAS, P&D E O&M

Wind Farm Layout Optimization in Complex Terrain based on CFD simulations

Luís Eduardo Boni Cruz*, William Radünz†, Bruno Souza Carmo‡

February 2019

Abstract

We present a tool for wind farm layout optimization based on Computational Fluid Dynamics (CFD) simulations of the atmospheric wind flow and inter-turbine interference using the open source code OpenFOAM and the Dakota optimization toolkit. The high computational power required to simulate a whole wind farm using the complete geometry of the wind turbines makes this option unfeasible and the need for models to represent their effects on the wind flow and the interference of one turbine into the others arises, being the Actuator Disk Model (ADM) the most commonly used. Once the procedure for wind turbine behavior evaluation using a CFD model is defined, the coupling between this model and Dakota optimization toolkit took place. Two cases were tested in order to achieve the best wind farm layout in terms of power output that respects the imposed physical restrictions for a given number of wind turbines and terrain.

Keywords: Turbine Siting. Complex Terrain. Actuator Disk. OpenFOAM. Dakota.

1 Introduction

The definition of a wind farm layout is one of the initial and most important stages during the wind farm development, representing a very sensitive topic in the business model. In the past decades the wind energy sector has been competing with more traditional energy sources, always trying to lower the cost of energy. One of the options to reduce this cost is through an optimization in the energy extraction, which in the wind energy industry can be achieved with an optimization of the layout of a wind farm On a given terrain.

Wind turbines disturb the flow and create a region with speed deficit and increased turbulence levels downstream known as wake, which leads to energy yield losses. The main goal of the wind farm layout optimization (WFLO) problem is to maximize the annual energy production (AEP), capacity factor (CF) or minimize the cost of energy

*Department of Mechanical Engineering, Escola Politécnica, University of São Paulo, Brazil
†Graduate Program in Mechanical Engineering, Federal University of Santa Catarina, Brazil
‡Department of Mechanical Engineering, Escola Politécnica, University of São Paulo, Brazil

(CoE) of a wind farm. It consists of an integer mixed-type problem containing both discrete and continuous variables and, thus, requires non-classic optimization approaches (GONZÁLEZ et al., 2014). Most applications were developed for offshore wind farms in which the incoming wind profile is assumed horizontally homogeneous which requires only wake simulation (VASEL-BE-HAGH; ARCHER, 2017; PARADA et al., 2018; GUIRGUIS; ROMERO; AMON, 2016; HOU et al., 2017). These works essentially involved numerical wake simulation with the Jensen model and optimization based on genetic algorithm, greedy algorithm or particle swarm optimization (PSO). In complex terrain, however, the wind cannot be assumed horizontally homogeneous and therefore calculation with the more sophisticated computational fluid dynamics (CFD) is necessary (SONG et al., 2014; SONG et al., 2016; KUO et al., 2016).

There are several tools in the market, either free or commercial, that are capable of performing a layout optimization, but there is a lack of CFD based optimization tools, which can give more accurate and reliable results, specially in complex terrains, in addition to being capable of dealing with complex flow scenarios such as wake interaction, wake recovery and the impact of the terrain in the wake of turbines. Here we present such a tool, and report results from two optimization scenarios: (i) a terrain with a synthetic hill, derived from a Gaussian function, for four wind directions; and (ii) a complex terrain, represented by the Askervein Hill, considering a unidirectional wind velocity with varying magnitude. The objective function of the optimization is the Annual Energy Production (AEP) and the constraint of the problem is the inter turbine spacing. The steady incompressible Navier-Stokes equations were solved and a genetic algorithm was used for the optimization task.

The remainder of this paper is organized as follows. In section 2 we present details of the numerical models used to calculate the flow over the terrain and through the wind turbines, and to obtain the wind turbine power and thrust. In section 3 an overview of the approach we adopted of the optimization problem is given. In section 4, we provide information about the setup of the cases and the meshes, and present the results obtained for the two optimization problems mentioned above. Finally, conclusions are drawn in section 5.

2 Wind flow and wind turbine numerical modeling

All the models described below were used or implemented on the open source software OpenFOAM (WELLER et al., 2002; OPENFOAM. . . ,). It implements the finite volume method to solve conservation equations and has been vastly used and validated for many different computational fluid dynamics problems.

By neglecting the Coriolis and the atmospheric stability effects, surface layer winds may be modeled using the mass conservation and momentum budget equations, also known as the Reynolds-averaged Navier-Stokes (RANS) equations. The latter is given by the following expressions shown in index notation:

$$U_j \frac{\partial U_i}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho}\frac{\partial P'}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j}\left[2(\nu + \nu_t)S_{ij}\right], \quad i,j = 1,2,3 \tag{1}$$

$$P' = P + \frac{2}{3}\rho k \tag{2}$$

$$\nu_t = C_\mu \frac{k^2}{\epsilon}, \tag{3}$$

$$S_{ij} = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i}\right), \quad i,j = 1,2,3 \tag{4}$$

where U_i are the mean velocity components, ρ is the density of the fluid, P' is a modified pressure term, ν is the kinematic viscosity of the fluid, ν_t is the kinematic eddy viscosity of the flow and S_{ij} is the mean strain rate tensor. RANS equations are solved employing turbulence models such as the $k-\epsilon$ model (section 2.1). Although winds are certainly an unsteady flow case, the long-term spatial distribution of the wind speed field within the wind farm area may be calculated via a steady-state simulation. Wind turbine wake effects are included by means of an actuator disk concept (section 2.3) instead of explicitly representing the wind turbine blades.

2.1 The $k-\epsilon$ model

The standard k-ϵ model proposed by (LAUNDER; SPALDING, 1974) is given by the following set of equations that describe turbulence kinetic energy and its dissipation rate budgets:

$$\frac{\partial}{\partial x_i}(U_i k) = \frac{\partial}{\partial x_j}\left[\left(\nu + \frac{\nu_t}{\sigma_k}\right)\frac{\partial k}{\partial x_j}\right] + G_k - \epsilon, \quad i,j = 1,2,3, \tag{5}$$

$$\frac{\partial}{\partial x_i}(U_i \epsilon) = \frac{\partial}{\partial x_j}\left[\left(\nu + \frac{\nu_t}{\sigma_\epsilon}\right)\frac{\partial \epsilon}{\partial x_j}\right] + C_{\epsilon 1} G_k \frac{\epsilon}{k} - C_{\epsilon 2}\frac{\epsilon^2}{k}, \quad i,j = 1,2,3, \tag{6}$$

$$G_k = \nu_t \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i}\right)\frac{\partial U_i}{\partial x_j}, \quad i,j = 1,2,3, \tag{7}$$

where ν_t is the turbulence kinematic viscosity, k is the turbulence kinetic energy (TKE) and ϵ its dissipation rate, U is the wind speed, ν is the kinematic viscosity of the air and G_k is the TKE production term. Turbulence model constants used in this paper are shown in Table 1.

Table 1 – Turbulence model constants employed in this study

$C_{\epsilon 1}$	$C_{\epsilon 2}$	C_μ	σ_k	σ_ϵ
1.44	1.92	0.09	1.0	1.11

2.2 Boundary Conditions

Due to the length scale of a wind farm, the standard boundary conditions used for turbulent flow are not enough to describe this phenomena. It was observed (HARGREAVES; WRIGHT, 2007) that in a fetch domain, the inlet boundary layer is not maintained throughout the domain, making it necessary to modify the standard conditions. This classical set of modifications was proposed by Richards and Hoxey (RICHARDS; HOXEY, 1993) and is already implemented by default in OpenFOAM for the k-ϵ turbulence model.

The inlet is assumed to have a logarithmic profile as described in Equation 8

$$U(z) = \frac{U^*}{\kappa} \ln\left(\frac{z - z_g + z_0}{z_0}\right) \tag{8}$$

$$U^* = \kappa \frac{U_{ref}}{\ln\left(\frac{z_{ref}+z_0}{z_0}\right)} \tag{9}$$

where U^* is the friction velocity, κ is the Von Karman's constant, z_g is the minimum z coordinate, z_{ref} is the reference height at which the reference wind velocity U_{ref} must be specified and z_0 is the surface roughness.

Additionally, the turbulent kinetic energy and the dissipation should also be modified at the inlet as shown in Equation 10 and 11.

$$k = \frac{(U^*)^2}{\sqrt{C_\mu}} \tag{10}$$

$$\epsilon = \frac{(U^*)^3}{\kappa(z - z_g + z_0)} \tag{11}$$

At last, the terrain will be considered as fully rough and the velocity of the cells parallel to the ground U_w will be calculated with Equation 12.

$$U_w = \frac{U^*}{\kappa} \ln\left(\frac{z + z_0}{z_0}\right) \tag{12}$$

A pressure boundary condition was applied at the outlet.

2.3 Actuator Disk model

One of the most commonly used models to represent a wind turbine is the actuator disk model (ADM), which is based in the 1D momentum theory. This model requires a thrust distribution to be chosen, and this thrust will be applied to the flow during the numerical simulation. The advantages of using this model are the simplicity of the model itself and the reduced computational cost, once there are no moving parts or blade geometry to be modeled.

Some modifications were applied (Simisiroglou, et al., 2016) in OpenFOAM's native actuator disk model (*actuationDiskSource*). In the classic actuator disk theory, an upstream point is used to calculate to get the free wind velocity and calculate the thrust in the disk. The referred modifications aimed to remove the dependency of an upstream point, once the location of this point can be a subjective decision.

From the actuator disk theory, the c_t is defined as $c_t = 4a(1 - a)$, where a is the axial induction factor. By solving this equation for the axial induction factor, we obtain Equation 13.

$$a = \frac{1}{2}(1 - \sqrt{1 - c_t}) \tag{13}$$

Once the classic actuator disk theory is in 1D, some changes in the definitions are needed. The component generating thrust is the normal wind velocity at each point of the disk U_n,

which can be estimated by combining the axial induction factor definition from Equation 14 with Equation 13 and will be a function of the free wind velocity U_∞ and c_t.

$$a = \frac{U_\infty - U_n}{U_\infty} \tag{14}$$

$$U_n = U_\infty \left(1 - \frac{1}{2}(1 - \sqrt{1 - c_t}\right) \tag{15}$$

With Equation 15 it is possible to calculate the c_t on each cell based on the wind velocity on each cell.

The ADM theory is based on an infinitely thin disk, which on CFD could be represented by the face of the cells in the disk region. As this would represent a complex problem, OpenFOAM natively treats it in terms of volumes, calculating a volumetric force to be applied in the disk region. This is achieved by weighting the calculated thrust by the cell volume and the thrust on each cell can be calculated as shown in Equation 16.

$$T_i = c_{t,i} \frac{1}{2} \rho \left(\frac{U_{n,i}}{1 - a_i} \right)^2 A_{disk} \frac{V_i}{V_{disk}} \tag{16}$$

Here, V_i is the volume of each cell in the disk region, V_{disk} is the total volume of the disk and A_{disk} is the swept area of the wind turbine. By doing this, the actuator disk will be as thin as the mesh resolution allows.

The power extracted from the wind has to be calculated in order to calculate the AEP, this is done as the sum over each cell's power through its definition shown in Equation 17.

$$P_{out} = \sum_{i=1}^{k} P_i = \sum_{i=1}^{k} T_i U_{n,i} \tag{17}$$

3 Optimization Problem

3.1 Dakota toolkit

Dakota (ADAMS et al., 2014) is an open source software that was developed by Sandia National Laboratories (USA) to provide a set of optimization tools for engineering, solving structural analysis and design problems at Sandia in 1994. Nowadays it has expanded its capabilities, being able of handling parametric studies, optimization, uncertainty quantification, design of experiments and calibration. Dakota can be easily coupled with other software, specially those that can be run on the shell or command prompt.

In this work only the optimization class was used, being the genetic algorithm the chosen method for the optimization. This method was extensively used in the literature (BONANNI et al., ; SCHMIDT; STOEVESANDT, 2014) due to its robustness, independence of derivatives and ability to handle non-smooth problems.

3.2 Problem Formulation

Genetic algorithms are based in the evolutionary theory and try to emulate an evolution process through the generation of an initial population, reproduction, mutation and cross-over processes and selection of the most fitted individual. Each individual is characterized by a chromosome containing its information. In the case of a wind farm each

chromosome contains the location of the wind turbines in the xy plane and the objective function, F_{obj}, of the optimization is the Annual Energy Production (AEP) of the whole wind farm, which shall be maximized and is defined by:

$$F_{obj} = 8766 \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{m} P_j f_j \tag{18}$$

There are several constraints that a wind farm should comply with to be able to be built, the most common are environmental, archaeological, land ownership, generated noise, shadow flickering, neighbor wind turbines and inter turbine spacing. Due to the complexity of considering all the know restrictions of a wind farm, this work only considered a minimum inter turbine spacing in the xy plane as constraint, which has an important role when calculating the energy production and wake effect. This constraint is also needed to avoid overlapping of the actuator disks, which could lead to numerical issues.

We chose to solve a discrete problem over a grid of possible locations because it demands a lower computational time when compared to a continuous problem. The domain was defined as a 2 km radius cylinder, with a 10 x 10 grid located in the center of the domain and composed by 165 m x 165 m cells, being the vertices of this grid the possible wind turbine locations. A representation of the domain and discrete grid can be seen on Figure 1.

The wind turbine model chosen for this work is a SG 2.1-114 from Siemens Gamesa Renewable Energy, which has a 114 m rotor diameter and 2.1 MW of rated power, with a hub height of 120 m.

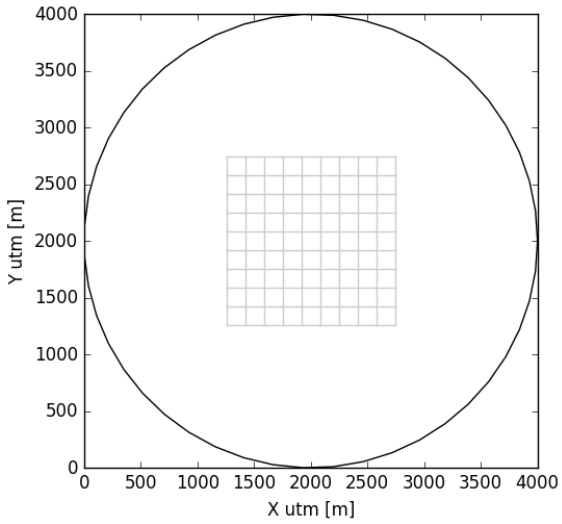


Figure 1 – Domain and Optimization grid representation

3.3 Optimization workflow

Neither OpenFOAM nor Dakota have a Graphical User Interface (GUI), so the coupling between them was done by coding using native scripts of both software and also Python scripts developed to generate inputs and manage files. Figure 2 shows the workflow of the optimization.

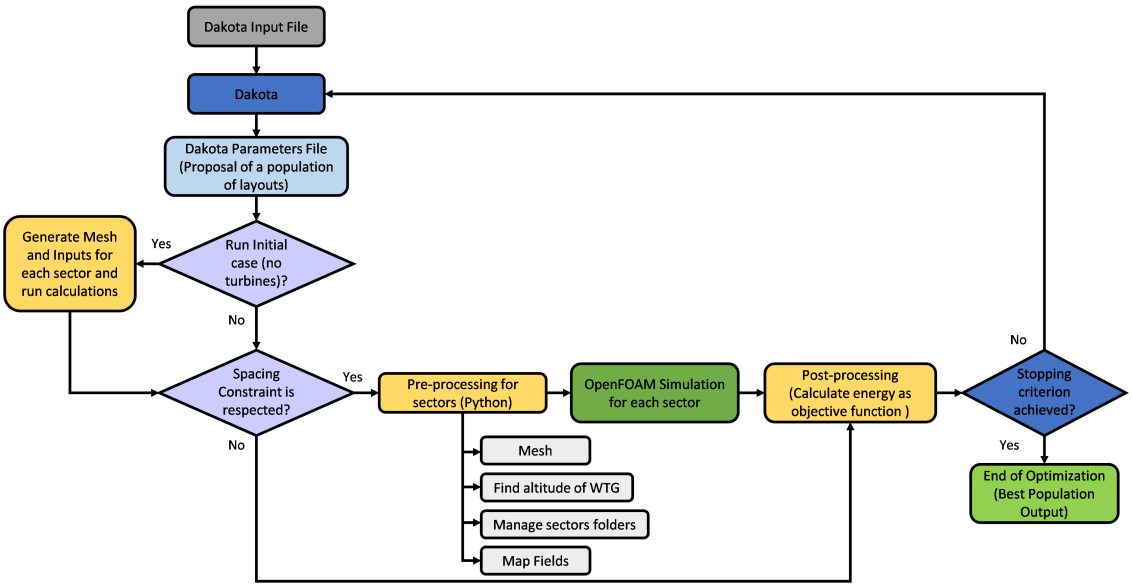


Figure 2 – Optimization Workflow

An input file containing a randomly generated initial population is read by Dakota, and the individuals in this population should respect the spacing constraint. This initial population could be generated using Dakota, but it was observed that depending on the number of wind turbines in the domain, Dakota was not able to generate an initial population where all the individuals respect the constraint. For this reason, an external generator was developed in order to avoid this issue. As the spacing constraint is checked outside Dakota, in case any individual does not comply with it, its objective function will be set to zero. It is expected that Dakota do not suggest this kind of individual as the optimization evolves.

The pre-processing is done using Python scripts, which involves preparation of input files for the CFD cases related to the mesh, boundary condition, location of the turbines in the mesh, turbine properties, orientation of the turbines and calculation of the altitude of each turbine location. After this, all the files and shell scripts are already generated and the CFD analysis is run for each case, even considering a single direction, multiple directions or multiple wind velocities. In order to save time during the optimization, an initial case is run without considering the presence of wind turbines, and this solution is used as the initial condition in each case.

The convergence criteria can either be set up in Dakota or be based in the user's observation of the results (evolution of populations, result of each iteration, layout achieved, etc.)

4 Wind farm Layout Optimization

4.1 General Considerations

In all the test cases, the grid with possible locations of the turbines was kept in the center of the domain, once more than one direction can be used in the optimization. Besides, the quantities in Table 2 were kept constant.

In the incompressible and steady state solver *simpleFoam*, all the equations are

divided by the fluid density, so the air density value of 1 kg/m^3 was chosen for convenience, this way no further calculations are needed to post-process the results.

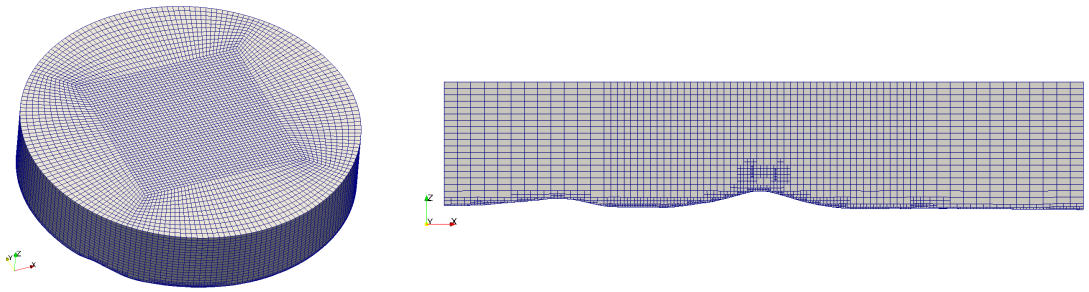
Table 2 – Common parameters in the optimization cases.

Rotor diameter (m)	114
Huh height (m)	120
Air density (kg/m3)	1.0
Cross over probability	0.95
Mutation probability	0.10

4.2 Mesh Characteristics

OpenFOAM has two commonly used mesh generators: *blockMesh*, that generates block structured meshes and *snappyHexMesh*, which generates meshes with hexahedral and split-hexahedral elements from triangulated surfaces. The structured block mesh is used as a background mesh and the triangulated surface will be used to snap the domain. Another functionality of *snappyHexMesh* is to refine the mesh close to surfaces or inside defined regions. Such resources were used to apply an initial refinement of the mesh close to the terrain and in the region where the turbines would be located.

Figure 3a shows a general view of the mesh in the domain while Figure 3b shows a slice in the direction of the incoming wind, illustrating the initial mesh refinement close to the surface and in the disk region for the Askervein Hill case. The background mesh is formed by 92160 cells, while the mesh after the standard refinement has about 280000 cells for all the cases to be studied. Each disk, in the diameter direction, has 12 cells, which is considered an appropriate value (SIMISIROGLOU et al., 2016).



(a) (b)

Figure 3 – Mesh representation for the Askervein Hill case.

4.3 Case 1: Synthetic hill and four wind directions

4.3.1 Topography description and Considerations

The first test case, named Bump terrain, was derived from a Gaussian function, which calculates the z value of the terrain based on a multiplication of two exponential functions, as shown in Equation 19.

$$z(x,y) = \begin{cases} e^{-1/(1-x^2)}e^{-1/(1-y^2)} & ,-1 < x,y < 1 \\ 0 & ,|x,y| > 1 \end{cases} \tag{19}$$

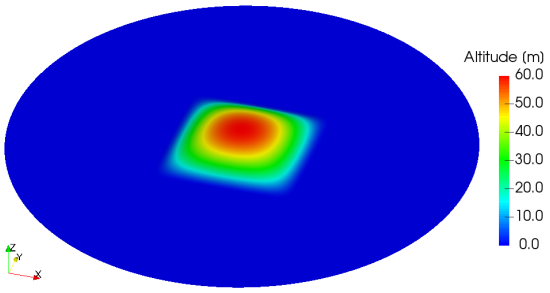


Figure 4 – Altitude of the Bump terrain

Figure 4 shows the altitude of the generated terrain. Additionally, a hypothetical wind rose with four wind sectors was created to simulate this scenario, considering a the same wind speed for all directions. This wind rose can be seen in Figure 5.

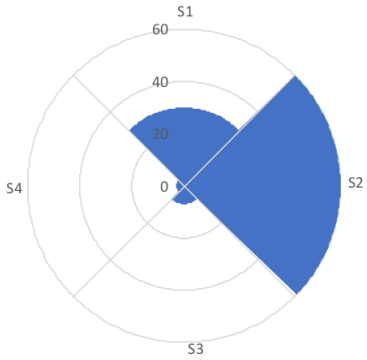


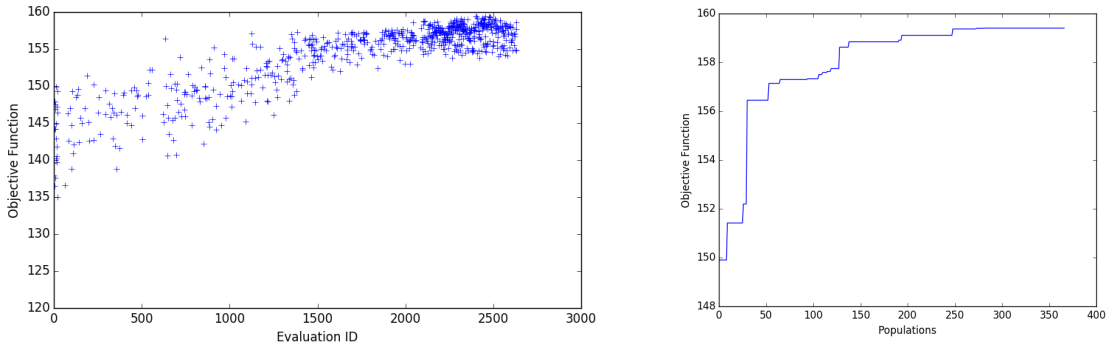
Figure 5 – Wind rose for the Bump terrain case

On this domain, 12 wind turbines will be placed inside the before mentioned 10 x 10 grid, located in the center of the domain. It was assumed that the disks representing the turbine would be aligned with the direction sector instead of with the local flow as it happens with real turbines. The population size for this case is 20 individuals and the roughness value z_0 of 0.01 m was adopted.

4.3.2 Results

The objective function value of each layout evaluation carried out by OpenFOAM is shown in Figure 6a. It is noticed that on the beginning of the optimization just a few individuals are shown as a consequence of the inter turbine spacing constraint, while in the end of the optimization there is a cloud of points. This means that although the spacing constraint was not explicit in Dakota, the algorithm was able to understand that this scenario is not favorable for the optimization and stopped suggesting this kind of configuration.

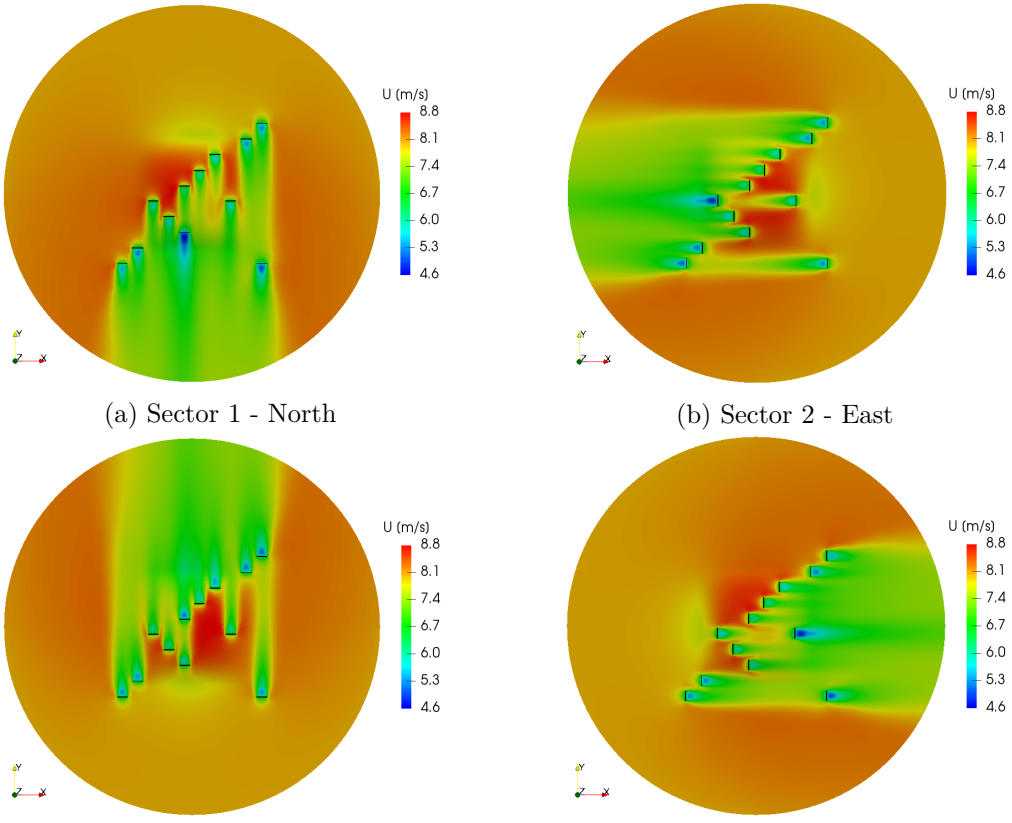
It is also noticed that between evaluation 2000 and 2500 there is no significant change in the objective function value. This can be understood as an indication of convergence. Next, the best fitted individual of each population is analyzed in Figure 6b. A similar behavior can be seen in the populations, showing that the optimization can be considered as converged after approximately population 250, since there is no change in the objective value after that.



(a) (b)

Figure 6 – Objective function versus evaluations and populations for Case 1

As a visual inspection in the CFD simulation, Figure 7 shows the wind velocity values at 120 m from the ground on each point for the best individual of the optimization. It can be noticed that the optimization algorithm was able to avoid putting turbines in the wake of others, and this was achieved by an almost diagonal pattern in the turbine locations.



(a) Sector 1 - North (b) Sector 2 - East

(c) Sector 3 - South (d) Sector 4 - West

Figure 7 – Wind velocity of the best individual for the four different sectors, synthetic hill case.

4.4 Case 2: Askervein Hill

4.4.1 Topography description and considerations

The Askervein hill project aimed at gathering data on surface layer winds in the presence of a 116-meter-high hill (TAYLOR; TEUNISSEN, 1987). Several met masts containing cup and sonic anemometers were deployed near the hill and at a upstream site. The terrain upstream in plain and covered with low vegetation. The data collected was split into two-hour runs for which there was detailed description of the wind conditions. The run named "TU-03B" was chosen since the atmospheric stability was found to be nearly neutral and the wind direction was perpendicular to the major axis of the hill. The inflow conditions parameters were defined based on the measurements at the reference site a few kilometers upstream and are displayed in Table 3. The simulation domain around the Askervein hill can be seen in Figure 8

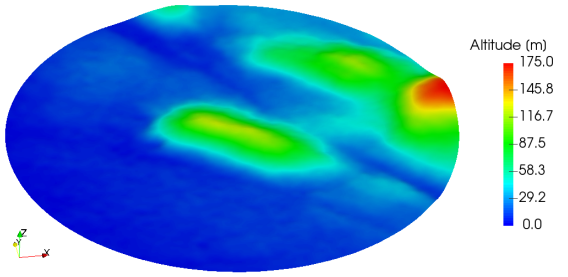


Figure 8 – Askervein hill area colored by altitude values

Table 3 – Summary of inflow and model parameters used in the Askervein hill simulations

Case	z_0 $[m]$	u^* $[m/s]$	sector $[deg]$	z_{ref} $[m]$	U_{ref} $[m/s]$
2.1	0.03	0.618	210	10	9.0
2.2	0.01	0.341	210	120	8.0
2.3*	0.01	-	210	120	-

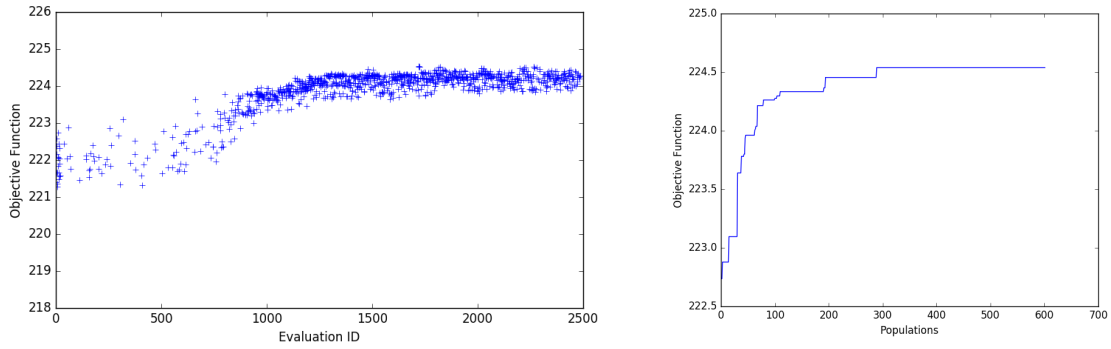
*This case contains simulation with the following reference wind speeds: 5, 7, 9, 11 and 13 m/s

The same considerations regarding domain size, grid of possible locations, number of turbines and population size from the previous case were considered. This case will be decomposed in three, varying only the inlet boundary condition.

4.4.2 Results for Case 2.1: Askervein Hill project data

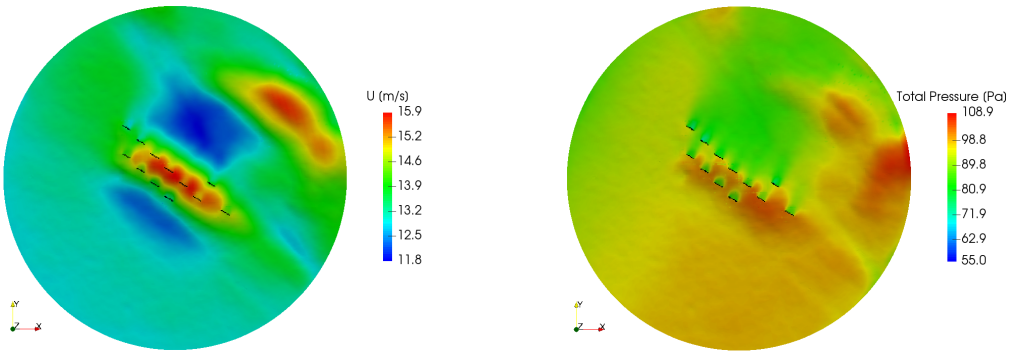
The first case considering this topography was built using the experimental data as the inlet condition of the domain, as shown in Table 3. In the same way as Case 1, the objective function of each evaluation (Figure 9a), the best fitted individual of each population (Figure 9b) and the visual inspection of the CFD simulation (Figure 10) were used to drawn conclusions about this test case.

The same behavior of the previous test case can be noticed. After evaluation number 1300, there was a clear stagnation of the evaluation, with no expressive changes in the objective function. Regarding the populations, the objective function of best fitted individual suffered no expressive changes either.



(a) (b)

Figure 9 – Objective function versus evaluations (a) and populations (b) for Case 2.1



(a) (b)

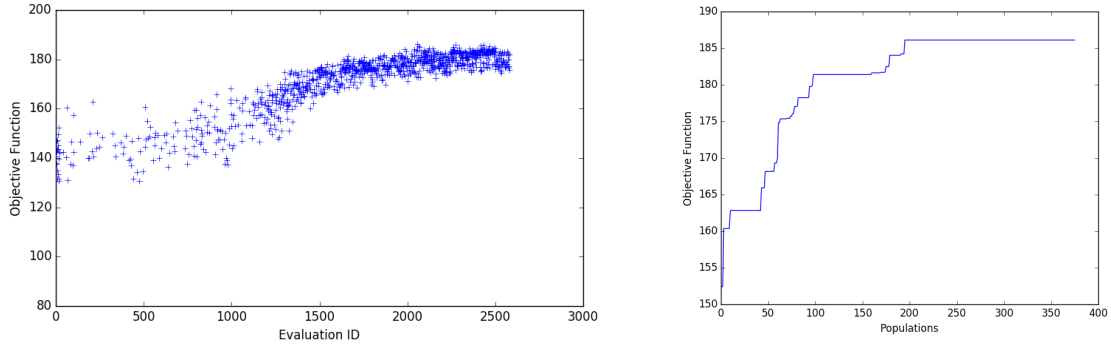
Figure 10 – Wind velocity (a) and total pressure (b) at 120 m from the ground of the best individual for Case 2.1

Figure 9 shows that for this set of inlet conditions, the objective function variation throughout the optimization changed from about 221 to 225 GWh/year. It was concluded that due to the high wind speeds, even after energy is extracted from the fluid in the wakes, the wind velocity is still high enough to keep the turbines operating close to the rated power, so any possible location could be already considered close enough to the optimum design. Due to this observation, two new scenarios were tested in order to explore the algorithm behavior under different conditions, as described next.

4.4.3 Results for Case 2.2: Askervein Hill with standard conditions

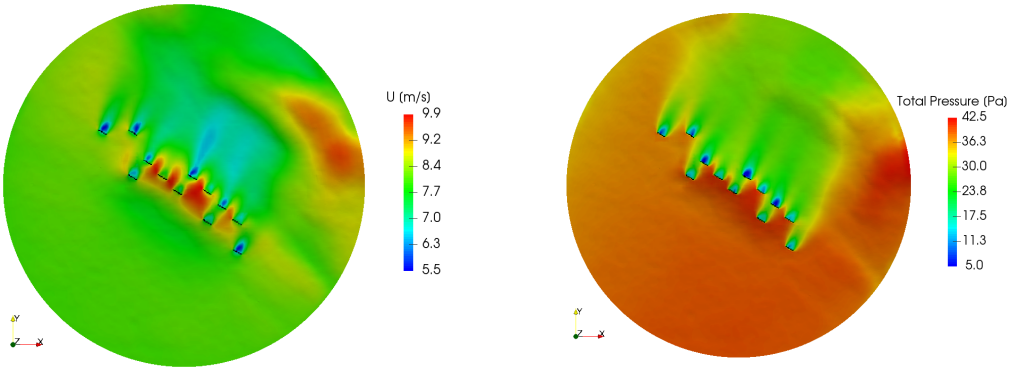
For this case, a wind velocity of 8.0 m/s, which represents a standard condition in the market, was used. With this new value it is possible to see that there is a substantial variation in the objective function, showing that not all locations will be able to extract a high energy as in Case 2.1. Figure 11a shows the objective function of each evaluation, Figure 11b shows the best fitted individual of each population and finally Figure 12 shows the visual inspection of the CFD simulation.

Notwithstanding the difference in the inlet conditions, a similar convergence behavior was noticed in this case, showing that the optimization reached a converged state after approximately evaluation 2050, corresponding to population 195. Figure 12 shows the wind velocity and total pressure at 120 m from the ground for this case.



(a) (b)

Figure 11 – Objective function versus evaluations (a) and populations (b) for Case 2.2



(a) (b)

Figure 12 – Wind velocity (a) and total pressure (b) at 120 m from the ground of the best individual for Case 2.2

4.4.4 Results for Case 2.3: Askervein Hill with frequency distribution

For the last test, we decided to simulate a set of different inlet wind velocities following a Weibull distribution for the direction sector already being considered. This distribution was generated based on the average wind velocity of 8 m/s and a k factor of 2.0, grouping the frequencies in the wind velocities 5, 7, 9, 11 and 13 m/s and normalizing the frequencies for those wind speeds according to Figure 13.

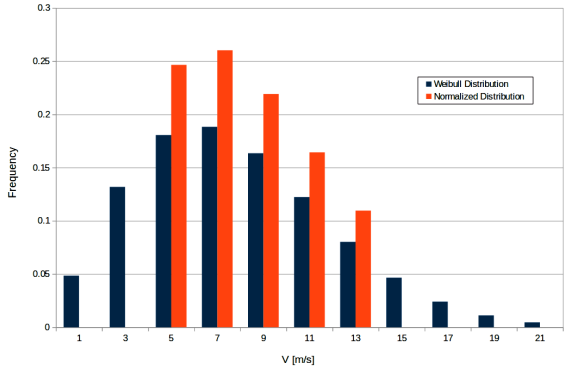
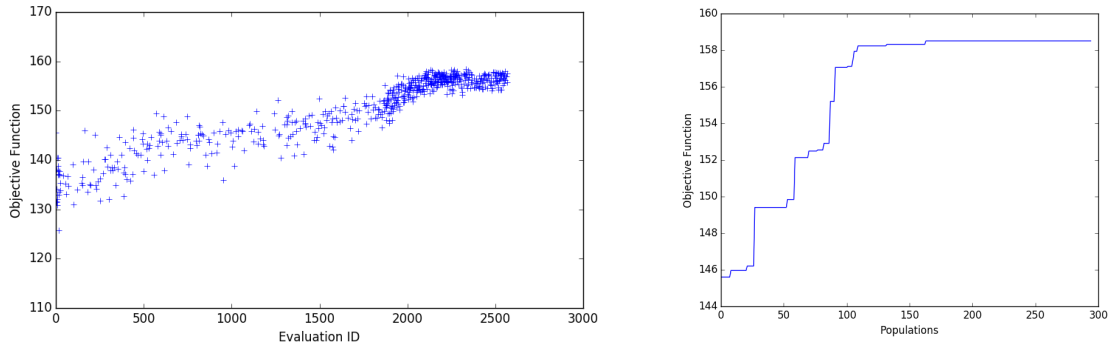
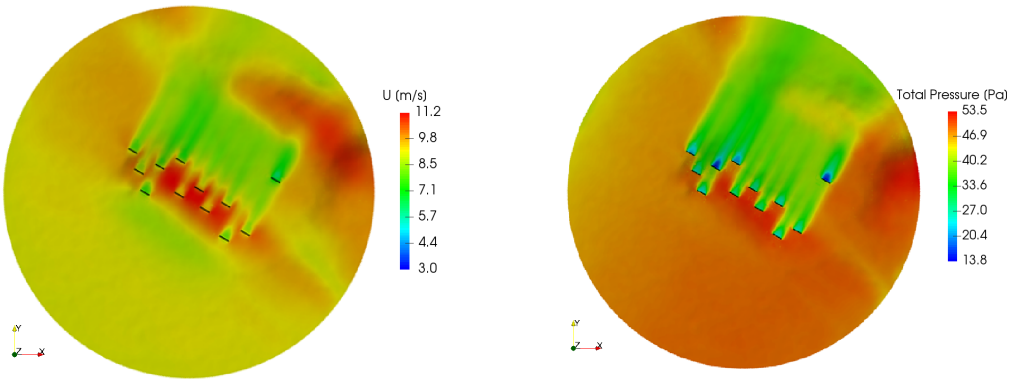


Figure 13 – Original and normalized wind distribution



(a) (b)

Figure 14 – Objective function versus evaluations and populations



(a) (b)

Figure 15 – Wind velocity and total pressure at 120 m from the ground of the best individual for Case 2.3 and 9 m/s

Once more, it is possible to see in Figure 14 that the optimization algorithm performed as expected, reaching a converged state after evaluation 2100 and population 160. The optimal distribution of turbines can be seen in Figure 15. It is interesting to notice that the distribution is somewhat between the two previous results: not so spread out as in case 2.2, and not so concentrated on the hill as in case 2.1. This shows the importance of considering the wind probability distribution when deciding the layout of a wind farm.

5 Conclusions

In this paper, we presented a methodology for wind farm layout optimization using CFD modeling and genetic algorithm. When compared to the other methodologies usually employed in the industry, this approach takes into account more of the physics of the flow, considering the interference between turbines and terrain. So it supposedly yields more accurate results and should decrease the level of uncertainty in the design of a wind farm.

Four cases of optimization considering different topographies and wind conditions were tested in order to achieve the best layout in terms of AEP for a fixed number and model of wind turbines. Despite the different conditions, the optimization algorithm showed a similar behavior in terms of the evolution of the objective function of each evaluation

and the best fitted individual of each population, confirming that the applied method is suitable for a wind farm layout optimization.

A CFD-based optimization usually requires more computational power and time than the traditional semi empirical and approximate analytical models, but there is a significant improvement in terms of how the wake development and interaction with the terrain impact the solution, being able to handle more complex scenarios of turbines positioning and topography.

The next steps of this work would be a further validation of the power curve obtained using the ADM for all operational wind speeds and also to consider multiple wind directions on a real terrain, flat or complex.

Acknowledgments

The authors would like to thank Siemens Gamesa for providing information about the wind turbine chosen for the analysis. The Brazilian National Council for Scientific and Technological Development (CNPq) is also highly regarded for their financial support.

Bibliography

ADAMS, B. et al. *A Multilevel Parallel Object-Oriented Framework for Design Optimization, Parameter Estimation, Uncertainty Quantification, and Sensitivity Analysis: Version 6.0 User's Manual*. 2014.

BONANNI, A. et al. Wind Farm Optimization based on CFD model of wind turbine. n. 4.

GONZÁLEZ, J. et al. A review and recent developments in the optimal wind-turbine micro-siting problem. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 30, p. 133–144, 2014.

GUIRGUIS, D.; ROMERO, D.; AMON, C. Toward efficient optimization of wind farm layouts: Utilizing exact gradient information. *Applied Energy*, v. 179, p. 110–123, 2016.

HARGREAVES, D. M.; WRIGHT, N. G. On the use of the k-ϵ{lunate} model in commercial CFD software to model the neutral atmospheric boundary layer. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 95, n. 5, p. 355–369, 2007. ISSN 01676105.

HOU, P. et al. Combined optimization for offshore wind turbine micro siting. *Applied Energy*, v. 189, p. 271–282, 2017.

KUO, J. et al. Wind farm layout optimization on complex terrains - integrating a cfd wake model with mixed-integer programming. *Applied Energy*, v. 178, p. 404–414, 2016.

LAUNDER, B.; SPALDING, D. The numerical computation of turbulent flows. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 3, p. 269–289, 1974.

OPENFOAM Documentation. <https://www.openfoam.com/documentation/>. Accessed: 2019-02-20.

PARADA, L. et al. Assessing the energy benefit of using a wind turbine micro-siting model. *Renewable Energy*, v. 118, p. 591–601, 2018.

RICHARDS, P. J.; HOXEY, R. P. Appropriate boundary conditions for computational wind engineering models using the k-??{lunate} turbulence model. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 46-47, n. C, p. 145–153, 1993. ISSN 01676105.

SCHMIDT, J.; STOEVESANDT, B. Wind Farm Layout Optimization with Wakes from Fluid Dynamics Simulations. *European Wind Energy Conference and Exhibition 2014*, n. July 2016, p. 1–10, 2014. Disponível em: <http://www.ewea.org/annual2014/conference/mobile/speakerdetails.php?id=202{&}da>.

SIMISIROGLOU, N. et al. The Actuator Disc Concept in Phoenics. *Energy Procedia*, The Author(s), v. 94, n. January, p. 269–277, 2016. ISSN 18766102. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2016.09.182>.

SONG, M. et al. Optimization of wind farm micro-siting for complex terrain using greedy algorithm. *Energy*, v. 67, p. 454–459, 2014.

SONG, M. et al. Optimization of wind turbine micro-siting for reducing the sensitivity of power generation to wind direction. *Renewable Energy*, v. 85, p. 57–65, 2016.

TAYLOR, P.; TEUNISSEN, H. The askervein hill project: overview and background data. *Boundary-Layer Meteorology*, v. 39, p. 15–39, 1987.

VASEL-BE-HAGH, A.; ARCHER, C. Wind farm hub height optimization. *Applied Energy*, v. 195, p. 905–921, 2017.

WELLER, H. G. et al. A tensorial approach to computational continuum mechanics using object-oriented techniques. *Computers in Physics*, v. 12, n. 6, p. 620, 2002. ISSN 08941866.

Ações do ONS para Aperfeiçoamento da Representação de Parques Eólicos nos Estudos de Engenharia e de Planejamento da Operação

A.N.C. Albuquerque, A.D.R. Medeiros, A.R. Gaspar, M.J. Botelho, J.M.M. Capano, P.E.M. Quintão, A.S. Neto, F.M.C. Ferreira, L.F.B. Vasconcelos, P.H.L. Santos

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

***Resumo* — Em função da crescente participação dos parques eólicos na matriz eletro-energética, a modelagem adequada destes parques tem se tornado imprescindível para a realização dos estudos elétricos. Com isso, é também premente a necessidade de se definir diretrizes e critérios para a elaboração dos modelos, notadamente para simulações dinâmicas. Adicionalmente, a concepção e análise destes modelos bem como a avaliação dos resultados de estudos obtidos com os mesmos requer um conhecimento da dinâmica real dos parques eólicos e dos seus controladores. Este trabalho tem por objetivo apresentar algumas ações que o ONS vem desenvolvendo neste aspecto, e que tem por objetivo assegurar que os resultados obtidos em ambiente de estudo tornem-se cada vez mais aderentes ao comportamento esperado dos equipamentos e forneçam subsídios adequados para a operação do Sistema Interligado Nacional.**

***Palavras-chave* —** geração eólica, Procedimentos de Rede, requisitos de modelagem, rede equivalente, controle centralizado, teste de modelo.

***Abstract* — Due to the growing participation of wind farms in the electro-energetic matrix, the adequate modeling of these generators has become essential for the accomplishment of the electrical studies. Therefore, it is also urgent the need to define guidelines and criterion for the elaboration of models, especially for dynamic simulations. In addition, the design and analysis of these models as well as the evaluation of the results of studies obtained with them requires a knowledge of the real dynamics of wind farms and their controllers. This paper aims to present some actions that the ONS has been developing in this aspect, and whose objective is to ensure that the results obtained in the study environment become more and more adherent to the expected behavior of equipment and provide adequate subsidies for the operation of the Brazilian Interconnected Power System**

***Key-words* —** wind power generation, Network procedures, modeling requirements, equivalent network, centralized control, model testing.

I. INTRODUÇÃO

O aumento significativo de empreendimentos de geração eólica na matriz energética do Brasil, notadamente nas regiões Nordeste e Sul é uma realidade, constatada desde a criação do PROINFA, e que se consolidou como uma geração bastante competitiva nos leilões de energia nova, a partir do ano 2009. Atualmente o SIN dispõe de 14,4 GW de potência instalada de geração eólica (12,1 GW na região Nordeste, 2,1 GW na Região Sul e 0,3 GW no restante do país) [1] e já foi outorgado pela ANEEL um montante previsto de 5,2 GW [2].

Conforme o Submódulo 18.2 dos Procedimentos de Rede (PR) [3], para que um parque seja declarado apto a entrar em operação, entre os vários requisitos exigidos pelo ONS, faz-se necessário que toda a planta do parque (rede interna), turbinas eólicas (aerogeradores), transformadores elevadores e de conexão, sejam representados em todos os programas de simulação utilizados pelo ONS, especificamente ANAREDE, ANATEM, ANAFAS e ATP, considerando as informações e modelos enviados pelos agentes proprietários dos equipamentos que compõe as instalações da rede de operação. O envio de modelos que representem fielmente as características dos equipamentos é imprescindível para a realização dos estudos elétricos. Deve-se ter em conta, ainda, que a depender do tipo de estudo a ser realizado e da ferramenta de simulação que será utilizada, podem haver diferentes necessidades em termos de modelagem dos parques e de seus controladores.

Do ponto de vista da elaboração e da gestão das bases de dados que contém estes modelos, bem como da realização de estudos elétricos considerando o impacto destas fontes, pode-se elencar alguns aspectos principais a serem observados:

- Para a definição de quais lógicas e estratégias devem ser modeladas, e também para a correta interpretação dos resultados de simulações, é determinante o conhecimento das características técnicas dos aerogeradores e de seus controladores
- Dadas as características dos parques eólicos, formados por um grande número de aerogeradores e ramais em média e baixa tensão, deve-se avaliar o detalhamento necessário da rede interna dos parques em função do tipo de estudo a ser realizado.
- Deve-se atentar para a usabilidade dos modelos para simulações dinâmicas e de transitórios eletromagnéticos, evitando-se, à medida do possível, processos que dificultem a sua utilização, como por exemplo a necessidade de inicialização manual dos modelos para diferentes pontos de operação ou a representação de malhas de controle que demandem de passo de integração menores do que o usual e exijam recursos

A.N.C. Albuquerque, Tel +55 (48)3261-3926
andrealbuquerque@ons.org.br
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

computacionais excessivos. Este último aspecto torna-se ainda mais relevante ao se considerar que em situações específicas poderá ser necessário realizar simulações com a modelagem dinâmica e de transitórios eletromagnéticos de um grande número de parques eólicos.

Neste contexto, o ONS vem desenvolvendo uma série de ações para aprimorar a qualidade dos estudos elétricos que são impactados pela presença massiva de parques eólicos, de modo que os resultados obtidos em ambiente de estudo tornem-se cada vez mais aderentes ao comportamento real dos equipamentos, e seja possível fornecer subsídios cada vez mais adequados para a definição das instruções de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

As ações do ONS no que diz respeito aos parques eólicos são bastante abrangentes e não se limitam à modelagem dos parques para estudos elétricos, mas também envolvem aspectos de proteção e controle, qualidade de energia, previsão de geração eólica para a programação eletro-energética, determinação de níveis mínimos de inércia equivalente no SIN para fazer frente à elevada inserção de geração eólica, dentre outras. Entretanto, o foco do presente trabalho será em apenas algumas destas questões, que estão relacionadas à representação de parques eólicos nos estudos de engenharia e de planejamento da operação. Os principais tópicos que serão abordados são:

- Utilização de redes equivalentes para representação de parque eólicos em estudos de fluxo de potência, transitórios eletromecânicos e transitórios eletromagnéticos.
- Diretrizes para modelagem de parques eólicos em programas de análise de transitórios eletromecânicos e transitórios eletromagnéticos.
- Constatações gerais da consulta técnica realizada junto aos fabricantes de parque eólicos sobre aspectos de controle de aerogeradores e parques eólicos.

Vale destacar, que os aspectos aqui abordados advêm de trabalhos permanentes, os quais são constantemente atualizados em função dos avanços observados no estado da arte e no conhecimento da tecnologia, que estão sendo continuamente verificados e perseguidos pelo ONS.

II. Representação Equivalente de Parques Eólicos Para Estudos de Fluxo de Potência e Transitórios Eletromecânicos

As redes de conexão de usinas eólicas normalmente possuem características peculiares, podendo ser formadas por longos ramais em baixa tensão, cabos aéreos, subterrâneos, e uma grande diversidade de topologias. Uma representação detalhada desta rede, que levaria à modelagem de um elevado número de circuitos e barras, implicaria em uma série de dificuldades, no que diz respeito à elaboração de cenários para as análises de fluxo de potência e à criação e associação de modelos nas análises de transitórios eletromecânicos. Além disso, a eficiência numérica dos métodos utilizados para realizar as simulações poderia ser comprometida em função do mau condicionamento das matrizes associadas às redes com estas caraterísticas. Um outro aspecto é que, dado o grande número de modelos dos aerogeradores quando da representação detalhada, as simulações no programa ANATEM demandam excessivo esforço computacional. Portanto torna-se latente a necessidade de utilização de sistemas equivalentes para representação dos parques eólicos.

Por estes motivos, o ONS iniciou em 2013 um trabalho de criação de equivalentes de regime permanente para representação dos parques eólicos e suas redes de conexão ao SIN nos casos de referência dos estudos de fluxo de potência e transitórios eletromecânicos. A partir dos parâmetros elétricos de todos os circuitos e transformadores que compõe as redes internas dos parques eólicos, desde o terminal dos aerogeradores até o ponto de conexão com o SIN, realiza-se o processamento destas informações, utilizando os critérios e a metodologia que serão apresentadas a seguir para elaborar os equivalentes de rede para cada parque, levando-se em conta os conjuntos de parques existentes. A representação equivalente dos parques que já estão em operação foi finalizada, sendo que equivalentes adicionais são gerados à medida que novos parques são integrados ao SIN.

No que diz respeito ao trabalho realizado para criação dos sistemas equivalentes, cabe destacar as principais etapas realizadas:

- Estabelecimento de critérios e premissas para elaboração de equivalentes de redes em parques eólicos, definindo as fronteiras das redes equivalentes e a forma como devem ser agrupados os parques eólicos que possuem o mesmo ponto de conexão ao SIN e mesmo tipo de aerogerador (tecnologia, fabricante e modelo).
- Comparação entre as representações detalhada e equivalentada da rede dos parques eólicos, tanto no que diz respeito ao desempenho da rede no ponto de conexão quanto à quantidade de barras e de modelos dinâmicos para simulações de estabilidade eletromecânica necessários para representar os referidos parques.

A. Redes Equivalentes

As redes de conexão de parques eólicos normalmente possuem topologias diversas, a depender do ponto da rede no qual o parque se conecta e das próprias características do parque, como número de aerogeradores e as distâncias entre cada ponto na rede interna do parque. Neste sentido, ao propor a elaboração de uma rede equivalente, busca-se também uma padronização na sua representação, definindo-se quais elementos devem ser explicitamente representados e quais serão efetivamente aglutinados em uma representação equivalente. A Figura 1 apresenta a topologia padrão para um sistema equivalente de parques eólicos que tem sido adotada pelo ONS.

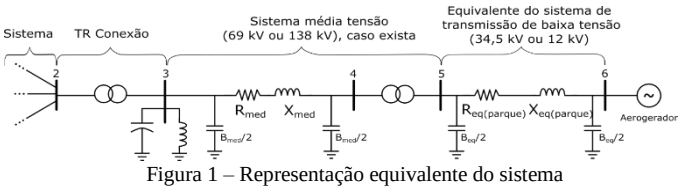


Figura 1 – Representação equivalente do sistema

Com relação à Figura 1, as seguintes premissas devem ser consideradas:

- O transformador de conexão do parque ao sistema, entre as barras 2 e 3, deve ser representado de forma explícita.
- Rmed, Xmed e Bmed, entre as barras 3 e 4, são, respectivamente, a resistência, a reatância e a susceptância do sistema de transmissão de média tensão

do parque eólico (69 kV ou 138 kV). Este sistema, juntamente com os transformadores da rede de média tensão interna, representado entre as barras 4 e 5, deve ser representado de forma explícita.

- Req(parque), Xeq(parque) e Beq(parque), entre as barras 5 e 6, são, respectivamente, a resistência, a reatância e a susceptância equivalentes da representação do sistema de transmissão de baixa tensão do parque eólico (12 kV ou 34,5 kV). O equivalente deve incluir os transformadores elevadores de conexão de cada aerogerador.
- Elementos shunts utilizados para compensação de reativo ou filtragem de harmônicos que estejam instalados na rede de média tensão (69 kV ou 138 kV), devem ser representados no barramento exato ao qual estão conectados. Caso estes elementos shunts estejam instalados na rede de baixa tensão (12 kV ou 34,5 kV), devem ser representados na barra 5 ou, caso não haja rede de média tensão, na barra de baixa do transformador de conexão (barra 3).
- O equivalente criado deverá conter somente aerogeradores de mesma tecnologia, fabricante e modelo.

A representação explícita da rede de média tensão é de particular importância para as análises de curto-circuito devido à influência da contribuição de sequência zero do transformador de média tensão (p.ex. 138/34,5 kV) para curto-circuito monofásico pelo tipo de ligação.

Na Figura 2 é apresentado o exemplo de um parque que se conecta a uma rede de 525 kV, através de um ATR 525/138 kV. O parque deste exemplo possui uma rede interna em 138 kV, transformadores da rede de média tensão 138/34,5 kV e uma extensa rede de 34,5 kV onde os aerogeradores são conectados, através de transformadores 34,5/0,69 kV.

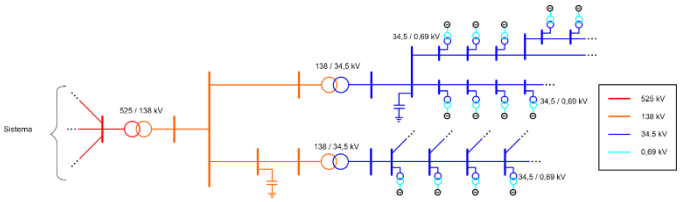


Figura 2 – Sistema completo (exemplo de parque com rede de média tensão)

A partir dos critérios apresentados, a estrutura da rede equivalente que seria adotada para o parque da Figura 2 é apresentada Figura 3.

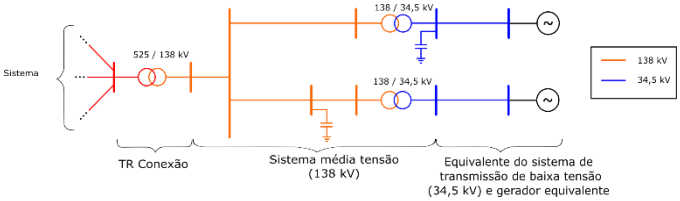


Figura 3 – Sistema equivalente (exemplo de parque com rede de média tensão)

B. Cálculo dos Equivalentes e Resultados

Para a obtenção das redes equivalentes a partir das informações detalhadas de cada parque foi utilizada a ferramenta desenvolvida pela empresa Andesa, a partir da contratação do ONS TR 2.1-001-2014. Esta ferramenta tem por base o artigo da referência [11].

Para exemplificar a aplicação da metodologia e dos critérios apresentados, na referência [7] foram elaboradas redes equivalentes para os parques eólicos dos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, com base em informações (parâmetros de linhas, transformadores e aerogeradores) recebidas dos agentes proprietários.

Foi verificada uma redução significativa no número de barras necessárias para representação da rede interna dos parques eólicos de forma equivalente quando comparada à representação detalhada. A redução do número de barras, de 1792 para 60, reflete-se também no número de modelos necessários para simulação no programa de análise de transitórios eletromecânicos que, para os 84 parques analisados, ficou restrito a 30 modelos quando da representação da rede equivalente. Para a representação detalhada, caso fosse representado um modelo para cada um dos aerogeradores, seriam necessários 989 modelos.

A referência [7] também apresenta uma análise qualitativa dos resultados. Tanto para as simulações de fluxo de potência como de transitórios eletromecânicos, foram desprezíveis os desvios observados quando comparados os resultados das duas representações, equivalente e detalhada. Foi verificada também uma redução expressiva do tempo de simulação ao utilizar a representação equivalente. Em um caso onde foi representado todo o SIN e o modelo dinâmico de apenas um parque eólico no Sul do Rio Grande do Sul, o tempo total de simulação foi reduzido de 15 segundos para apenas 3 segundos. Essa redução seria ainda mais significativa se fossem modelados, em ambas as representações, todos os parques eólicos do SIN.

III. Representação Equivalente de Parques Eólicos para Estudos De Transitórios Eletromagnéticos

Na simulação digital, o nível de complexidade da representação de equivalentes de parques eólicos (modelagem computacional) depende dos objetivos das simulações e do contexto da análise. Visando representar o desempenho dos sistemas elétricos de potência, tem-se como desafio retratar os diversos equipamentos que o compõe (linhas de transmissão, transformadores, banco de capacitores, reatores, filtros de harmônicos, dentre outros) de forma suficientemente precisa, visando reproduzir os fenômenos físicos inerentes ao processo de transmissão da energia, desde as unidades geradoras até os pontos de consumo.

Os eventos transitórios abrangem uma extensa faixa de frequência (amplo espectro) a depender das características do sistema e da sua causa primária. Por isso, os estudos de transitórios eletromagnéticos demandam um nível de detalhamento rigoroso e suficientemente preciso, para os diversos elementos que o compõem, de forma a representar via simulação, com a maior exatidão possível, os fenômenos físicos associados. Para o caso específico do presente artigo, a faixa de frequência observada são as compreendidas até 3 kHz [12].

Na representação de um sistema de potência, quando existentes e pertinentes, detalham-se geradores, transformadores, linhas de transmissão, equipamentos para controle de tensão, a exemplo de reatores, bancos de capacitores (em derivação e série), compensadores estáticos e síncronos e as cargas [13].

No que concerne à representação da rede interna de parques eólicos, verificam-se uma série de particularidades que tornam sua representação única, quando comparadas às diversas topologias encontradas no sistema elétrico. Uma vez que a rede de média tensão apresenta cabos aéreos, cabos subterrâneos e transformadores elevadores verifica-se que a composição desse sistema apresenta uma resposta em frequência, a qual é imprescindível a sua síntese nos estudos de transitórios eletromagnéticos, especificamente para manobras de energização de linha de transmissão e transformadores, rejeição de geração e curtos-circuitos.

Entretanto, uma representação detalhada da rede dos parques eólicos, juntamente com as turbinas eólicas, filtros (quando pertinente) e transformador elevador, torna o caso praticamente inviável do ponto de vista do esforço computacional. Desta forma, verifica-se a necessidade de uma representação equivalente da rede de média tensão que conecta as turbinas eólicas, considerando uma metodologia que garanta a representação dos fenômenos transitórios associados ao estudo a ser realizado na faixa de frequência desejada.

A. Análise das Metodologias

Para a realização dos estudos de transitórios eletromagnéticos, a representação detalhada das redes internas dos parques eólicos implica em um esforço computacional excessivo. Por outro lado, deve-se garantir que os fenômenos (sobretensões e sobrecorrentes) sejam reproduzidos com a maior fidelidade possível com os eventos em campo (solicitações reais).

Visando alinhar as duas necessidades, busca-se definir uma metodologia para síntese e implementação de equivalentes de parques eólicos para aplicação nos estudos de transitórios eletromagnéticos com o programa computacional ATP [14]. O objetivo é avaliar e propor técnicas de equivalente entre as existentes na literatura internacional que seja mais adequada para uso nestes estudos no ambiente operativo, especificamente para estudos de transitórios eletromagnéticos, válidos para estudos de surto de manobra.

A representação agregada dos parques em estudos de transitórios eletromagnéticos basicamente apresenta dois pontos principais:

- Representação agregada dos aerogeradores: Os modelos de aerogeradores para estudos de transitórios eletromagnéticos com o programa ATP atualmente são fornecidos pelos seus fabricantes. A maioria destes modelos apresenta representação agregada e são itens de entrada para os estudos.
- Representação agregada da rede de média tensão: A representação agregada da rede de média tensão não apresenta metodologia consolidada, mas apresenta várias abordagens diferentes encontradas na literatura e são apresentadas neste estudo.

As metodologias foram levantadas de acordo com a relevância ao tema e com foco na rede de média tensão. Ou seja, as metodologias de modelos agregados e considerações sobre representação no programa ATP não serão objeto deste trabalho.

B. Principais Constatações

Baseado nas análises, conclui-se que as respostas em frequência das redes de média tensão dos parques eólicos podem ser obtidas utilizando o programa HarmZs porque são obtidos os mesmos resultados que o programa ATP. Além disso, toda a base de dados referente às redes de média tensão dos parques eólicos em operação está disponível para o ONS no formato ANAREDE e esta base pode ser convertida facilmente para o formato HarmZs

Apesar de ser possível o cálculo dos polos e resíduos de uma determinada rede de média tensão utilizando o programa HarmZs, verificou-se que um caminho mais geral para este cálculo é a utilização do método de ajuste vetorial (Vector Fitting). Este método permite o cálculo dos polos e resíduos a partir de uma resposta em frequência como entrada. Desta forma, é possível calcular os polos e resíduos de uma resposta em frequência obtida em qualquer programa de simulação (ATP, HarmZs, ou outro qualquer) e sintetizar um circuito RLC equivalente que representa a mesma resposta e que pode ser utilizado em um programa de simulação de transitórios eletromagnéticos.

A análise das respostas em frequência de redes de média tensão de parques eólicos obtidas mostrou que as mesmas se apresentam basicamente em dois tipos: predominantemente capacitivas e redes com ressonâncias.

Utilizando o método do ajuste vetorial para obtenção de polos e resíduos em redes com característica capacitiva, os polos reais encontrados resultam em uma capacitância que é aproximadamente o somatório de todas as capacitâncias da rede de média tensão e este comportamento se evidencia com o aumento do número de polos utilizados para o fitting.

Para uma rede predominantemente capacitiva a representação apenas do somatório de todas as capacitâncias apresenta um bom fitting em relação à resposta em frequência original para frequências até ± 1000hz (h≈17). Equivalentes que propõem o somatório das capacitâncias apresentarão resultados razoáveis desde que a resposta em frequência seja predominantemente capacitiva.

A utilização de polos e resíduos calculados a partir de resposta em frequência, com ou sem correção da resistência com a frequência, apresentam resultados de simulação bastante próximos aos resultados do sistema detalhado.

As avaliações indicaram que a representação equivalente dos parques eólicos em sua maioria representa o comportamento de um capacitor equivalente e desta forma, tem-se um modelo simplificado.

Entretanto, em outas situações, a resposta em frequência da rede apresenta pontos de ressonâncias e, para essas situações, uma metodologia mais sofisticada se faz necessária, uma vez que é fundamental sintetizar a resposta em frequência completa.

IV. ASPECTOS DE CONTROLE DE PARQUES EÓLICOS

Face ao aumento da participação da geração eólica no Sistema Interligado Nacional (SIN), o desempenho dos aerogeradores, dos seus controles e do controle centralizado dos parques tem tido papel cada vez mais relevante na operação. Atualmente a possibilidade de controle da injeção e absorção de potência reativa já se apresenta como um recurso importante para controle de tensão, principalmente em regiões onde há escassez de outras fontes de controle.

A partir das análises elaboradas com o auxílio de oscilografias de eventos sistêmicos, tem-se verificado também a influência para o SIN do desempenho dos parques durante faltas, notadamente para os parques constituídos de tecnologias Doubly-Fed Induction Generators – DFIG

(Geradores de Indução Duplamente Alimentados) e Full Converter (Geradores Síncronos conectados à rede através de Inversor). Estas são as tecnologias predominantes no sistema atual, e suas respostas dependem da estratégia de controle adotadas por cada fabricante, inclusive a depender do ponto de conexão do parque eólico. Observa-se em condições de falta, por exemplo, a ocorrência de inversão significativa da potência ativa em aerogeradores DFIG (destaque para os períodos subtransitório e transitório) ou ainda o ilhamento de aerogeradores com carga da distribuidora local ou com outros parques eólicos contendo aerogeradores de diferentes tecnologias.

Neste contexto, tem se tornado indispensável o conhecimento por parte do operador do sistema das lógicas e estratégias de controle dos parques eólicos, principalmente com relação aos recursos disponíveis para operação em tempo real e ao comportamento esperado dos aerogeradores em condição de falta. Para abordar estas questões, no final de 2017, o ONS elaborou uma consulta técnica [6] que foi encaminhada aos fabricantes de aerogeradores que atuam no Brasil. Esta consulta teve como objetivo identificar detalhes dos controles disponibilizados por cada fabricante em suas diferentes plataformas de geração, tanto em relação aos aerogeradores quanto ao parque.

Ao longo do ano de 2018, diversas interações com os fabricantes foram realizadas a fim de esclarecer todas as dúvidas em relação ao funcionamento dos controles disponíveis.

Em paralelo foram realizadas reuniões internas ao ONS nas quais foram discutidos diversos aspectos a serem melhorados na modelagem das usinas eólicas, baseando-se nas trocas de informações com os fabricantes, experiências verificadas na prática e também em normas internacionais, com destaque para a IEC-61400-27-1:2015 [10].

Ainda se pretende que este trabalho forneça subsídios para o aperfeiçoamento da modelagem e representação dos sistemas de controle dos parques eólicos nos estudos de fluxo de potência e de transitórios eletromecânicos, o que levará também ao aprimoramento dos *Requisitos Básicos para Modelagem de Parques Eólicos no Anatem* [5], os modelos para registro dos testes de comissionamento dos parques, e por fim os próprios requisitos dos Procedimentos de Rede (PR) relacionados aos parques eólicos.

A. Principais Constatações sobre a Consulta Técnica aos Fabricantes de Aerogeradores

A consulta técnica encaminhada aos fabricantes foi estruturada de modo a esclarecer detalhes dos controles disponibilizados por cada fabricante nos diferentes modelos e versões de aerogeradores e controladores, sendo que os questionamentos foram divididos em dois grupos:

- **Controle individualizado**: controle intrínseco do aerogerador, no qual são controladas as grandezas elétricas no terminal do mesmo.
- **Controle centralizado**: modo de controle no qual os sinais de comando são enviados de forma centralizada a um determinado grupo de aerogeradores para atingir um valor específico de tensão, potência ativa ou reativa ou fator de potência em um determinado ponto da rede, seja remoto ou interno ao parque.

Os questionamentos elaborados buscaram esclarecer, principalmente, quais as grandezas que podem ser controladas e as constantes de tempo associadas a cada modelo de aerogerador/controlador centralizado, e como se dá a atuação destes controles em situação de defeito no sistema, que possam levar a afundamentos de tensão mais ou menos severos no parque, ou ainda em condições de sub/sobrefrequência. Os fabricantes também foram indagados sobre a possibilidade de parametrizar as respostas dos seus controladores, o que pode ser importante a depender das características do sistema onde será integrado cada parque.

Com este trabalho o ONS pôde aprimorar o relacionamento com os fabricantes, mantendo abertos canais de comunicação para esclarecimento de dúvidas e recebimento de sugestões no que diz respeito ao tratamento e aos requisitos impostos aos aerogeradores e parques pelos PR.

Foi constatado também que os fabricantes estão constantemente aprimorando seus controladores e o desempenho dos aerogeradores, notadamente no que diz respeito ao atendimento da revisão 2016.12 do submódulo 3.6 do PR.

Destacam-se abaixo algumas constatações com relação a aspectos específicos verificadas nas respostas dos fabricantes:

- Com poucas exceções, os fabricantes adotam ajustes padrões para os controladores de todos os aerogeradores da mesma família instalados no Brasil, não sendo feita qualquer distinção para parques conectados em diferentes níveis de curto-circuito.
- Nos parques instalados no Brasil, em geral o controle de tensão centralizado é lento, com tempo de resposta acima de 30 segundos. Alguns parques já estão adotando sistemas de comunicação baseados em fibra ótica dedicada para sua operacionalização, no sentido de reduzir os tempos de latência. Destaca-se a importância de contar com recursos de controle de tensão em tempos reduzidos, da ordem de poucos segundos, que efetivamente possam contribuir no sentido de minimizar a exposição do sistema a situações de subtensão, e até mesmo evitar a ocorrência de corte de carga. Neste sentido, cabe ressaltar a importância reconhecida de explicitar nos PR os requisitos de tempo de resposta específicos para as plantas eólicas, a exemplo do que já existe para a geração convencional.
- No que diz respeito ao ajuste das proteções de sub/sobretensão e sub/sobrefrequência, alguns fabricantes ajustam suas proteções nos valores exatos indicados nos PR. Entretanto, os valores dos PR são requisitos mínimos a serem adotados, sendo recomendado que tais proteções sejam ajustadas explorando-se efetivamente a suportabilidade dos equipamentos, com o objetivo de evitar desligamentos desnecessários que venham a prejudicar o SIN e o próprio parque.
- Com relação à contribuição de potência reativa sob defeito, os fabricantes informaram que esta funcionalidade estava disponível no passado de forma opcional em alguns aerogeradores, e que atualmente tem se tornado padrão devido aos requisitos dos PR. Destaca-se também a importância de que, para os parques aos quais este requisito é cabível, deve haver a possibilidade

de ajuste da inclinação da curva de resposta de corrente reativa em função da tensão terminal.

- No que diz respeito à inércia sintética (requisito para condição de subfrequência), a maioria dos fabricantes informou estar em processo de desenvolvimento dessa funcionalidade, sendo que alguns já estavam em processo de finalização de testes e ajustes para implementação em parques em integração na ocasião das de elaboração deste trabalho. Por outro lado, constatou-se que a aplicação do controle de sobrefrequência apresenta menores dificuldades e desafios, sendo aproveitada parte da estrutura utilizada no controle de potência ativa.
- Alguns fabricantes informaram que possuem certificação internacional de atendimento a requisitos de seus aerogeradores, a partir da realização de testes como por exemplo para o desempenho sob falta. Com relação ao desempenho dos controladores em nível de parque, a avaliação da qualidade e de desempenho seriam realizados apenas após a conclusão do empreendimento.

V. Aperfeiçoamento dos Modelos de Parques Eólicos para Estudos de Transitórios Eletromecânicos

Para a realização de estudos elétricos através de simulação em ambiente computacional, é de fundamental importância que os modelos matemáticos dos componentes da rede reproduzam o comportamento real dos respectivos equipamentos. Do ponto de vista dos parques eólicos, os PR [3] determinam que o agente responsável pelo parque deve enviar o modelo dos equipamentos em formato CDU (ANATEM) para simulação de transitórios eletromecânicos. Além disso, o agente deve demonstrar que o seu modelo representa adequadamente o desempenho de seus equipamentos, por meio de comparações com resultados obtidos em campo, ou com outro modelo validado previamente em outra plataforma de simulação. O ONS tem orientado os agentes a registrarem estas comparações no relatório final de comissionamento, cujo modelo de documento e orientações para elaboração são disponibilizadas pelo ONS, e cuja elaboração é de responsabilidade do agente de geração, conforme o submódulo 21.2 dos PR [3].

A diversidade e complexidade dos controles envolvidos nestes modelos podem levar a problemas de simulação no programa ANATEM, considerando que muitos dos modelos são "traduzidos" de modelos utilizados em outras ferramentas de simulação (ATP, EMTP, PSCAD, etc) onde se requer um nível de representação muito mais detalhado. Neste sentido, o ONS, como gestor da base de dados para simulação de transitórios eletromecânicos e principal usuário dos modelos, vem observando uma série de dificuldades relacionados à modelagem de usinas eólicas, das quais se destacam:

- Inicialização complexa dos modelos, notadamente quando necessitam de ferramentas auxiliares ou de simulações preliminares para ajustes de parâmetros internos ao modelo;
- Falta de robustez de solução em pontos operativos diferentes dos valores nominais de tensão, potência ativa e reativa (valores mínimos, máximos e intermediários);
- Parametrização e modelagem diferentes dos informados na documentação fornecida pelo fabricante;
- Parametrização de controles e proteção incompatíveis com os requisitos estabelecidos nos Procedimentos de Rede para eventos de sobre/subtensão e de faltas no sistema.
- Representação de malhas de controle para condições muito particulares de operação dos aerogeradores, de pouca importância prática na operação, mas com impacto computacional na solução do modelo, como por exemplo malhas para simular condições de vento diferenciadas;
- Envio pelos agentes proprietários de parque eólicos de modelos desatualizados e obsoletos para os aerogeradores, sendo que em alguns casos o ONS já dispõe de versões mais atualizadas e consolidadas, recebidas de outros parques eólicos.
- Falta de documentação detalhada do modelo, dos parâmetros que podem ser ajustados em campo em função da característica da rede e resultados das simulações.

Neste contexto, o ONS vem desenvolvendo, constantemente, trabalhos junto aos fabricantes e agentes proprietários de parques eólicos. Muitos destes trabalhos ocorrem no âmbito da gestão da Base de Dados Oficial de Transitórios Eletromecânicos [4]. Das ações perseguidas no âmbito da representação específica de parque eólicos na base de dados, destacam-se:

- Eliminação de inicialização manual existente em alguns modelos
- Eliminação/simplificação de funções que não levem a perdas significativas na precisão dos resultados
- Busca por enquadrar os modelos dentro de padrões adequados de desempenho computacional
- Busca de representação uniforme de modelos dos aerogeradores de cada fabricante, e, no limite, de todos eles (mesmo que de forma parcial), com vistas a sua integração ao código das ferramentas de simulação, visando a redução dos tempos de simulação e de eventuais dificuldades de convergência no processo de solução, assim como prover maior facilidade e agilidade aos processos de planejamento que envolvem a simulação destas fontes.

Adicionalmente, e no mesmo escopo da consulta técnica realizada junto aos fabricantes de aerogeradores sob aspectos de controle, já mencionada no Item IV, o ONS está realizando um trabalho no sentido de aprimorar os *Requisitos Básicos para Modelagem de Parques Eólicos no Anatem* [5], com base nas respostas de cada fabricante e também na norma IEC-61400-27-1:2015 [10].

A norma IEC 61400-27-1 aborda aspectos de modelagem e controle de aerogeradores/parques eólicos para análises de fluxo de potência e estabilidade eletromecânica em sistema de potência de grande porte a partir do estabelecimento de modelos dinâmicos padrão de acordo com a tecnologia do aerogerador, quais sejam:

- Tipo 1 – Gerador de indução com resistência fixa do rotor (gaiola de esquilo);
- Tipo 2 – Gerador de indução de rotor bobinado com resistência externa variável do rotor;
- Tipo 3 – Gerador assíncrona duplamente alimentado (Doubly-Fed Induction Generators – DFIG); e

- Tipo 4 – Gerador síncrono com velocidade variável conectado à rede por conversor de frequência CA/CC/CA (retificador/inversor) (Full Converter).

Os modelos são concebidos a partir de estruturas modulares genéricas, onde são representadas cada uma das partes que compõem a dinâmica de um aerogerador (Aerodinâmica, Mecânica, Gerador, Proteção e Controle).

A concepção modular deve permitir ainda, a inclusão de novas tecnologias desenvolvidas ou recursos de controles suplementares.

A partir da especificação de quais dinâmicas devem ser representadas para as análises que serão realizadas com o modelo, pode-se recomendar a inclusão de maiores detalhamentos nos modelos ou a exclusão/desconsideração de malhas não necessárias para estes fins.

Alguns aspectos mencionados pela norma IEC 61400-27-1 já vem sendo praticados ou abordados pelo ONS em sua atuação juntos aos agentes e fabricantes de aerogeradores. Dentre eles a necessidade de que os modelos possuam inicialização automática de suas variáveis e sejam submetidos a testes em várias condições operativas. Sobre esta última questão, serão apresentados detalhes no Item VI. Também tem se demonstrado desejável a separação do modelo dos controles individuais dos aerogeradores dos modelos dos controles centralizados dos parques.

A norma IEC 61400-27-1 menciona ainda em diversos pontos sobre uma possível não aderência da resposta de um modelo padrão à resposta de um modelo detalhado do fabricante. Portanto, em caso de utilização de modelos-padrão, seria necessário fazer sua validação a partir de comparações com modelos detalhados específicos de cada aerogerador.

VI. Testes de Modelos de Usinas Eólicas para Transitórios Eletromecânicos

Tendo em consideração os aspectos apresentados no Item V, notadamente em relação à complexidade dos modelos de aerogeradores e parques eólicos, e também em consonância com a norma IEC 61400-27-1, tem-se investido no aprimoramento da avaliação da qualidade destes modelos. Neste sentido, o ONS tem utilizado procedimentos específicos e um conjunto mínimo de testes a serem realizados com cada modelo. Os testes visam verificar se o seu desempenho está adequado aos requisitos mínimos dos PR e se apresenta robustez nas simulações em diferentes pontos de operação, variando-se a tensão terminal e a geração de potência ativa e reativa do aerogerador, em condições de regime normal, operação sob falta (*fault ride-through*) e sob condições de sub/sobrefrequência.

Como as simulações tem o objetivo de avaliar o desempenho apenas do modelo do parque/aerogerador, e não a sua interação com o sistema e impactos para o SIN de sua integração, o que será objeto de análise específica, recomenda-se que as simulações indicadas sejam realizadas com um sistema reduzido, composto de uma impedância e um gerador equivalentes típicos. Para a rede interna do parque também pode-se utilizar uma topologia e parâmetros típicos, uma vez que estas informações não irão impactar no desempenho do modelo.

Os procedimentos para teste que serão apresentados servem também como referência para que os agentes preparem a documentação relativa aos modelos, a qual que também deve ser enviada ao ONS.

A. *Análise de Regime Normal de Operação*

Os cenários avaliados neste item visam verificar se o modelo apresenta bom funcionamento para todos os pontos de operação de potência ativa, reativa e tensão que o parque pode operar continuamente, os quais devem estar em consonância com os PR [3], sem atuação de controles que levem à alteração do ponto de operação e proteção que leve à desconexão do parque.

Desta forma, recomenda-se a realização de simulações, no mínimo, nos cenários da Tabela I (combinando tensões e potências ativas e reativas diferentes), sem evento por um tempo total de simulação de 60 segundos:

TABELA I
CENÁRIOS PARA AVALIAÇÃO EM REGIME NORMAL DE OPERAÇÃO

Tensão Terminal				
0,90 pu (1)	**0,95 pu**	**1,00 pu**	**1,05 pu**	**1,10 pu** (1)
✓	✓	✓	✓	✓

		Potência Reativa		
		Mínima	**Máxima**	**Nula**
Potência ativa	**Máxima**	✓	✓	✓
	80%	✓	✓	✓
	15%	✓	✓	✓
	Nula(2)	✓	✓	✓

Modos de Controle Centralizado		
Potência Ativa	**Potência Reativa**	**Tensão** (3)
✓	✓	✓

Notas:
1. Para tensões de 0,90 p.u. e 1,10 p.u., avaliar apenas com potência reativa mínima e máxima.
2. Caso o aerogerador possua capacidade de gerar/absorver potência reativa em cenários de potência ativa nula
3. Quando aplicável

Como trata-se de um conjunto mínimo de testes a serem realizados, podem ser simulados opcionalmente outros cenários que sejam de interesse, e que, por exemplo, levem o aerogerador a habilitar diferentes estratégias de controle que não tenham sido testadas nos cenários propostos.

B. *Operação em Condição de Falta (Fault Ride-Through)*

Em situações de eventos no sistema que levem a condições de sub/sobretensão, deverá ser verificado se o modelo do aerogerador atende pelo menos os requisitos dos PR [3], ou seja, se pode operar em todos os pontos da Figura 4.

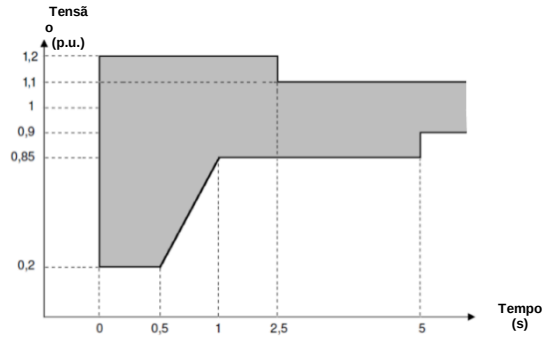


Figura 4 – Requisitos de suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas. Submódulo 3.6 dos PR

Há ainda o requisito que, durante defeitos na rede, os aerogeradores deverão contribuir com injeção de corrente reativa para contribuir na recuperação de tensão. As centrais de geração devem ser capazes de dar suporte de tensão à rede elétrica para tensões inferiores a 85%, através da injeção de corrente reativa adicional, pelo menos até a sua capacidade nominal, conforme a Figura 5. A instalação deve ser capaz de suprir a corrente reativa em não mais de 30 milissegundos (tempo de resposta do controle)

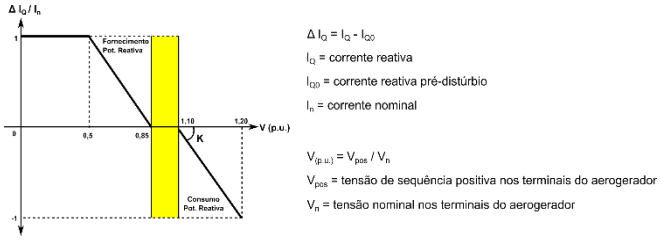


Figura 5 – Requisitos de injeção de Corrente Reativa sob defeito [3]

Em relação à potência ativa, o aerogerador deve recuperar-se a 85% do valor pré-falta em até 4 segundos após a recuperação da tensão a 85% da tensão nominal.

Os testes realizados neste item visam verificar o comportamento do aerogerador durante eventos no sistema, se este atende, pelo menos, aos requisitos dos PR [3] e ainda comparar o seu comportamento e as lógicas de controle com as informadas em documentação pelo agente responsável pelo parque. Desta forma recomenda-se a realização de um conjunto testes com, no mínimo, os cenários descritos na Tabela II, aplicando-se em cada caso, eventos que levem a tensão nos terminais do aerogerador aos valores da Tabela III. Nesse aspecto, recomenda-se avaliar ainda o modelo nos pontos da curva LVRT própria do aerogerador que, em geral, admite condições mais severas do que as indicadas na Figura 4. Realizar avaliação com tempo de simulação de 60 segundos, sendo o distúrbio aplicado no tempo de simulação de 1 segundo.

TABELA II
CENÁRIOS PARA AVALIAÇÃO EM CONDIÇÃO DE FALTA (FAULT RIDE-THROUGH)

Tensão Terminal				
0,95 pu		**1,00 pu**		**1,05 pu**
✓		✓		✓
		Potência Reativa		
		Mínima		**Máxima**
Potência ativa	**Máxima**	✓		✓
	Nula(1)	✓		✓

Nota:
1. Se o aerogerador não possuir capacidade de gerar/absorver potência reativa com potência ativa nula, simular com potência ativa mínima

TABELA III
CENÁRIOS PARA AVALIAÇÃO SOB FALTA (FAULT RIDE- THROUGH)

Tensão Sustentada (%)	Duração do evento (s)
120%	2,5
85%	5
20%	0,5
~ 0% (1)	0,2

Nota:
1. Esta simulação visa verificar se irá atuar a proteção de desconexão do aerogerador

Caso o aerogerador possa operar com diversos modos de controle (controle de tensão, de potência reativa, de fator de potência, etc) os testes devem ser realizados para cada um desses modos.

C. Operação em Condição de Frequência Não-Nominal

Em situações de eventos no sistema que levem a condições de sub/sobfrequência, visando minimizar o desligamento dos parques enquanto o sistema ainda se recupera a partir da sua capacidade própria de regulação, deverá ser verificado se o modelo do aerogerador atende pelo menos os seguintes requisitos dos PR [3]:

- Frequência entre 58,5 Hz e 62,5 Hz: Operação Contínua, sem desconexão;
- Frequência entre 56 Hz e 58,5 Hz ou entre 62,5 Hz e 63 Hz: permitida a desconexão, porém com tempo mínimo de 10 segundos;
- Frequência abaixo de 56 Hz ou acima de 63 Hz: permitida a desconexão instantânea.

Adicionalmente, a partir do Leilão de Energia 002/2015 [5] e da Revisão 2016.12 dos PR [3] foi introduzido o requisito de inércia sintética, o qual contribui para a regulação primária de frequência do SIN em condição de subfrequência e também o requisito de participação no controle de sobrefrequência. Para verificar o atendimento dos modelos em relação a estes requisitos, que encontram-se detalhados no submódulo 3.6 do PR [3], recomenda-se a realização de testes, no mínimo nos cenários da TABELA IV, com um tempo total de simulação de 60 segundos e distúrbio provocado no tempo de simulação de 1 segundo.

TABELA IV
CENÁRIOS PARA AVALIAÇÃO EM REGIME DE SUB/SOBREFREQUÊNCIA

	Potência Reativa		Tensão Terminal
	Mínima	**Máxima**	**1,00 pu**

Potência ativa	**Máxima**	✓	✓	✓
	Nula[(1)]	✓	✓	

Nota:
1. Se o aerogerador não possuir capacidade de gerar/absorver potência reativa com potência ativa nula, simular com potência ativa mínima

Os eventos a serem simulados são:

- Acréscimo de carga no sistema para reduzir a frequência a 56 Hz e, considerando a regulação primária do sistema, recuperada a frequência para valores estabilizados em 58,5 Hz em 20 segundos.
- Rejeição de carga no sistema para elevar a frequência a 66 Hz e, considerando a regulação primária do sistema, recuperada a frequência para valores estabilizados em 63 Hz em 10 segundos.

Caso o Parque Eólico possa operar com diversos modos de controle (Controle de Tensão, Controle de Potência Reativa e Controle de Fator de Potência, etc) os testes devem ser realizados para cada um desses modos.

Outros pontos de operação podem ser simulados opcionalmente (tensão diferente da nominal, outros cenários de despacho de potência ativa, e variações de frequência mais rigorosos caso o aerogerador suporte), notadamente se promoverem alteração na estratégia de controle do aerogerador.

D. Ferramentas de Apoio e Registro dos Resultados

Tendo em vista o número significativo de casos de fluxo de potência e de arquivos para simulação dos eventos para análise de transitórios eletromecânicos que devem ser elaborados foi desenvolvida pelo ONS uma ferramenta no programa Excel com o objetivo de auxiliar as análises e a geração dos cenários (arquivo .SAV para o software ANAREDE) e de arquivos (.STB) para execução das simulações no ANATEM.

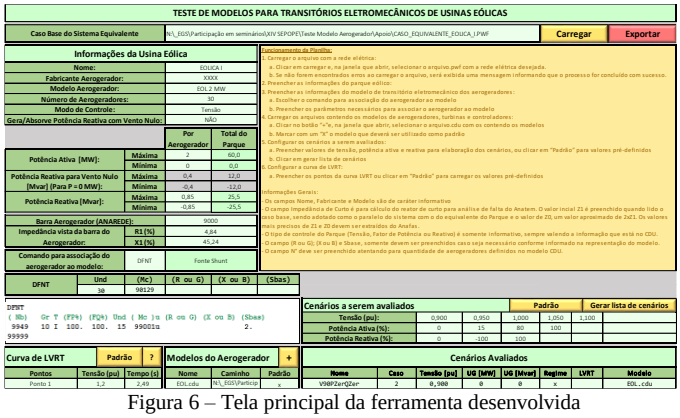


Figura 6 – Tela principal da ferramenta desenvolvida

Esta ferramenta requer que o analista informe:

- Rede elétrica contento o sistema a partir da qual serão realizadas as simulações;
- Dados dos aerogeradores, incluindo fabricante, modelo, número de unidades do parque, capabilidade, modo de controle e número da barra de conexão do aerogerador;
- Modelos (.CDU) para representação no programa de transitórios eletromecânicos e informações associadas, incluindo o tipo do modelo (carga dinâmica, fonte shunt, máquina ou gerador de indução) e os parâmetros de configuração do modelo;
- Cenários de tensão, potência ativa e reativa a serem avaliados e definição de quais cenários serão utilizados para avaliação de regime permanente ou sob falta;
- Pontos da curva de suportabilidade de tensão adotada.

A partir de uma lista de cenários informados pelo analista (Figura 7), a ferramenta gera uma lista de todos os casos originados da combinação dos diferentes valores de tensão, potência ativa e reativa. Nesta lista (Figura 8) pode-se escolher quais cenários serão utilizados para as análises de regime normal e de afundamento de tensão. Vislumbra-se a sua expansão também para gerar os casos a serem utilizados nos testes de variação de frequência (previstos nos novos requisitos dos PR) e de diferentes modos de controle. A ferramenta cria então automaticamente os arquivos de fluxo de potência (.SAV) e de estabilidade eletromecânica (.STB), já contendo os eventos e a associação com os arquivos de fluxo de potência adequados para cada situação.

Cenários a serem avaliados					
Tensão (pu):	0,900	0,950	1,000	1,050	
Potência Ativa (%):	0	50	100		
Potência Reativa (%):	0	-100	100		

Figura 7 – Definição dos cenários pelo analista

Cenários Avaliados

Nome	Caso	Tensão [pu	UG [MW]	UG [Mvar]	Regime	LVRT	Nome do Modelo
V90PZerQZer	2	0,900	0,000	0,000	x		Modelo 1
V95PZerQZer	3	0,950	0,000	0,000	x		Modelo 1
V100PZerQZer	4	1,000	0,000	0,000	x		Modelo 1
V105PZerQZer	5	1,050	0,000	0,000	x		Modelo 1
V90PZerQMin	6	0,900	0,000	-1,000	x		Modelo 1
V95PZerQMin	7	0,950	0,000	-1,000	x		Modelo 1
V100PZerQMin	8	1,000	0,000	-1,000	x	x	Modelo 1
V105PZerQMin	9	1,050	0,000	-1,000	x		Modelo 1

(Continua, contemplando os 36 cenários possíveis)

Figura 8 – Lista dos cenários gerados e respectiva associação a cada análise

O tratamento dos dados para utilização desta ferramenta, a sua execução, e posteriormente a utilização do ANATEM para executar as simulações em lote despende um tempo do analista inferior a 5 minutos.

Além da definição dos testes a serem realizados, o ONS propõe também uma padronização de documento para registro destas análises contemplando, não só o resultado dos testes, mas também informações técnicas dos aerogeradores, parques e controles, e cujo sumário é apresentado na Figura 9

Sumário

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO		5
2	PREMISSAS E CRITERIOS		5
3	DADOS		5
	3.1	Sistema Equivalente	5
	3.2	Dados do Aerogerador	6
	3.3	Modelo de Transitório Eletromecânico do Aerogerador	8
	3.4	Modos de Controle Disponíveis	8
	3.5	Comportamento durante afundamentos de Tensão	8
4	APRESENTAÇAO DOS RESULTADOS		8
	4.1	Regime Normal de Operação	8
	4.2	Comportamento durante Eventos no Sistema	10
	4.2.1	Afundamentos de tensão	10
	4.2.2	Variação na frequência	12
5	CONCLUSAO		13
6	PENDENCIAS		13
7	ANEXOS		13
	7.1	Representação detalhada do Sistema interno do Parque Eólico	13
	7.2	Curvas das análises de Regime Normal de Operação	13
	7.2.1	Modo de Controle de Tensão	13
	7.2.2	Modo de Controle de Reativo	15
	7.2.3	Modo de Controle de Fator de Potência	16
	7.3	Curvas das análises do comportamento do aerogerador durante eventos no Sistema	17
	7.3.1	Modo de Controle de Tensão	17
	7.3.2	Modo de Controle de Potência Reativa	19
	7.3.3	Modo de Controle de Fator de Potência	21
8	REFERENCIAS		23
Lista de figuras e tabelas			24

Figura 9 – Sumário do documento para registro dos resultados e principais características dos aerogeradores

VII. REQUISITOS DE MODELAGEM DE PARQUES EÓLICOS PARA REPRESENTAÇÃO NO PROGRAMA ATP

Os parques eólicos que se conectam ao SIN normalmente são compostos por aerogeradores de velocidade variável, que utilizam conversores de frequência. Por este motivo, a modelagem agregada (sistema equivalente) e desagregada (representação individual) destes parques torna-se uma tarefa complexa, demandando um conhecimento aprofundado do equipamento modelado, das diretrizes e critérios para realização de estudos de transitórios eletromagnéticos e do programa ATP.

Diante do apresentado, verifica-se ser de grande relevância definir requisitos básicos necessários para o desenvolvimento e implementação também dos modelos estudos de transitórios eletromagnéticos, visando a integração segura dos respectivos parques, possibilitando uma análise adequada do impacto dos mesmos sobre o SIN, e seus rebatimentos sobre os parques.

A referência [8] apresenta os critérios e premissas exigidas atualmente para modelagem no ATP de parques eólicos pelo ONS para estudos de transitórios eletromagnéticos.

Pela própria característica envolvida na realização dos estudos de transitórios eletromagnéticos, a complexidade na execução da modelagem se torna evidente, o que torna bastante relevante o detalhamento da metodologia apresentada em [8] para elaboração dos modelos.

A. Aspectos Gerais

No caso dos estudos de transitórios eletromagnéticos, todas as simulações deverão ser realizadas utilizando o programa ATP (Alternative Transients Program), conforme consta no Submódulo 18.2 nos Procedimentos de Rede [3].

Cabe ressaltar que ao entregar o modelo ao ONS, o mesmo poderá ser disponibilizado para qualquer agente do setor elétrico, possibilitando a representação deste empreendimento em outros estudos de transitórios eletromagnéticos [8].

B. Requisitos de Simulação

A referência [8] apresenta requisitos gerais de simulação no programa ATP para estudos de transitórios eletromagnéticos. Entre os requisitos, alerta-se que o arquivo deverá ser capaz de ser simulado tanto na versão do ATP (modo texto), quanto na versão gráfica, denominada ATPDraw. Os modelos entregues, o tempo de simulação, o passo de simulação e os intervalos de plotagem dos resultados deverão estar aptos a representar os fenômenos transitórios dos parques e elementos para vários estudos no sistema elétricos.

Destaca-se, ainda, que o modelo do parque para o programa ATP deve ser inicializado o mais rápido possível (tempo em torno de 200 a 300 milissegundos). Sugere-se também o uso do comando $PARAMETER para os ajustes sistêmicos, para evitar que em caso de alteração do ajuste sistêmico seja necessário alterar o código do controle em várias seções diferentes do código, por exemplo.

C. Requisitos de Modelagem

Também são apresentados nas referências [8] e [9] diretrizes específicas para modelagem de elementos no ATP. São definidos a linguagem a ser utilizada (preferencialmente MODELS/ATP) e as duas opções para entrega das informações, no formato aberto ou formato caixa preta (black-box), com as respectivas exigências de cada formato.

Segundo explicitado na referência, o modelo deverá ser entregue inserido em um caso base, contemplando o sistema elétrico no qual o parque será conectado, sendo ainda elencados os critérios para definição das barras de fronteira. Também deverão ser considerados os parâmetros reais dos transformadores e das linhas de transmissão que compõe o parque eólico.

Os agentes deverão entregar dois tipos de modelos para os parques, um agregado e outro desagregado, de acordo com os seguintes requisitos apresentados nas referências [8] e [9].

D. Requisitos dos Estudos

Quando da realização por parte do agente dos estudos de transitórios eletromagnéticos de integração dos parques, as simulações (manobras, contingências e curto-circuito) deverão ser consultadas formalmente junto ao ONS. As manobras realizadas no estudo de integração dos parques têm impacto direto sobre a Rede Básica, sobretudo nas instalações circunvizinhas, sendo necessário quantificar as solicitações transitórias frente aos ajustes de proteção e integridade dos equipamentos/instalações.

Os casos utilizados para a realização dos estudos podem não ser os mesmos aos utilizados para o desenvolvimento dos modelos. Para a definição das barras de fronteira, devem-se escolher pontos da rede nos quais o circuito equivalente, representado pelas impedâncias de curto-circuito (próprias e de transferência), tenha uma influência mínima sobre o comportamento transitório do restante do sistema, representado em detalhes.

As análises realizadas devem ser feitas considerando os parques eólicos próximos representados e com geração máxima (nominal). Caso não seja factível simular estes parques com máxima geração, dada a dificuldade em representar os parques de forma agregada, deve-se a representação das usinas presentes na vizinhança da manobra, como uma fonte tipo 14 em série com o equivalente de curto-circuito obtido com um programa para obtenção de um equivalente na frequência fundamental [8].

Nos estudos, devem ser observadas as diretrizes e critérios para estudos de transitórios eletromagnéticos dispostos no Submódulo 23.3, itens 9 e 10, dos Procedimentos de Rede [3]. Vale ressaltar que as tensões pré-manobras devem respeitar os valores convergidos para o caso base de regime permanente ou aqueles definidos pelos estudos de estabilidade eletromecânica. Deve-se realizar a análise considerando a condição de carga Leve ou Mínima, conforme informado nos casos base em formato ANAREDE. Caso seja possível, devem ser utilizados os limites máximos permissíveis na barra de manobra (1,100pu nos barramentos 500kV e 1,100pu nos barramentos 230 kV em vazio e 1,050pu quando em carga), contanto que esses limites não sejam violados nos demais barramentos do sistema [3].

O foco do estudo é sistêmico, ou seja, o objetivo é avaliar os impactos causados pela inserção do empreendimento na operação da Rede Básica. Desta forma, recomenda-se que sejam analisadas as grandezas listadas em [8].

São também definidas em [8] os aspectos relacionados à validação do modelo, que é de responsabilidade exclusiva do agente proprietário e deverá ser feita com o modelo real do equipamento, comprovadas por resultados de simulação em comparação com resultados de medição.

VIII. CONCLUSÕES

Foram apresentados neste trabalho um conjunto de ações que o ONS vem desenvolvendo para aprimorar a qualidade dos estudos elétricos impactados pela presença massiva de parques eólicos.

O trabalho que vem sendo desenvolvido, o qual conta também com o apoio de fabricantes e proprietários de parques eólicos, proporcionou diversos subsídios para o aperfeiçoamento da modelagem dos parques eólicos nos estudos de fluxo de potência e de transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos. Da mesma forma, a consulta a normas internacionais e as discussões internas ao ONS sobre aspectos vivenciados na prática dão grande respaldo qualitativo às diversas ações realizadas.

Conforme já mencionado, os assuntos aqui abordados são fruto de um trabalho permanente do ONS e tem caráter dinâmico, sendo que eventualmente, à luz de novas pesquisas e avanços da tecnologia, pode-se atualizar os critérios e diretrizes aqui apresentados, sendo que estes sempre estão balizados e devidamente fundamentados nos Procedimentos de Rede.

REFERÊNCIAS

[1] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), "Boletim Mensal de Geração Eólica – Dezembro/2018." [Online]. Disponível: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Eolica_dez_2018.pdf [Acesso em fevereiro 2019].

[2] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, "Banco de Informações de Geração – BIG", [Online]. Disponível: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm. [Acesso em 01/02/2019].

[3] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), "Procedimentos de Rede," dezembro 2016. [Online]. Disponível: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes. [Acesso em novembro 2018].

[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), "Representação da Geração Eólica do SIN nas Análises de Transitórios Eletromecânicos - Instruções e Dados para Simulação - Dezembro 2018," [Online]. Disponível: https://agentes.ons.org.br/avaliacao_condicao/casos_eletromecanicos.aspx. [Acesso em fevereiro 2019].

[5] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), ONS NT-0197-2015, "Requisitos básicos para modelagem de parques eólicos no Anatem", dezembro de 2015.

[6] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), CARTA ONS-0080/DPL/EG/2017, "Consulta técnica sobre aspectos de controle e proteção sistêmica de aerogeradores e contrais geradoras eólicas", 26 de dezembro de 2017.

[7] A.N.C. Albuquerque, A. R. Gaspar, A.D.R. Medeiros, S. Einsfeld, E.T.M. Colaço, F.C. Medeiros, A.S. Neto, F.M.C. Ferreira, P.E.M. Quintão, T.F.G. Mundstock. "Análise Comparativa entre a Representação Detalhada e Equivalente da Rede Interna de Parques Eólicos do SIN nas Análises de Fluxo de Potência e Transitórios Eletromecânicos", XIV SEPOPE, outubro 2018.

[8] Neto, A.S., F.M.C. Ferreira, "Requisitos de Modelagem de Parques Eólicos e Fotovoltaicos para Representação no Programa ATP", XIV SEPOPE, outubro 2018.

[9] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, "ONS RE 3-0114/2015 Requisitos Básicos para Modelagem e Simulação de Parques Eólicos no Programa ATP".

[10] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 61400-27-1:2015, "Wind turbines - Part 27-1: Electrical simulation models - Wind turbines", 13 de fevereiro de 2015.

[11] E. Muljadi, C.P.Butterfield, A. Ellis, J. Mechenbier, J. Hochheimer, R. Young, N. Miller, R. Delmerico, R. Zavadil, and J.C. Smith. Equivalencing the Collector System of a Large Wind Power Plant, NREL/CP-500-38940 – January 2006.

[12] Juan A. Martinez-Velasco, Power System Transients -Parameter Determination, CRC Press, 2010.

[13] Allan Greenwood, Electrical Transients in power Systems, Wiley, 1970

[14] Leuven EMTP Center, ATP - Alternative Transient Program - Rule Book, Herverlee, Belgium, July 1987.

Análise de estratégias de otimização de turbinas eólicas considerando degradação da superfície das pás

Analysis of wind turbine optimization strategies considering blade surface degradation

Rodolfo Curci Puraca*

Bruno Souza Carmo†

2019

Resumo

As turbinas eólicas sofrem com a degradação das pás durante a sua vida de funcionamento em decorrência do desgaste pela ação de intempéries ou adesão de sujeiras em sua superfície. Isto causa uma menor eficiência na produção de energia, sendo necessários em alguns casos a troca ou a limpeza das pás, o que ocasiona a diminuição do fator de capacidade do parque eólico devido à paralisação das máquinas e o aumento de custo de operação do parque. Deste modo neste trabalho são empregadas técnicas e algoritmos de otimização genético e simplex para a otimização da geometria das pás de duas turbinas diferentes, uma com funcionamento com velocidade angular fixa do rotor e outra com velocidade angular varável do rotor, de modo a otimizar a AEP quando a pá está em operação no estado rugoso. A conclusão segundo o indicador proposto no trabalho é que, para as pás estudadas, a otimização considerando a pá rugosa tem melhor desempenho em turbinas eólicas com velocidade de rotação fixa quando a pá trabalha em condição rugosa em 26% ou mais da sua vida útil e a otimização considerando a pá lisa tem melhor desempenho em turbinas com velocidade de rotação variável quando a pá trabalha em condição rugosa em 59% ou menos da sua vida útil.

Palavras-chave: turbinas eólica. pás. otimização. rugosidade.

*Dep. de Engenharia Mecânica - Escola Politécnica - Universidade de São Paulo, Brasil - rodolfo.puraca@usp.br

†Dep. de Engenharia Mecânica - Escola Politécnica - Universidade de São Paulo, Brasil - bruno.carmo@usp.br

Abstract

Wind turbines suffer with the degradation of blades during their working life as a result of weathering or adhesion of dirt on their surface. This decreases efficiency in the energy production, requiring in some cases the exchange or cleaning of the blades, which causes a decrease in the capacity factor of the wind farm due to the machinery shutdown and the increase in the operation cost of the farm. In this work, techniques and algorithms of genetic and simplex optimization are employed to optimize the geometry of the blades of two different turbines, one with fixed angular velocity of the rotor and the other with varying angular velocity of the rotor, in order to optimize the AEP when the blade is in operation in the rough state. The conclusion according to the proposed indicator in the work is that, for the analysed blades, the optimization considering rough blades has better performance in wind turbines with fixed rotation speed when the blade works in rough condition in 26% or more of its lifespan and the optimization considering smooth blades has better performance in turbines with variable rotation speed when the blade works in rough condition in 59% or less of its lifespan.

Keywords: wind turbine. blades. optimization. rugosity.

1 Introdução

O Brasil, após entrar num período de estiagem entre 2013 e 2015, teve sua matriz energética fragilizada necessitando religar usinas termoelétricas, o que elevou o preço de energia, impactando a economia brasileira, além de colocar em dúvida a exemplar matriz de energia renovável brasileira. Com isto, percebeu-se a necessidade de diversificar as fontes energéticas e uma das formas de obtenção de energia que vem crescendo rapidamente é a energia eólica (RINGER, 2014).

Estima-se que o potencial eólico brasileiro é de 500 GW, considerando as tecnologias de aerogeradores atuais e não levando em conta o potencial eólico offshore da costa do Brasil. Segundo especialistas, a estimativa do Atlas Eólico Brasileiro é tímida e apresenta somente 143 GW (Investe São Paulo, 2015). Para que se atinja tal potencial é preciso realizar um aprofundado estudo do comportamento do vento, que inclui, por exemplo, a medição da velocidade mínima, máxima e média, direção predominante do vento, distribuição das frequências de velocidades, estudos de turbulência e análise das velocidades no perfil vertical. É necessário também selecionar o aerogerador mais apropriado ao tipo do vento. Os fabricantes têm em seu portfólio diferentes modelos de aerogeradores, em que variam a altura do hub, diâmetro do rotor, tipo de fundação e de torre, desenho e número de pás, formas de controle de posicionamento de direção (yaw) e passo das pás (pitch), velocidades específicas máximas e mínimas, capacidade de resistência a condições turbulentas, além de formas de transmissões da energia mecânica das pás para os geradores. Assim, a partir dos estudos de caracterização do vento e dos tipos de aerogeradores disponíveis no mercado, além das características e o funcionamento de cada um deles, é possível selecioná-los e posicioná-los nos melhores locais, acarretando melhor eficiência produtiva, ou seja, maior capacidade de potência do aerogerador e maior fator de capacidade do parque.

1.1 Pás de turbinas eólicas

As pás fazem parte do grupo do rotor de um aerogerador, juntamente com hub, eixo do rotor e rolamentos. Este grupo tem a função de transformar a energia cinética

Tabela 1 – Participação de custo de cada componente em uma turbina eólica de 5 MW

Componente	Participação [%]
Torre	26,30
Pás	22,20
Caixa de engrenagem	12,91
Conversor de potência	5,01
Transformador	3,59
Gerador	3,44
Quadro principal	2,80
Sistema de pitch	2,66
Eixo principal	1,91
Hub do rotor	1,37
Nacelle	1,35
Sistema de freio	1,32
Sistema de yaw	1,25
Rolamento do rotor	1,22
Parafusos	1,04
Cabos	0,96

Fonte: (KROHN, 2009)

dos ventos em energia mecânica no eixo do rotor (MATHEW, 2006). Em aerogeradores de grande porte, as pás lembram muito asas de aviões e planadores. Devido ao formato físico e ao ângulo de ataque, as pás criam uma força de sustentação, fazendo o rotor girar.

Um dos componentes mais custosos de um aerogerador são as pás, com uma participação de 22,2% do valor total (tabela 1). É importante que haja uma adequação deste componente para condições particulares de vento e de operação, para que seja garantida a máxima eficiência deste componente durante a sua vida útil, que é estimada entre 20 a 30 anos.

1.2 Degradação das pás

Durante sua vida útil a pá do aerogerador sofre perdas de eficiência causadas pela degradação, que aumenta a rugosidade da superfície aerodinâmica, causando perda de sustentação e um maior arrasto. Esta degradação pode ser causada, por exemplo, pelo aderimento de insetos e sujeira ou pela erosão do bordo de ataque da pá, conforme mostrado na figura 1.

Na Califórnia, em um parque eólico, foi detectado após 5 anos de operação uma queda na potência da turbina NEG Micon 700/44 para altas velocidade de vento, decorrente do aumento de rugosidade causado por insetos, documentado em (CORTEN; VELDKAMP, 2001). A figura 2 mostra as medições de potência da mesma turbina eólica quando operava em julho de 2011 e após 5 anos em julho de 2016. Observa-se uma redução de até 25% de potência, sendo este fenômeno chamado de duplo estol ou múltiplo estol, devido à antecipação do ângulo de ataque no qual a pá da turbina eólica perde sustentação, e ele ocorre devido ao aumento de rugosidade da superfície.

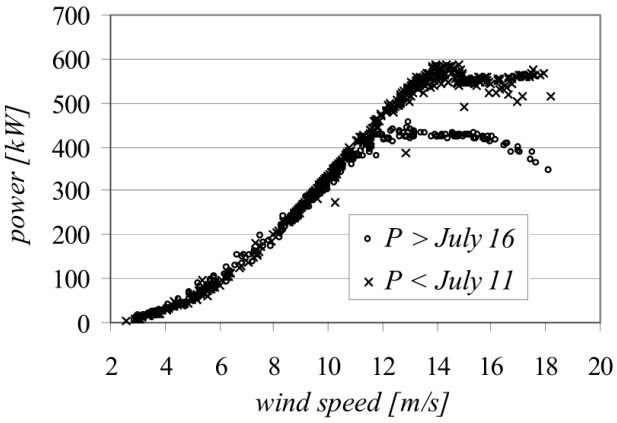
Ensaios laboratoriais para verificar efeitos de rugosidade em superfície são feitos usando a rugosidade padrão ou rugosidade de grão de areia, que é definida como uma

Figura 1 – Degradação da pá de uma turbina eólica em (a) causada por aderimento de insetos e sujeiras e em (b) por erosão

(a) (b)

Fonte: (EHRMANN et al., 2013)

Figura 2 – Perda de potência causada por aumento de rugosidade



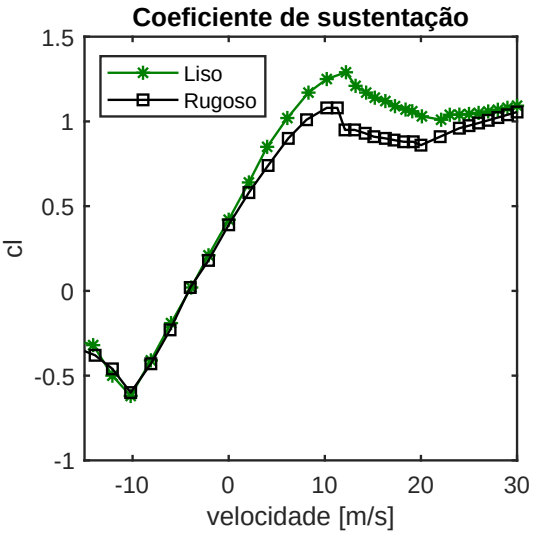
Fonte: (CORTEN; VELDKAMP, 2001)

série de microesferas dispostas de maneira uniforme em uma superfície. O diâmetro destas esferas é chamada de altura do grão de areia, ks. Este valor depende da densidade e da forma em que os elementos de aspereza são distribuídos (MUNDUATE; FERRER, 2009). (HOFFMANN; Reuss Ramsay; GREGOREK, 1996), realizaram testes de rugosidade do aerofólio NACA 4415 para o projeto NREL, usando como rugosidade o grão de lapidação padrão número 40.

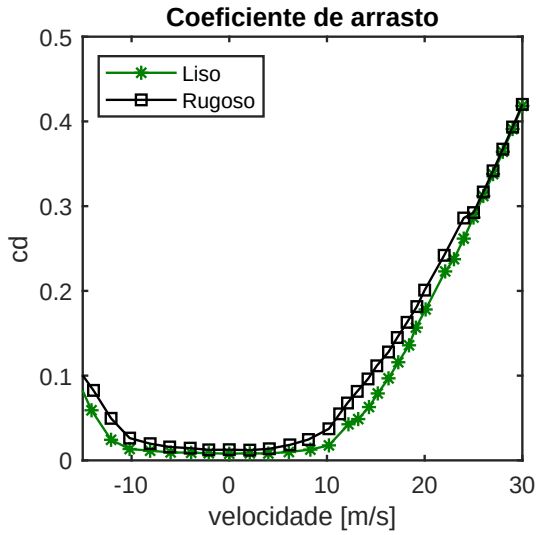
Como consequência dessa degradação, em um parque eólico normalmente de tempos em tempos é necessário realizar a limpeza das pás dos aerogeradores, porém esta ação é custosa pois a máquina terá que parar sua produção de energia, além dos altos custos de limpeza, pois são necessários guindastes de grande porte. Existem também riscos nesta

Figura 3 – Coeficientes aerodinâmicos NACA 4415

(a) Coeficiente de sustentação



(b) Coeficiente de arrasto



Fonte: (HOFFMANN; Reuss Ramsay; GREGOREK, 1996)

operação de limpeza de pá, pois os aerogeradores são postos em regiões em que normalmente há fortes ventos. É necessário ter o cuidado de monitoramento meteorológico durante a limpeza, que pode ser interrompida devido a mudanças climáticas.

Deste modo é interessante que uma geometria de pá seja desenvolvida para que se minimize a perda de eficiência de produção de energia a longo prazo, fazendo com que a limpeza das pás não seja necessária e ou menos frequente, aumentando o fator de capacidade do parque e reduzindo os seus custos de operação.

O objetivo principal deste trabalho é de desenvolver uma geometria ótima para a pá da turbina eólica de modo que ela tenha um bom desempenho quando nova e que não tenha uma acentuada perda quando sua superfície estiver deteriorada.

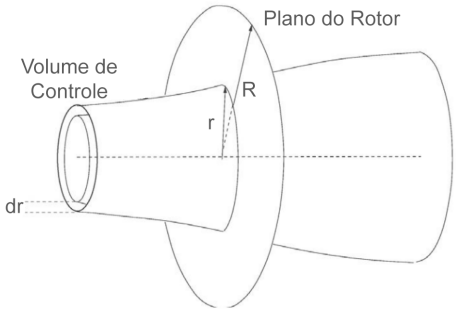
2 Metodologia

Nesta seção, apresentamos as ferramentas que utilizamos para calcular o desempenho de pás de turbinas eólicas considerando superfície lisa e rugosa, além da metodologia adotada para otimizar o projeto das mesmas.

2.1 Blade Element Momentum (BEM)

O modelo BEM, é utilizado para se calcular iterativamente forças médias sobre as pás e a partir deste dado, calcular o empuxo e a potência para diferentes valores de velocidades, rotação do rotor e ângulos de pitch na pá. Este modelo é baseado na teoria unidimensional da quantidade de movimento, onde a turbina eólica é vista como um tubo, sendo este tubo discretizado em N elementos anulares, de altura dr, como mostrado na figura 4. Como este método supõe que o aerogerador tenha infinitas pás, correções como fator de perda da ponta da pá de Prandt ou a correção de Glauert podem ser utilizadas, corrigindo os valores.

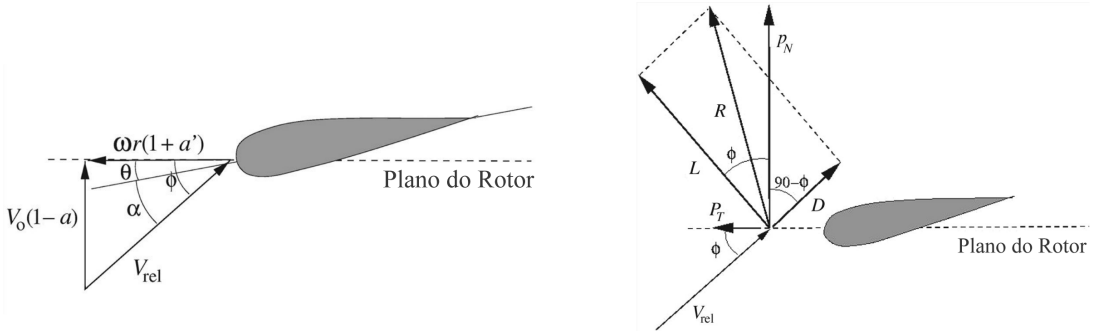
Figura 4 – Modelo do BEM



Fonte: (HANSEN, 2015)

Na figura 5(a) são mostradas as velocidades axial e tangencial em relação ao elemento de pá. A combinação destas duas velocidades resulta em uma velocidade relativa. Na figura 5(b) são mostradas as forças de sustentação e arrasto atuando no elemento e suas componentes Pt, força tangencial e Pn, força normal e a resultante R, θ é o ângulo de pitch local da pá, α é o ângulo de ataque e ϕ é a soma dos dois ângulos citados.

Figura 5 – (a)Velocidades axial e tangencial (b)Forças atuantes no elemento de pá



Fonte: (HANSEN, 2015)

Após realizar iterações nas seções da pá e encontrar corretamente os valores de indução axial (a), tangencial (a'), velocidade relativa (V_{rel}) e o ângulo ϕ de cada seção, o algoritmo BEM calcula os coeficientes de força normal C_n e de empuxo C_t e então são computados as cargas locais nos seguimentos das pás, sendo por fim calculada a potência da turbina para a velocidade de vento estudada. Calculando-se para cada velocidade de vento é possível encontrar a curva de potência da turbina eólica.

Para se calcular a produção anual de energia (AEP) é necessário se ter a curva de potência e a função de distribuição de probabilidade do vento. A partir desta função, a probabilidade que a velocidade do vento fique entre V_i e V_{i+1}, $f\,(V_i < V_0 < V_{i+1})$, pode ser calculada. Multiplicando-se essa probabilidade pelo o número total de horas por ano, obtêm-se o número de horas por ano em que a velocidade do vento está dentro do intervalo $f\,(V_i < V_0 < V_{i+1})$. Multiplicando-se esse valor pela potência produzida pela turbina quando a velocidade do vento está entre V_i e V_{i+1}, calcula-se a contribuição de produção total neste intervalo. A função de probabilidade de Weibull é bastante utilizada para descrever a

distribuição de probabilidades dos ventos, sendo dada pela equação (1) (HANSEN, 2015).

$$h_w\left(V_0\right) = \frac{k}{A}\left(\frac{V_0}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V_0}{A}^k\right)\right) \tag{1}$$

Onde k é o fator de forma e A é o fator de escala da distribuição de probabilidade de vento.

Da distribuição de Weibull a probabilidade $f\left(V_i < V_0 < V_{i+1}\right)$ para que o vento fique entre V_i e V_{i+1} é calculada pela equação (2).

$$f\left(V_i < V_0 < V_{i+1}\right) = \exp\left(-\left(\frac{V_i}{A}\right)^k\right) - \exp\left(-\left(\frac{V_{i+1}}{A}\right)^k\right) \tag{2}$$

A produção total anual de energia (AEP) é então calculada pela equação (3).

$$AEP = \sum_{1}^{N-1} \frac{1}{2}\left(P\left(V_{i+1}\right) + P\left(V_i\right)\right).f\left(V_i < V_0 < V_{i+1}\right).8760 \tag{3}$$

2.2 Otimização de Glauert

Este tipo de otimização da pá foi proposto por Glauert e é feita a partir da teoria de unidimensional considerando os efeitos de rotação da esteira, o que resulta num rotor ótimo, o qual trabalha com ângulos de ataque menores que o ângulo de estol do aerofólio. Esta teoria baseia-se na relação entre o fator de indução axial a e o fator de indução tangencial a' da pá, mostrada na equação (4).

$$\lambda_{local}{}^2 a'\left(1 + a'\right) = a\left(1 - a\right) \tag{4}$$

onde,

$$\lambda_{local} = \frac{\lambda dr}{r} \tag{5}$$

$$\lambda = \frac{\omega r}{v} \tag{6}$$

Sendo λ a razão de velocidades ponta de pá (TSR, do inglês tip speed ratio), dr a diferença de raios entre seções, r o raio do rotor, ω a velocidade angular do rotor da turbina eólica, r o raio local da seção analisada e v a velocidade do vento.

Da teoria unidimensional é visto que o coeficiente de potência é dado pela equação (7) (HANSEN, 2015).

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2}\int_0^{\lambda} a'\left(1 - a\right)\lambda^3 d\lambda_{local} \tag{7}$$

Da expressão acima pode ser visto que para se aumentar o coeficiente é necessário maximizar a expressão:

$$f\left(a, a'\right) = a'\left(1 - a\right) \tag{8}$$

Assim o problema de otimização é maximizar a função acima com a restrição dada pela equação (4). Com isto pode-se deduzir a equação abaixo (HANSEN, 2015).

$$16a^3 - 24a^2 + a\left(9 - 3\left(\lambda_{local}\omega^2\right) - 1 + \left(\lambda_{local}\omega\right)^2\right) = 0 \tag{9}$$

Encontra-se o valor de ótimo de a e pela equação (10) a seguir o valor ótimo de a'.

$$a' = \frac{1 - 3a}{4a - 1} \tag{10}$$

O valor ótimo de pitch da pá pode ser encontrado a partir da equação (11).

$$\Theta_{opt} = \phi - \alpha_{opt} \tag{11}$$

Onde,

$$\tan\phi = \frac{(1 - a)}{(1 + a')\lambda} \tag{12}$$

O ângulo de ataque ótimo, α_{opt}, é admitido como sendo o ângulo em que a relação entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto é máxima. A distribuição ótima da corda da pá é dada pela equação (13):

$$c(r) = \frac{8\pi F a \lambda_{local} \sin^2\phi}{(1 - a)B\lambda C_n} \tag{13}$$

Onde,

$$F = \frac{2}{\pi}\cos^{-1}\left(e^{-f}\right) \tag{14}$$

$$f = \frac{B\,(R - r)}{2r\sin\phi} \tag{15}$$

$$C_n = C_{l_{opt}}\cos\phi + C_{d_{opt}}\sin\phi \tag{16}$$

Sendo B o número de pás da turbina eólica e Cl_{opt} e Cd_{opt} os coeficientes de sustentação e de arrasto ótimo do perfil aerodinâmico utilizado respectivamente.

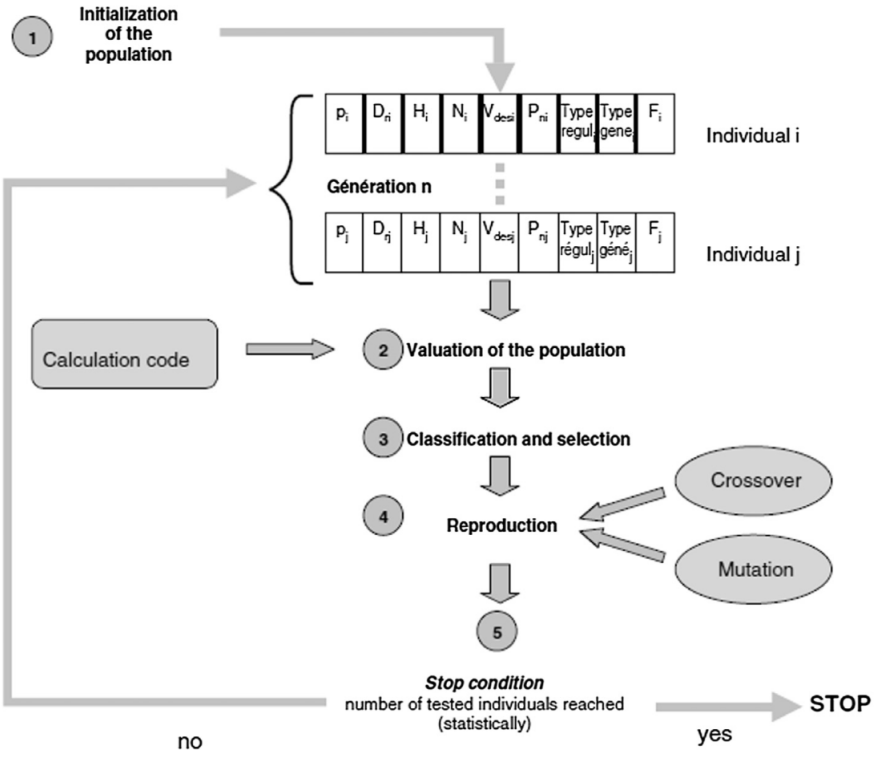
2.3 Otimizações

Além da otimização de Glauert para rotores, foram utilizados outros dois tipos de otimizações, a otimização genética e a o algoritmo "fminsearch"do Matlab.

A otimização genética está classificada dentro do grupo de algoritmo meta-heurísticos, os quais tem características de serem inspirados na natureza e desenvolvidos para a resolução de complexos problemas de otimização. Os algoritmos meta-heurísticos podem ser classificados de acordo com as suas estratégias de procura de melhor resposta, buscando e melhorando-as localmente ou procurando-as por meio de técnicas de aprendizagem (CHEHOURI et al., 2015).

O algoritmo genético é baseado no princípio de Darwin, onde a resposta melhor adaptada às condições da função objetivo sobrevive em uma população de respostas e tem maior probabilidade de se “reproduzir", levando consigo seus genes ou, no caso do problema de otimização, suas variáveis, para a próxima população de respostas. Na figura 6 é mostrado esquematicamente o funcionamento do algoritmo de otimização genético.

Figura 6 – Esquematização do algoritmo genético



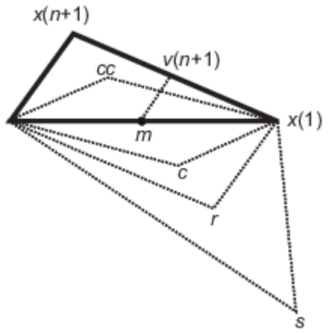
Fonte: (DIVEUX et al., 2001)

Este algoritmo de otimização é bastante utilizado devido a sua robustez e confiabilidade, apesar de consumir um tempo de execução maior. Eles são menos sensíveis a mínimos locais e permitem trabalhar com uma área de espaços de design vasta, com a vantagem de explorar domínios não lineares, não diferenciáveis e não contínuos, sendo menos sensíveis à condição inicial.

Outro algoritmo de otimização utilizado neste trabalho é o $fminsearch$ do Matlab, onde este usa o método de algoritmo simplex de Nelder-Mead. Este algoritmo usa um simplex de $n+1$ pontos para n-vetores x. Então o algoritmo inicialmente faz um simplex em torno do ponto inicial x_0 adicionando 5% de cada componente $x_o(i)$ em x_0. O algoritmo usa estes n vetores como elementos do simplex em adição à x_0. Então o algoritmo cria novos simplex repetidamente de acordo com os pontos encontrados, fazendo o cálculo do valor destes pontos na função objetivo, visando encontrar o menor valor. Estes pontos são encontrados através de determinadas etapas no algoritmo, como a primeira etapa da "Reflexão", onde são encontrados os pontos m e r, onde r é ponto refletido de $x(n+1)$ e que é testado nessa etapa do algoritmo; a etapa da "Expansão", onde é feita a expansão entre os pontos m e $x(n+1)$, encontrando-se ponto s que é testado na função objetivo; a etapa das "Contrações", podendo ser "Externa", calculando-se o ponto c, ou "Interna"calculando-se

o ponto *cc*; e a última etapa chamada de "Diminuição", que é quando todos os pontos previamente encontrados não tem menor valor na função objetivo que o primeiro ponto, sendo realizado nesta etapa um novo simplex utilizando os pontos $x(1), v(2), ..., v(n+1)$. A figura 7 mostra os pontos que o fminsearch pode calcular e os possíveis simplex criados no processo descrito. O simplex original é o da linha em negrito. As iterações continuam a ser processadas pelo algoritmo até que seja atingido um critério de parada (MATHWORKS, 2019).

Figura 7 – Esquematização do simplex



Fonte: (MATHWORKS, 2019)

O algoritmo $fminsearch$ é utilizado após a otimização genética, pois é altamente sensível à condição inicial. Deste modo a otimização genética se encarrega de fazer a primeira procura bruta do ponto ótimo e o $fminsearch$ faz uma busca refinada no entorno do ponto encontrado pelo algoritmo genético.

Na otimização utilizada neste trabalho a função objetivo é a maximização do AEP, minimizando então a equação (17).

$$f_{min} = -AEP \tag{17}$$

As restrições são as localizações dos pontos de controle das curvas bezier que definem o tamanho da corda e a torção de cada seção da pá entre determinada faixa de valores aceitáveis, delimitada por um limite superior e inferior de valores.

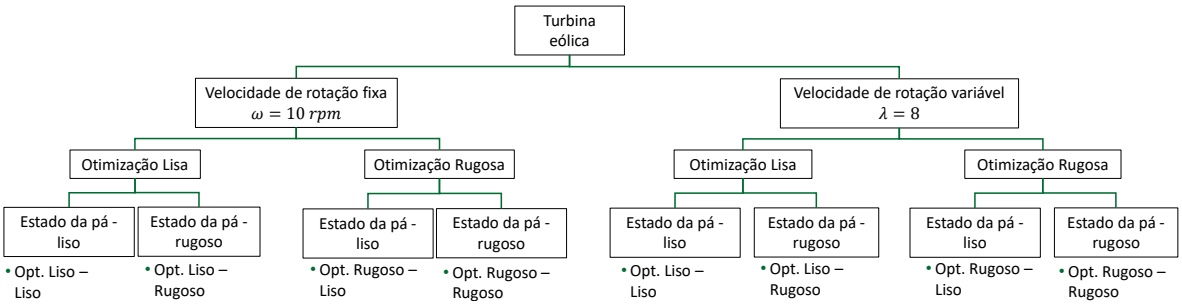
3 Resultados

Nesta seção serão mostrados os resultados da otimização da geometria da pá para uma turbina eólica com velocidade angular fixa em 10 rpm e com velocidade variável, com a razão de velocidade da ponta de pá constante de $\lambda = 8$.

Na figura 8 é mostrada uma estrutura das otimizações das pás realizadas neste trabalho. Inicialmente são divididos os casos em turbina com velocidade angular do rotor fixa e variável, sendo que em cada caso foram feitas uma otimização utilizando coeficientes aerodinâmicos obtidos para perfis lisos e outra utilizando coeficientes aerodinâmicos obtidos para perfis rugosos. Para o cálculo de AEP, foram feitos testes com a pá no estado liso e rugoso.

O rotor projetado tem 3 pás de raio de 50 m, e utiliza dois tipos de perfis aerodinâmicos, um circular e outro NACA 4415. O perfil circular é empregado na raiz da pá,

Figura 8 – Estruturação das otimizações e dos resultados



possibilitando fácil acoplamento ao hub e uma maior rigidez. Possui também hub de 2,5 m de raio e sua potência nominal é de 2 MW. Sua velocidade de início de funcionamento é de 3,5 m/s e a velocidade de parada de 25 m/s, sendo que a partir de 10 m/s o controle da turbina entra em ação para limitar a sua potência.

3.1 Geometria Inicial - Otimização de Glauert

A geometria inicial foi encontrada fazendo-se a otimização de Glauert, sendo utilizada para inicializar todas as otimizações. A otimização de Glauert gerará a geometria inicial da pá para em seguida ser realizada a otimização genética com o objetivo de maximizar o AEP. Nessa otimização axial a razão da velocidade de ponta de pá de projeto é de 8, o que resulta em uma rotação de 12,2 rpm e a velocidade com maior eficiência é de 8 m/s.

Para esta otimização encontrou-se o ângulo de ataque ótimo, onde é máxima a relação entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto, dando o valor de $5{,}21^o$, com coeficiente de sustentação de 0,9538 e coeficiente de arrasto de 0,0088. Com os dados iniciais do projeto e ângulo de ataque e coeficientes ótimos, foram calculados os fatores de indução a e os fatores de velocidade rotacional na esteira a' ótimos para a pá, utilizando as equações (9) e (10). Utilizando-se dessa distribuição de a e a' e por aplicação das equações (11) e (13), foram obtidas as distribuições ótimas da torção e da corda da pá.

Para a utilização do algoritmo BEM a pá foi discretizada em 21 partes e sofreu modificações no formato ótimo da pá em sua raiz e na sua ponta, devido a restrições construtivas. Na raiz foi deixada constante a torção da pá no angulo de 22^o e utilizou-se nas três primeiras seções um perfil cilíndrico, de raio de 1,5 m. Na ponta o tamanho da corda foi modificado de zero para 1,1 m. As figuras 9(a) e 9(b) mostram as alterações na dimensão da corda e na torção da pá.

3.2 Geometria Final

Nesta seção serão mostradas as otimizações lisa e rugosa para as turbinas de rotação fixa e variável. Em todos os casos a geometria inicial é a mesma, sendo inicialmente realizada a parametrização da curva de corda e torção por dois pontos de controle da curva bezier e a criação de limites superior e inferior para a corda e para a torção, conforme mostra a figura 10.

Figura 9 – Distribuição da corda real e torção real da pá

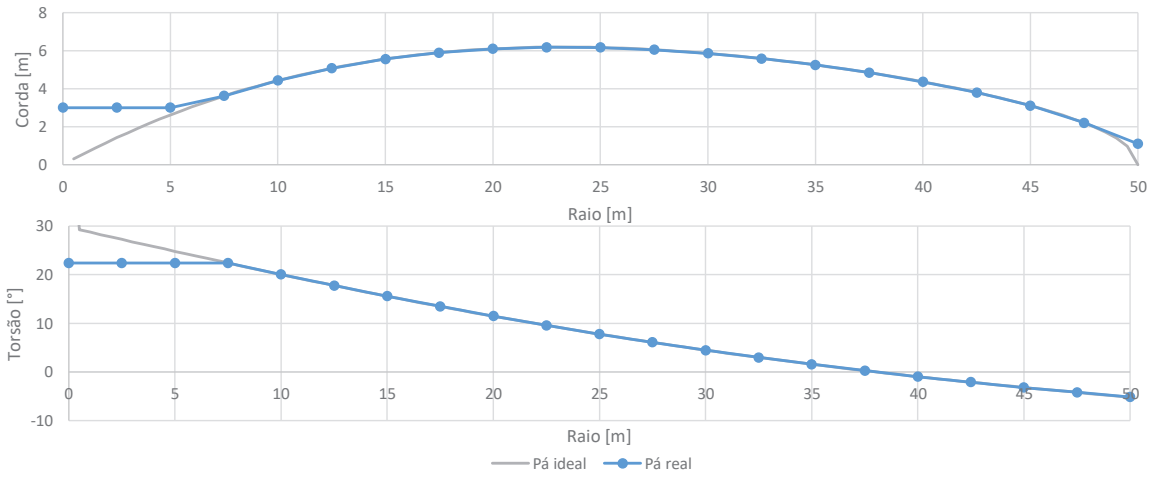
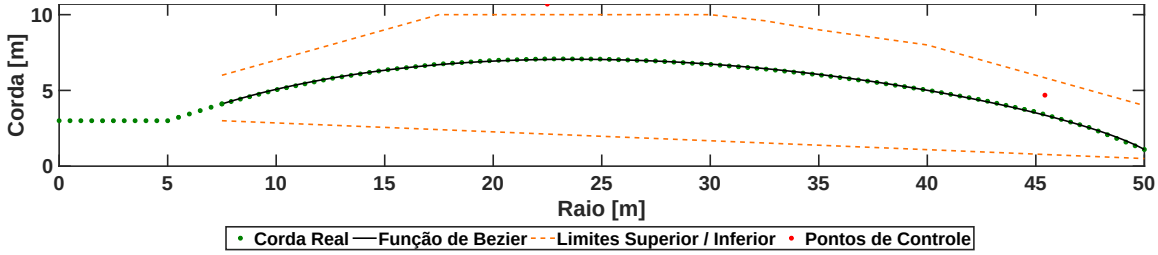
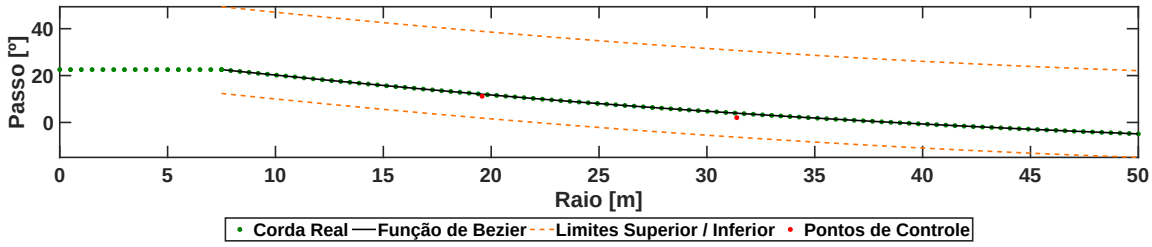


Figura 10 – Parametrização da corda e da torção da pá e seus limites inferior e superior

(a) Corda



(b) Torção



O primeiro ponto de controle para a curva da corda é 10,70 m de raio e 22,49 m na corda e o segundo ponto é 45,42 m no raio e 4,68 m na corda. Para a curva da torção o primeiro ponto de controle se encontra em 19,58 m de raio e 11,17^o de torção e o segundo em 31,38 m de raio e 2,45^o de torção. Os limites superior e inferior são criados para diminuir o campo de opções dos algoritmos de otimização e assim possibilitar encontrar a melhor solução em um menor tempo. A parte da raiz da pá, onde se localizam os perfis cilíndricos,

não será otimizada e assim não é feita a parametrização e a adoção de limites.

A primeira otimização feita foi a otimização da pá lisa com rotação fixa, sendo utilizados os coeficientes aerodinâmicos do perfil NACA 4415 com a superfície lisa, conforme mostrado na figura 3 pela linha verde. Nesta otimização o aumento de final do AEP em relação à pá inicial, considerando os dois casos com pá no estado liso, foi de 15,61%, tendo como valor 6,37 GWh, para uma distribuição de vento com fator de forma de 3 e fator de escala de 8. A otimização chegou a um resultado ótimo após 218 gerações, sendo que o algoritmo atingiu o critério de estagnação de gerações, isto é, a média de variação do valor da função objetivo entre os indivíduos das 50 gerações anteriores ficou menor que 10^{-6}. Em seguida entrou em ação o algoritmo de otimização "fminsearch", sendo realizadas 500 iterações e tendo como resultado um aumento de 0,02 GWh no AEP da otimização genética.

A otimização da pá rugosa com rotação fixa foi a segunda otimização, onde foram utilizados os coeficientes aerodinâmicos do perfil NACA 4415 com a superfície rugosa, mostrado na figura 3 pela linha preta. O aumento final do AEP em relação à pá inicial, considerando estado rugoso em ambas as pás, foi de 19,34%, tendo como valor 5,85 GWh. A otimização chegou no resultado ótimo após 190 gerações, sendo que o algoritmo atingiu o mesmo critério da otimização lisa. Em seguida entrou em ação o algoritmo de otimização "fminsearch", sendo realizadas 500 iterações e tendo como resultado um aumento de 0,015 GWh no AEP da otimização genética.

Na otimização da pá lisa com rotação variável, o aumento de final do AEP em relação à pá inicial, considerando os dois casos no estado liso, foi de 70,57%, tendo como valor 7,23 GWh. É preciso notar que a geometria dada pela otimização de Glauert não funciona bem para uma pá rotação variável, pois houve o próprio decréscimo de seu AEP para a turbina operando em rotação fixa. A otimização chegou a um resultado ótimo após 280 gerações, sendo que o algoritmo atingiu o critério de estagnação de gerações. A otimização seguinte do "fminsearch"realizou 500 iterações, tendo como resultado um aumento de 0,03 GWh no AEP da otimização genética.

Na otimização da pá rugosa com rotação variável, o aumento de final do AEP em relação à pá inicial, considerando as pás no estado rugoso, foi de 75,55%, tendo como valor 6,53 GWh. Houve também neste caso o decréscimo do AEP da otimização de Glauert para a turbina operando em rotação variável em comparação com a fixa. A otimização genética chegou a um resultado ótimo após 272 gerações, sendo atingido o critério de estagnação de gerações. A otimização do "fminsearch"realizou 500 iterações, tendo como resultado um aumento de 0,02 GWh no AEP da otimização genética.

A figura 11 mostra a comparação da geometria das cordas e das torções entre a pá otimizada lisa e rugosa para a turbina com velocidade angular do rotor fixa, já a figura 12 mostra para a turbina com velocidade angular do rotor variável.

É possível notar diferenças entre as geometrias. Na turbina com rotação fixa o formato das duas geometrias ficaram parecidas, tendo formato elíptico, apresentando diferenças no tamanho da corda entre o raio de 30 m a 45 m e na torção, diferenças no início e na ponta da pá, tendo a pá otimizada rugosa maiores ângulos de torção. Na turbina com rotação variável, nota-se uma diferença maior no formato da pá, tendo a pá otimizada rugosa um formato mais elíptico e a pá otimizada lisa um formato mais reto, com a pá iniciando com uma corda maior. São vistas também diferenças na torção, agora a pá otimizada lisa tendo no início da pá maiores ângulos de torção, porém na ponta, tem menor ângulo de torção.

Comparando as pás da turbina com rotação fixa com as de rotação variável, o tamanho das cordas das primeiras são bem maiores, tendo comprimento de corda máximo de 9,05 m, enquanto nas pás de rotação variável o maior comprimento de corda é de 6,01 m.

Figura 11 – Comparação das geometrias das pás otimizada lisa e rugosa para turbina com rotação fixa

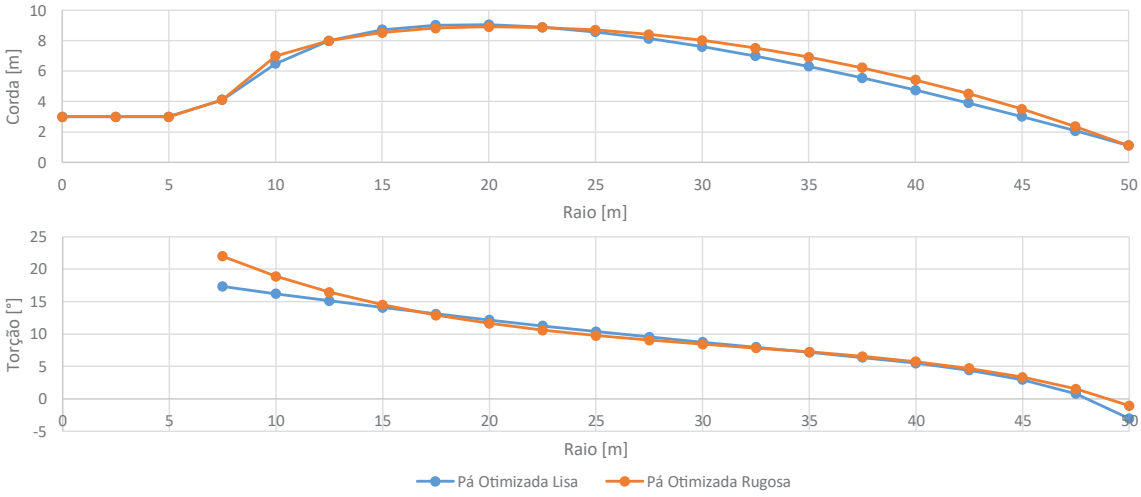
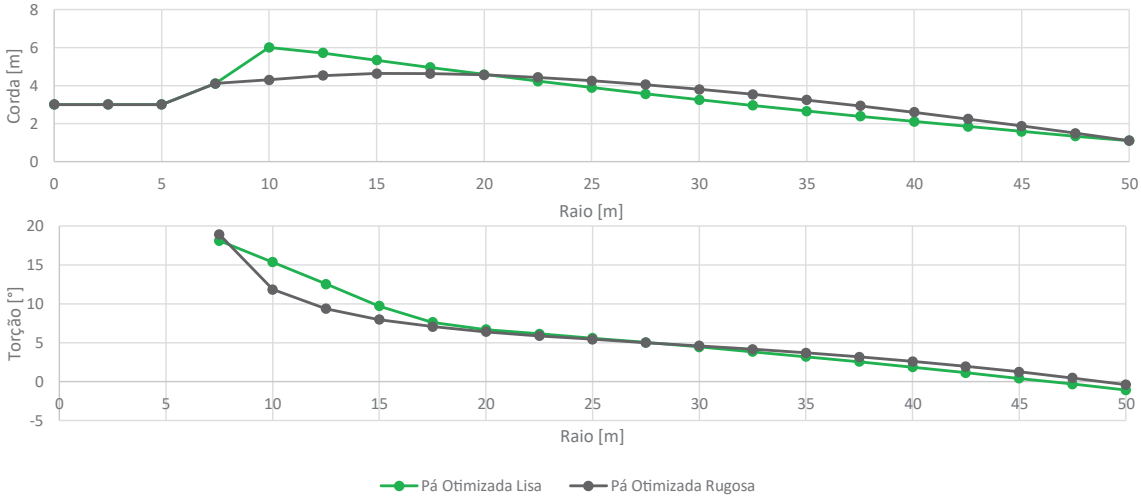


Figura 12 – Comparação das geometrias das pás otimizada lisa e rugosa para turbina com rotação variável



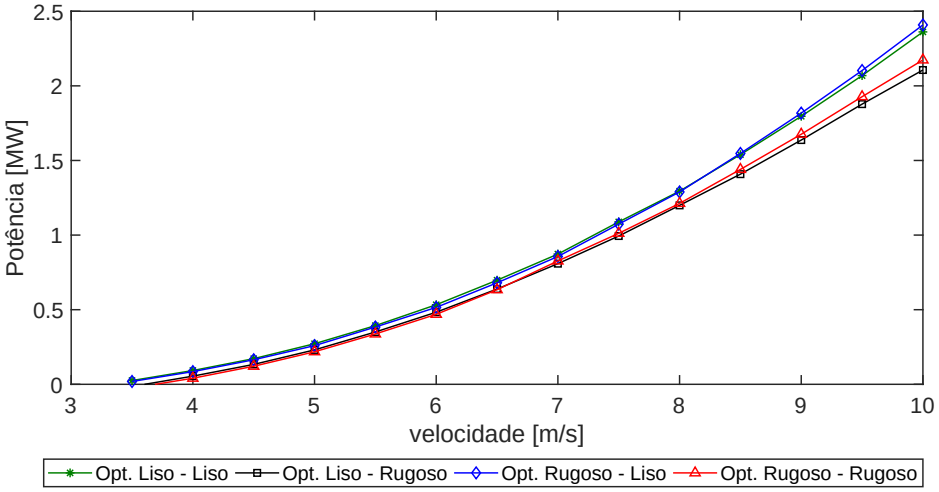
3.3 Comparação das Curvas de Potência

Em seguida são mostradas nas figuras 13 e 14 as curvas de potência e de coeficiente de potência para as turbinas de velocidade fixa e velocidade variável respectivamente. Na figura 13(a) mostra que não importando o tipo de otimização as curvas de potência das

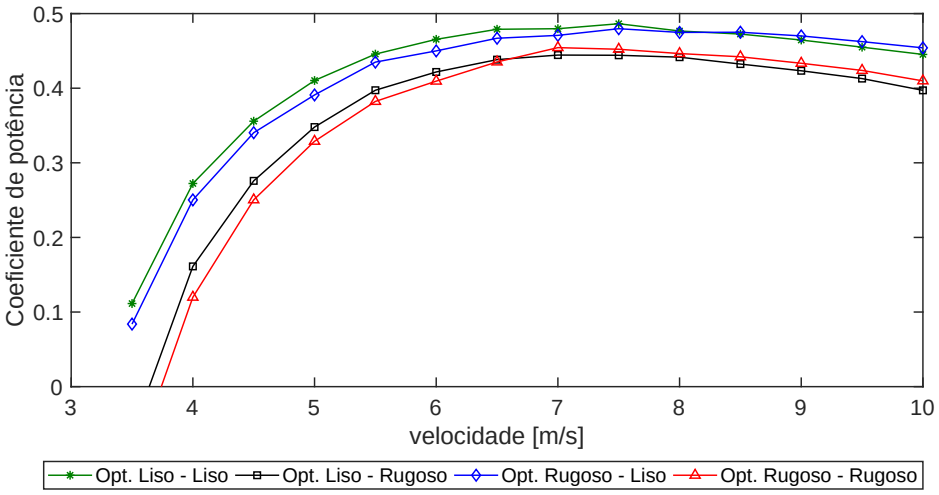
pás no estado rugoso ficam para todas as velocidades abaixo das pás no estado liso. Para velocidades até 7 m/s a curva de potência da otimização lisa fica acima da otimização rugosa, porém para velocidade além de 7,5 m/s esta situação inverte, ficando a otimização rugosa com maior potência que a lisa, esta inversão pode ser vista com maior detalhe na figura 13(b). O início de operação da turbina também é afetado pelo aumento da rugosidade da pá, pois tanto as otimizações lisa e rugosa no estado liso tem início na velocidade de 3,5 m/s, já no estado rugoso tem velocidade de início de cerca de 3,7 m/s.

Figura 13 – Comparação entre as otimizações e os estados das pás para turbina com rotação fixa

(a) Comparação das Potências



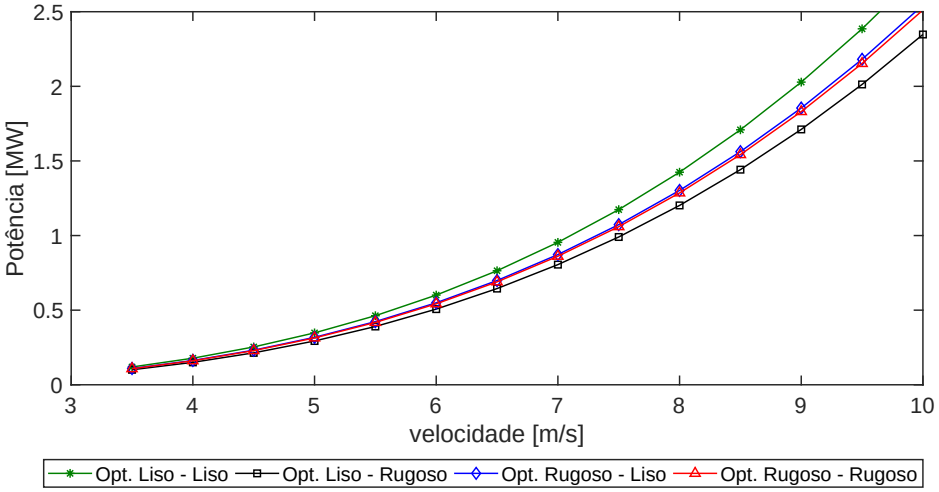
(b) Comparação dos Coeficientes de Potência



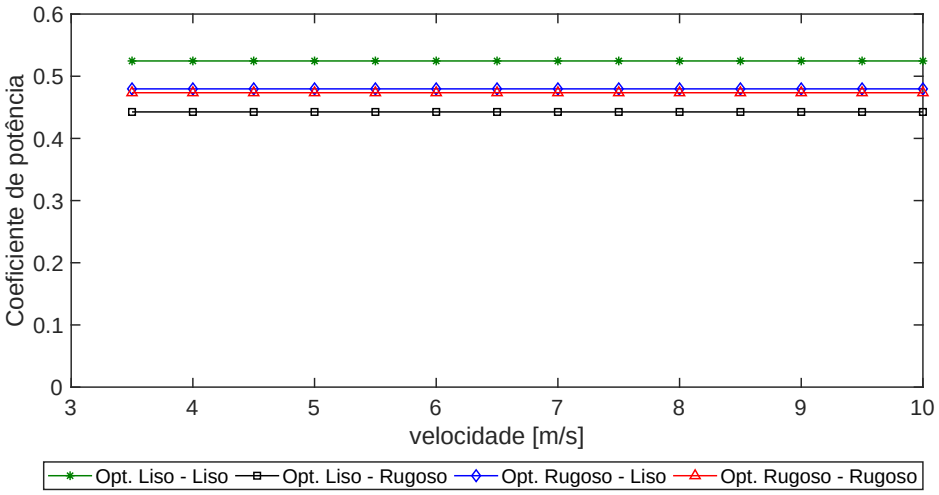
O maior coeficiente de potência dentre as pás no estado liso foi dado pela pá otimizada lisa de 0.486 na velocidade de 7,5 m/s e nas pás no estado rugoso foi dado pela pá otimizada rugosa, tendo valor de 0,454 na velocidade de 7 m/s.

Figura 14 – Comparação entre as otimizações e os estados das pás para turbina com rotação variável

(a) Comparação das Potências



(b) Comparação dos Coeficientes de Potência



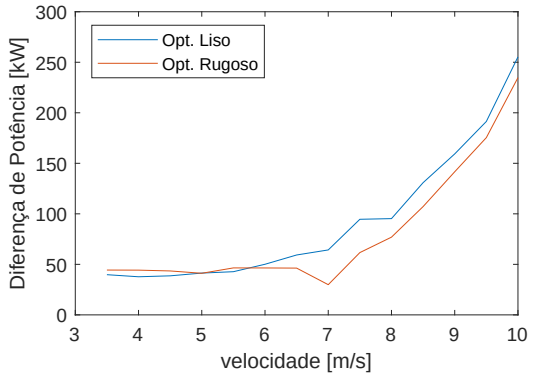
Pela figura 14(a) nota-se que novamente as pás nos estados lisos tem maior potência que no estado rugoso, porém agora a diferença entre as otimizações lisa e rugosa é maior. Pela otimização lisa é encontrada a maior potência com a pá no estado liso, mas quando ela está no estado rugoso, apresenta a menor potência dentre as calculadas. Na otimização rugosa a pá no estado liso fica bem abaixo da pá otimizada lisa no estado liso, porém quando está no estado rugoso fica bem acima da pá otimizada lisa no estado rugoso. Além disso a diferença entre a pá no estado liso e no estado rugoso é pequena na otimização rugosa e grande na otimização lisa, conforme mostrado na figura 15.

Como a rotação é variável a turbina eólica está sempre em seu ponto ótimo de

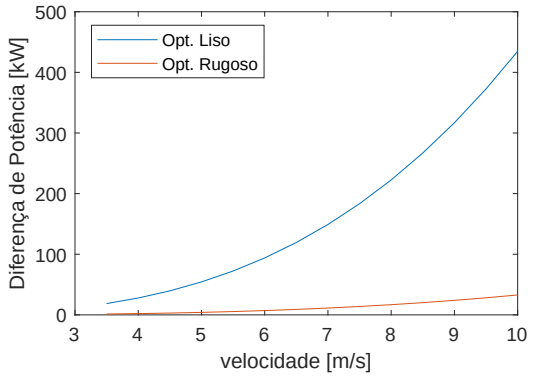
funcionamento, independente da velocidade do vento e assim os coeficientes de potência são constantes, como mostrado na figura 14(b). A pá otimizada lisa no estado liso teve coeficiente de potência de 0,525 e no estado rugoso teve valor de 0,443, já a pá otimizada rugosa no estado liso teve coeficiente de potência de 0,480 e no estado rugoso coeficiente de 0,474.

Figura 15 – Comparação da diferença de potência entre as otimizações e as turbinas

(a) Comparação das Potências para rotação fixa



(b) Comparação das Potências para rotação variável



3.4 Comparação do indicador do AEP médio

Para observar e entender o desempenho das pás criadas neste trabalho foi criado um indicador de desempenho relacionando o AEP médio das pás otimizadas lisas e rugosas, segundo a equação (18).

$$Ind_{AEP} = \frac{AEP_{ss}\,(100-p) + AEP_{sr}\,p}{AEP_{rs}\,(100-p) + AEP_{rr}\,p} \tag{18}$$

Onde AEP_{ss} é o AEP da pá otimizada lisa no estado liso, AEP_{ss} é da pá otimizada lisa no estado rugoso, AEP_{rs} é o AEP da pá otimizada rugosa no estado liso e AEP_{rr} é da pá otimizada rugosa no estado rugoso. A variável p é a porcentagem de vida rugosa da pá e mostra quanto tempo que a pá trabalha no estado rugoso durante sua vida útil.

Este indicador quanto tem valor maior que 1, mostra que a pá otimizada lisa tem um AEP maior que a pá otimizada rugosa e quando este valor é menor que 1 o contrário, indicando que a pá otimizada rugosa leva vantagem em relação à pá otimizada lisa. Na figura 16 é mostrado o gráfico deste indicador para a turbina que o opera o rotor em uma rotação fixa, em função do percentual da vida útil em que a pá funciona no estado rugoso.

Nesta figura, nota-se que a pá otimizada lisa leva vantagem para uma pá com no máximo 26% de vida rugosa e a pá otimizada rugosa tem vantagem de AEP em uma pá que tenha um percentual de vida rugosa maior que 26%. O máximo de vantagem que a pá otimizada lisa tem é quando ela trabalha com uma vida 0% rugosa tendo um AEP médio 0,4% maior, já a otimizada rugosa leva máxima vantagem quando a pá tem uma vida 100% rugosa, tendo AEP médio 1,2% maior. Na figura 17 é mostrado o gráfico do indicador para a turbina que o opera o rotor em uma rotação variável.

Na turbina com velocidade de rotação variável o cenário muda um pouco, pois a pá otimizada lisa leva vantagem para uma pá com até 59% de vida rugosa e a pá otimizada

Figura 16 – Comparação do indicador de AEP médio para turbina eólica de rotação fixa

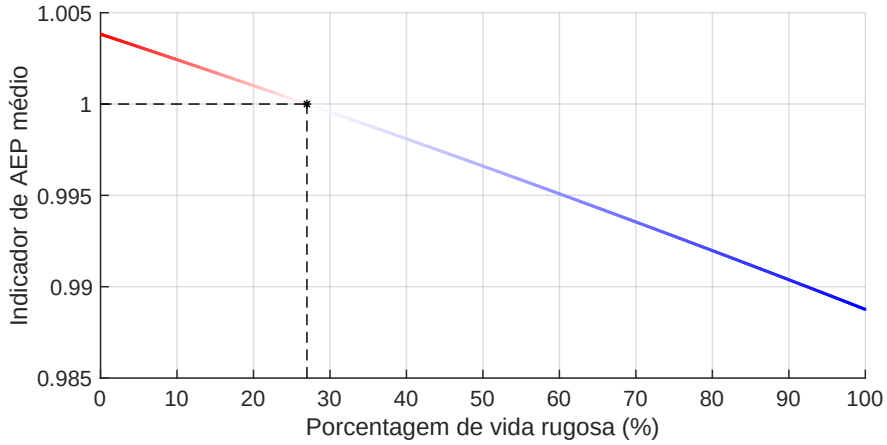
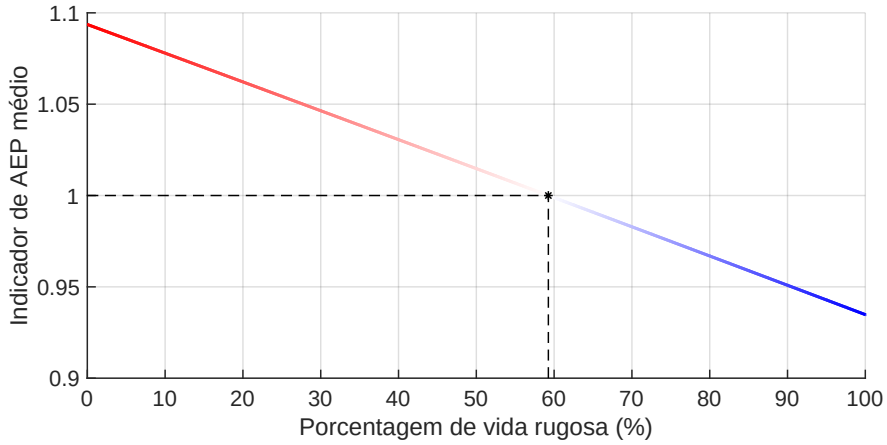


Figura 17 – Comparação do indicador de AEP médio para turbina eólica de rotação variável



rugosa tem vantagem de AEP em uma pá que tenha um percentual de vida útil na condição rugosa maior que 59%. O máximo de vantagem que a pá otimizada lisa apresenta é quando ela tem uma vida 0% rugosa tendo um AEP médio 9,4% maior, já a otimizada rugosa leva máxima vantagem quando a pá tem uma vida 100% rugosa, tendo AEP médio 6,52% maior.

4 Considerações finais

Com este trabalho foi possível observar uma diferenciação do comportamento da pá de turbina eólica segundo o aumento de rugosidade, resultando na perda de performance. Além disso, utilizando técnicas e algoritmos de otimização modificou-se este comportamento através da mudança de parâmetros de cada seção da pá, alterando os tamanhos das cordas e os ângulos de torção, melhorando o desempenho das pás.

Na comparação entre as turbinas eólicas que funcionam com velocidade angular constante do rotor com as turbinas eólicas de velocidade variável, o impacto da rugosidade é diferente em cada uma delas. Nas turbinas com velocidade variável, o impacto na pá

otimizada lisa foi bem maior que o impacto na pá otimizada rugosa, e o desempenho quando a pá está no estado liso é bem superior ao desempenho da pá otimizada rugosa no estado liso. Nas turbinas com velocidade fixa este impacto foi parecido entre as otimizações lisa e rugosa, ficando a pá otimizada rugosa no estado rugoso com um AEP pouco maior que a pá otimizada lisa no estado rugoso e a pá otimizada lisa no estado liso com um AEP também pouco maior que o AEP da pá otimizada rugosa no estado liso.

As pás das turbinas com velocidade variável obtiveram melhor desempenho no geral, tanto no estado liso quanto no rugoso em comparação com as pás das turbinas eólicas com velocidade fixa. Foram observadas também alterações de velocidade no início de seu funcionamento: nas turbinas de velocidade variável em todos os casos a turbina começou a funcionar na velocidade de 3,5 m/s, sendo possível até antecipar este início de funcionamento para a velocidade de 3 m/s. Além disso, foram obtidos coeficientes de potência constantes e maiores nas turbinas com velocidade variável em comparação com as turbinas com velocidade fixa.

Em relação ao indicador proposto foi possível observar que a pá otimizada rugosa tem melhor desempenho em turbinas eólicas com velocidade constante do que em turbinas com velocidade fixa, pois considerando uma pá que apresente uma vida com mais de 26% no estado rugoso, ela já tem vantagem sobre a otimização lisa. Este comportamento é diferente em turbinas com velocidade variável onde a otimização lisa tem vantagem sobre a otimização rugosa, pois otimização rugosa só apresenta vantagem se a pá tiver uma vida no estado rugoso de mais 59% da vida útil.

Referências

CHEHOURI, A. et al. Review of performance optimization techniques applied to wind turbines. *Applied Energy*, Elsevier Ltd, v. 142, p. 361–388, 2015. ISSN 03062619. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.043>. Citado na página 8.

CORTEN, G.; VELDKAMP, H. Insects Cause Double Stall. *European Wind Energy Conference 2001*, p. 470–474, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 4.

DIVEUX, T. et al. Horizontal axis wind turbine systems: optimization using genetic algorithms. *Wind Energy*, v. 4, n. 4, p. 151–171, 2001. ISSN 1095-4244. Disponível em: <http://doi.wiley.com/10.1002/we.51>. Citado na página 9.

EHRMANN, R. S. et al. *Effect of Surface Roughness on Wind Turbine Performance*. Springfield, VA, 2013. v. 107, n. January 2013, 111–116 p. Citado na página 4.

HANSEN, M. *Aerodynamics of Wind Turbines*. 3 ed. ed. Nova Iorque: earthscan, 2015. 173 p. ISSN 9780470846124. ISBN 978-1-138-77507-7 (hbk). Citado 3 vezes nas páginas 6, 7 e 8.

HOFFMANN, M.; Reuss Ramsay, R.; GREGOREK, G. *Effects of grit roughness and pitch oscillations on the NACA 4415 airfoil*. Columbus, Ohio, 1996. Disponível em: <http://www.osti.gov/servlets/purl/266691-Iy1spR/webviewable/>. Citado 2 vezes nas páginas 4 e 5.

Investe São Paulo. *Potencial eólico do Brasil é de 500 GW, segundo DEWI*. 2015. Disponível em: <http://www.investe.sp.gov.br/noticia/potencial-eolico-do-brasil-e-de-500-gw-segundo-dewi/>. Citado na página 2.

KROHN, S. *The economics of wind energy*. [S.l.], 2009. v. 13, n. 6-7, 1372–1382 p. Citado na página 3.

MATHEW, S. *Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. 1 ed. ed. Berlin: Springer, 2006. 246 p. ISBN 9783540309055. Citado na página 3.

MATHWORKS. *Find minimum of unconstrained multivariable function using derivative-free method - MATLAB fminsearch*. 2019. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/matlab/ref/fminsearch.html>. Citado na página 10.

MUNDUATE, X.; FERRER, E. CFD Predictions of Transition and Distributed Roughness Over a Wind Turbine Airfoil. *47th AIAA Aerospace Sciences Meeting including The New Horizons Forum and Aerospace Exposition*, p. 1–16, 2009. Disponível em: <http://arc.aiaa.org/doi/10.2514/6.2009-269>. Citado na página 4.

RINGER, N. J. *Desafios do setor de energia eólica no Brasil: uma abordagem sistêmica*. 156 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2014. Citado na página 2.

PREVENÇÃO DE INCÊNDIOS EM TURBINAS EÓLICAS:
CAUSAS E IMPACTOS, PERCEPÇÃO DOS ESPECIALISTAS, LACUNAS REGULATÓRIAS E SISTEMAS PREVENTIVOS

Alexander M. C. de Albuquerque [1], André Saretta [2]

1 Diretoria Executiva - Industrial Solutions Brasil
2 Diretoria Operacional - Industrial Solutions Brasil

Rua Viaza, 374 - Sala 143B - Jardim Aeroporto - 04633-050 - São Paulo
Rua Vinte de Setembro, 87 - Azenha - 90130-090 - Porto Alegre

alex.mathias@industrialsolutions.com.br
andre.saretta@industrialsolutions.com.br

RESUMO

Em todas as parte do mundo a prevenção a incêndios em naceles de aerogeradores é um grande desafio e, mesmo considerando que estes eventos sejam menos frequentes, são a segunda maior causa de acidentes em turbinas eólicas, responsáveis por aproximadamente 10% a 30% do total de sinistros registrados. São potencialmente danosos à vida, às estruturas e ecossistemas no entorno imediato e aos aspectos financeiros envolvendo seguros, indenizações, imagem pública e a própria continuidade operacional.

Os incêndios têm como causas principais os raios, falhas elétricas, mecânicas e de manutenção. As estatísticas sobre fogo em turbinas eólicas são escassas e não existe entidade responsável ou padronização internacional estabelecida para realizar registros consistentes, o que dificulta o levantamento de dados para o setor. Especialistas acreditam que o problema é bem maior do que os registros disponíveis apontam. Dados de fontes ligadas ao segmento validam o abismo entre a realidade e o que a própria indústria conhece, o que pode levar gestores de parques eólicos a subestimar o problema.

Com o controle e prevenção de incêndios nestes equipamentos ainda bastante dependentes de sistemas caros e opcionais, de eficiência questionável e manutenção trabalhosa, os riscos estão bem além do consenso.

Este trabalho pretende mostrar que a falta de informação prejudica o setor e que há alternativas preventivas para as quais o segmento começa a dirigir sua atenção.

Palavras-Chave: *Incêndios em aerogeradores; Causas; Riscos; Custos; Prevenção.*

1. INTRODUÇÃO

Com uma capacidade atual de 14,71Gb, mais 4,33GW em construção, o Brasil deverá ter 19,04 GW até 2024, estimando um crescimento de cerca de 30% na matriz energética eólica em relação a 2018, completamente conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) [1]. Maior capacidade instalada significa mais turbinas eólicas, além do possível aumento de incidentes. Com os elementos básicos para o surgimento de chamas presentes em confinamento no interior de naceles, combustíveis, oxigênio e funcionamento em altas temperaturas, uma vez que a ignição ocorre, a reação humana para debelar o princípio de incêndio é bastante dificultada, devido à localização remota, altura das torres e o tempo de reação e deslocamento das brigadas de combate à incêndio. Isso torna o controle e monitoramento destes equipamentos de fundamental importância, mas os sistemas vigentes de detecção e prevenção ao fogo no segmento pouco evoluíram desde sua criação e ainda são caros e sujeitos a falhas.

As estatísticas sobre o tema não são abundantes, mas ainda assim pode-se afirmar, a partir dos relatos de especialistas e dos dados disponíveis em fontes dedicadas ao setor, que a realidade remete a um cenário mais sombrio, pois parte significativa das operadoras aparentemente não consegue realizar as manutenções de acordo com as indicações dos fabricantes, e falhas humanas potenciais agravam o problema. Estes fatores levam ao aumento de incidentes envolvendo fogo em turbinas eólicas com perdas potencialmente catastróficas, muitas das quais as seguradoras não cobrem.

Considerando-se lacunas de legislação e fiscalização específicas para prevenção contra incêndios em aerogeradores, o próprio segmento fica limitado no que diz respeito a informações críticas e fundamentais para tomada de decisões preventivas importantes. Estas lacunas devem ser preenchidas e os gestores do segmento precisam estar muito bem informados sobre todas as variáveis para saber quais decisões tomar na implementação de segurança preventiva a incêndios, evitando ou minimizando danos para manter seus parques com a máxima operacionalidade possível. Há um dispositivo de prevenção pouco difundido, de baixo custo e alto benefício, que o segmento começa a adotar.

2. OBJETIVO

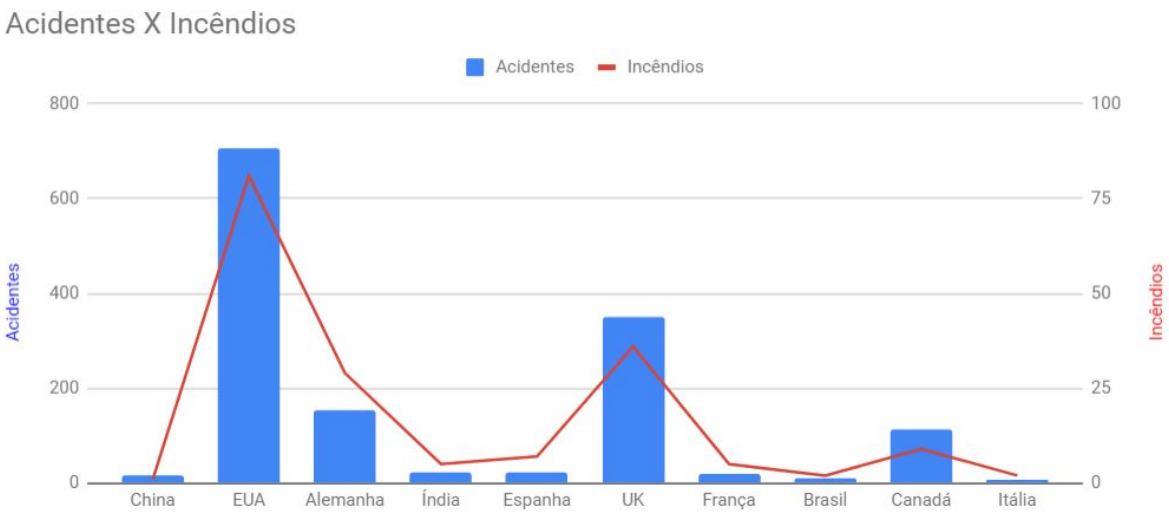
Este estudo tem como objetivo fornecer um panorama realista e válido para retratar alguns aspectos importantes no desafio ao entendimento dos problemas relativos a incidentes envolvendo fogo em turbinas eólicas, cobrindo outros riscos ligados à segurança geral do segmento, buscando uma maior aproximação com a realidade na identificação das atuais condições que o setor enfrenta com impacto na segurança e, em particular, na prevenção a incêndios em turbinas eólicas com dispositivos disruptivos.

Mais que um alerta para a inconsistência de dados globais e regionais disponíveis sobre o tema e os riscos que isto possa implicar, outro propósito desta pesquisa é chamar a atenção de operadoras, gestores e especialistas do setor a respeito de fatores fundamentais que podem passar despercebidos, comprometendo a plena compreensão do meio e desafios em que se inserem e, possivelmente, prejudicando tomadas de decisão mais adequadas à segurança de suas operações.

3. A REALIDADE, O QUE O SEGMENTO SABE E O QUE EFETIVAMENTE VEM A PÚBLICO

Considerando somente os 10 maiores países de acordo com a potência instalada, foi realizado um levantamento de acidentes reportados com destaque para quantos envolveram incêndios. O resultado pode ser visto no Gráfico 1 (países por ordem de potência instalada):

Gráfico 1 - Acidentes X Incêndios por país de jan/2008 a dez/2018.



	China	EUA	Alemanha	Índia	Espanha	UK	França	Brasil	Canadá	Itália
Acidentes	15	705	155	23	24	349	18	10	114	7
Incêndios	1	81	29	5	7	36	5	2	9	2
%	6,67%	11,49%	18,71%	21,74%	29,17%	10,32%	27,78%	20,00%	7,89%	28,57%

Fonte: Adaptado de CWIF [2].

De acordo com os dados registrados pela CWIF, o gráfico apresenta os EUA em primeira posição, totalizando 705 acidentes, dos quais 81 referentes a incêndios. Em segundo lugar, aparece o Reino Unido com 349 acidentes, sendo 36 com fogo. O Brasil aparece em nono lugar, somando 10 acidentes no total, sendo 2 incêndios [2; 3]. Percebe-se, portanto, que acidentes com fogo estão presentes entre os principais produtores dessa matriz, e que existem disparidades passíveis de questionamento nos resultados. Um exemplo é a possibilidade improvável de que a China, com a maior potência instalada do mundo, figure apenas no oitavo lugar quanto ao número de acidentes, com um total de 15 e sendo apenas 1 referente a incêndio. Já os EUA,

segundo colocado em potência instalada aparece na primeira colocação em números de acidentes gerais e também de incêndios. O fato de um país altamente desenvolvido como os EUA estar no topo da lista não significa que as condições de trabalho ou fiscalização não sejam respeitadas, restando como explicação mais provável que esta diferença se deve ao fato de que eles mantém registros e controles mais consistentes sobre seus incidentes, manifestando maior comprometimento com a segurança e fiscalização de suas instalações, além da contribuição de uma liberdade de imprensa mais ampla.

Com mais informações que corroboram a inexistência de dados consistentes em relação aos incidentes com ou sem fogo no segmento, entre 2006 e 2010, a Renewable UK admitiu a ocorrência de 1.500 incidentes, dos quais somente 142 foram documentados na base de dados da CWIF no mesmo período. Isso implicaria que menos de 10% dos incidentes são registrados oficialmente ou publicamente reportados [4]. Uma publicação da Power Technology de 2018 aponta, somente em 2016, 737 incidentes em parques offshore majoritariamente operacionais no Reino Unido envolvendo resgates por equipes especializadas, contra apenas 4 registrados pela CWIF no mesmo período [3; 5]. Observe-se que o gráfico 1, mostrado acima, relata somente 349 acidentes na região em 10 anos, outro reforço ao argumento de que os registros disponíveis estão muito distantes da realidade.

Nos EUA, desde agosto de 2001, houve dúzias de incidentes catastróficos noticiados envolvendo fogo com diversas causas (arcos voltaicos e falhas elétricas, questões ligadas a falhas de manutenção e raios), todas resultando em perda total e danos ao entorno das turbinas [6].

Muitos especialistas acreditam que os registros disponíveis subestimam, de forma grosseira, a escala do problema, pois, enquanto incidentes significativos possam ser publicados por grandes grupos de mídia, os pequenos normalmente passam despercebidos do público, e não existe nenhuma norma, legislação ou organização encarregada de compilar estes dados. Estes pequenos incidentes podem não implicar em perdas totais, mas, com certeza, levam a prejuízos significativos com a interrupção das operações e custos de reparos [6].

O documento [7] reporta 9 incidentes relacionados a incêndios no período entre março/2009 a outubro/2016 em território brasileiro. Nenhum deles está apontado nos registros da CWIF usada como base para análise neste documento, que mostra 2 outros acidentes com fogo para o mesmo intervalo de tempo. Ao somarmos estes 9 incidentes ao gráfico 1 acima, temos o Brasil com aproximadamente 57% dos incidentes envolvendo fogo.

O Dr. Guillermo Rein do Departamento de Engenharia Mecânica da Imperial College no Reino Unido afirma:

> “Fogo é um problema para a indústria, impactando na produção, economia e emissões tóxicas. Isso coloca uma sombra sobre as ‘credenciais verdes’ do segmento. Preocupantemente nosso relatório mostra que fogo é provavelmente um problema maior do que mostram os relatórios oficiais” [4].

Ele disse ao “Telegraph” em 2014 que acredita “ser responsabilidade da indústria” manter uma base de dados adequada e crê que ela própria se vê “surpreendida pela magnitude do problema” [4].

Sendo assim, a disparidade dos resultados observados leva à conclusão inequívoca de que os números apresentados pelo setor estão muito aquém da realidade.

4. FALHAS DE MANUTENÇÃO

De acordo com o engenheiro Roberval Luna da Silva:

> “O desconhecimento dos técnicos em relação a materiais e suas propriedades físicas tem sido causa de diversos incêndios, da mesma forma que o uso de cigarros e fósforos e o desrespeito aos avisos de ‘não fumar’ já foi objeto de graves incidentes” [7].

Uma pesquisa informal realizada em aproximadamente 75 parques eólicos nos EUA descobriu que alarmantes 60% deles estavam atrasados com seus procedimentos de manutenção [8]. Essa constatação, num país reconhecido por sua eficiência na fiscalização e respeito a normas e procedimentos, projeta uma sombra sinistra em qualquer outro menos comprometido com regras.

Os fatos acima expostos corroboram os dados informados pelas seguradoras que reclamam de problemas no transporte, armazenamento e manutenção dos componentes de turbinas de vento e consideram o segmento um setor de risco, embora atraente. As operadoras deveriam contar com danos em suas instalações, exceto por falhas de funcionamento ou interrupções não cobertas por suas apólices, pelo menos uma vez a cada 4 anos, e atualmente as seguradoras tem o cuidado de inserir os termos de manutenção diretamente nas apólices, exigindo dos parques eólicos a troca de peças e componentes vulneráveis, como, por exemplo, as Gearboxes, a cada 5 anos [8].

Além disso, as análises de componentes condenados realizadas posteriormente às suas falhas revelaram que as forças suportadas pelas Gearboxes são muito maiores que as originalmente antecipadas, com velocidades e mudanças aleatórias na direção dos ventos e suas rajadas imprimindo esforços de magnitude além do

normalmente calculado nos projetos [8]. Está claro, portanto, que o cuidado com inspeções e manutenção exige mais cautela e frequência do que prevêem os manuais de operação e o conhecimento tácito disponível no qual o setor se baseia para seus planos de manutenção.

5. PROBLEMAS E CAUSAS DO FOGO EM TURBINAS EÓLICAS

A matriz energética eólica é bastante diferente dos demais sistemas de geração no que diz respeito ao risco de perda total como resultado de um incêndio inicial, pois o contingente humano disponível nos parques é limitado, o que dificulta a identificação de focos de incêndio de maneira mais ágil. Quando a detecção acontece por sensores de monitoramento, a distância dos centros operacionais ou urbanos onde se encontram as equipes de combate ao fogo, não raro, tornam improváveis as chances de salvar o máximo possível das turbinas, resultando em danos totais ou mais extensos que poderiam ser minimizados com escolhas mais adequadas de dispositivos de prevenção aos estágios iniciais do fogo. Nesse contexto, o trabalho dos bombeiros acaba ficando restrito à proteção dos locais no entorno do foco e à prevenção de incêndios secundários no solo ou em instalações próximas.

Com uma grande concentração de elementos combustíveis, centenas de litros de lubrificantes, engrenagens de grande porte operando a altas velocidades e sistemas elétricos confinados ao mesmo ambiente, submetidos a grandes temperaturas, e com uma oferta considerável de oxigênio na forma de vento, basta uma pequena faísca em qualquer conexão vulnerável, ou que a temperatura de um componente chegue ao ponto de ignição de fluídos lubrificantes ou componentes sólidos para que se inicie um desastre de proporções consideráveis, imprevistas e tendendo aos piores cenários.

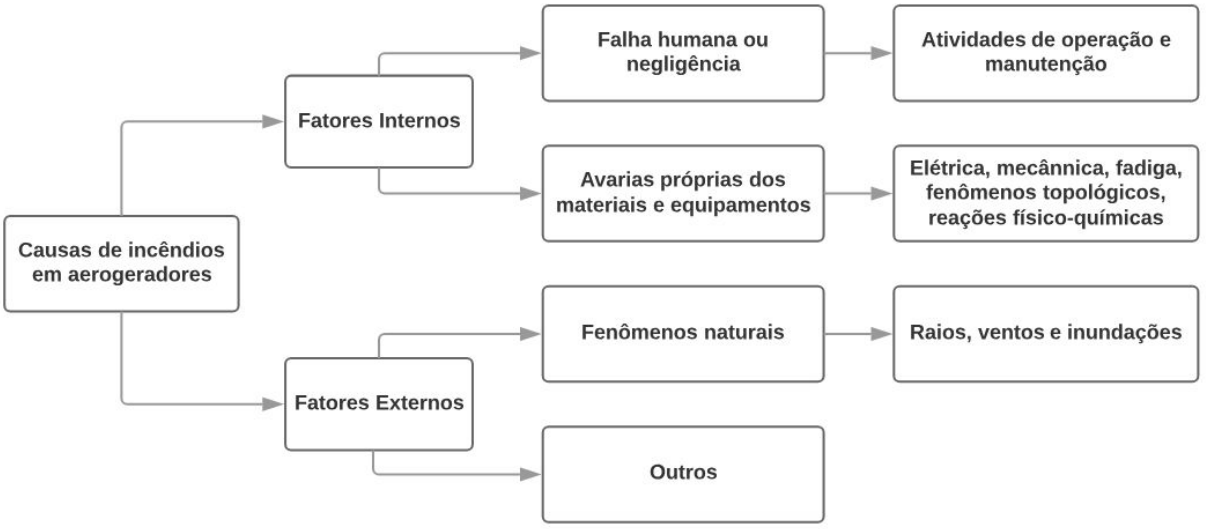
Dado regional importante no entendimento da complexidade da equação é que de acordo com os estudos do Grupo de Eletricidade Atmosférica (ELAT) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), o Brasil se encontra na posição de recordista em descargas atmosféricas, com a quantidade média de descargas em território brasileiro estimada em 50 milhões por ano [9].

Considere-se ainda que em instalações elétricas todos os condutores estão expostos em circuitos que facilitam o caminho de sobretensões transitórias, podendo provocar perturbações na alimentação de qualquer um dos sistemas elétricos conectados [10], e que descargas atmosféricas podem produzir eventuais efeitos secundários eletrodinâmicos, térmicos, magnéticos, eletromagnéticos, sobrecargas [7] e todo tipo de danos potenciais imprevistos. Por todas essas razões, torna-se crítica e imprescindível a presença de dispositivos adequados de prevenção a eventuais focos iniciais de fogo, já que não são raras as falhas dos sistemas de escoamento transitório de energias provenientes de descargas atmosféricas nas turbinas presentes em suas pás.

Em relação às causas de incêndios, foram identificados dois grupos de fatores que as caracterizam em turbinas eólicas [7], conforme pode ser visto no diagrama da figura 1:

- **Fatores internos:** Decorrem de falhas humanas e/ou negligências e avarias próprias do uso de materiais, ferramentas, equipamentos e componentes;
- **Fatores externos:** Decorrem por fenômenos naturais, como queda de raios, ventos e inundações.

Figura 1 - Causas de incêndio em aerogeradores.



Fonte: Autoria própria

No primeiro grupo as falhas estão potencialmente presentes em atividades de manutenção e operação. Como exemplos, temos a falta de limpeza e/ou organização e a acumulação de materiais e combustíveis armazenados em áreas de risco [7].

Figura 2 - Incêndio causado por raio

Fonte: Portal Energia, 2016

Mais uma confirmação do consenso presente nos dados disponíveis pelo setor quanto às causas de incêndios em aerogeradores: de acordo com a GCube, maior fornecedora de seguros para usinas eólicas do mundo, as mais comuns são raios e falhas de manutenção.

O relatório da GCube de novembro de 2015 declara que há pelo menos 50 incêndios em turbinas eólicas por ano, e a estatística permanece em seu relatório de 2018. Novamente, conforme os relatórios da CWIF e GCube, fogo em turbinas eólicas tem como a terceira causa falhas geradas pelos sistemas elétricos na presença de grandes quantidades de materiais inflamáveis (fluídos lubrificantes, materiais compostos e polímeros) e pelo superaquecimento gerado pelo atrito de caixas de rolamentos, engrenagens e partes móveis em isolamento a altas temperaturas no interior das naceles [3; 8; 11].

Além disso, os sistemas eletroeletrônicos dos aerogeradores, por exemplo, são considerados elementos muito sensíveis aos efeitos eletromagnéticos secundários gerados pelas descargas atmosféricas diretas ou nas proximidades. Tais efeitos podem resultar em problemas no sistema de frenagem aerodinâmica, provocando uma leitura incorreta da velocidade das hélices do aerogerador. Com velocidades acima dos valores permitidos pelo projeto, sem que haja a detecção pelos instrumentos de controle, teremos a elevação do risco de incêndios na presença dos raios e/ou ventos fortes [7].

Foi descoberto ainda, de acordo com investigações de incêndios em naceles que pode haver diversas causas-raiz, pois as turbinas são produzidas com peças provenientes de diferentes fabricantes. Os originados em problemas elétricos estão relacionados, principalmente, a transformadores, quadros elétricos e sistemas conversores, podendo ter como resultado arcos voltaicos ou pontos quentes causados por afrouxamentos de conexões, bastante comuns, ocasionadas pelas fortes vibrações características destes equipamentos. As falhas elétricas também podem ocasionar problemas de leitura dos sensores e controle de velocidade, um efeito “cascata” que agrava os riscos. Outros podem ter causas mecânicas ou práticas operacionais e de manutenção impróprias [12].

O que pode ser feito?

- Tendo havido um incidente de fogo em um turbina eólica, leia os relatórios da investigação e certifique-se de que entendeu a causa-raíz.
- Considere a instalação de um sistema de prevenção para eliminar o alastramento de um potencial incêndio para limitar os danos ao local onde o fogo se iniciou.
- Tenha amplo entendimento dos requisitos de manutenção e lubrificação das turbinas, realizando ajustes às recomendações dos fabricantes para garantir que tudo esteja adequadamente lubrificado.

- Por último, compartilhe experiências e medidas preventivas com a indústria para ajudar os demais a manter suas turbinas funcionando [12].

6. SISTEMAS DE DETECÇÃO E PREVENÇÃO A INCÊNDIOS

Sistemas de prevenção estão disponíveis em muitas formas e dimensões; contudo, a chave para o sucesso reside nos métodos de detecção e ação. Poeira, temperaturas extremas, fluxo de ar e outras variáveis são critérios importantes a considerar para dimensionar a capacidade e eficiência de detectar e debelar as chamas. Os fatores a serem considerados ao avaliar soluções de prevenção a incêndios em projetos eólicos atuais ou futuros deveriam incluir [13]:

- Sistemas simples, práticos e de fácil instalação.
- Métodos de detecção e prevenção roteados por todos os componentes internos e particularmente nos pontos de maior risco.
- Dispositivos que não serão afetados por condições de poeira, ventos e temperaturas extremas.
- Sistemas de prevenção com ativação automática e que não necessitem de fontes de energia, podendo fornecer proteção 24/7.
- Equipamentos com dimensão condizente com a aplicação e que não ofereçam risco à integridade de componentes no interior das naceles, nem à saúde de pessoas ou ao meio-ambiente.
- Sistemas que possam interromper imediatamente o funcionamento das turbinas para evitar a preocupação com maiores danos e o espalhamento de destroços potencialmente perigosos.

Atualmente, muitos proprietários e operadoras não arriscam e estão incorporando algum tipo de sistema automático de detecção ou prevenção de fogo em suas turbinas. Os custos variam, dependendo do sistema e fabricante, mas, de maneira geral, representam uma fração insignificante do valor de uma turbina [14].

Ao detectar e prevenir um foco de fogo em estágio inicial, a maioria dos sistemas, bem como algumas combinações, podem fazer grande diferença, mas devem suportar alguns desafios. Precisam resistir à poeira, vibrações, variações térmicas e climáticas, e ainda limitar a quantidade de alarmes falsos. Dos diversos tipos disponíveis, podem detectar fumaça ou calor sendo adequados para alertar sobre riscos potenciais, mas a variação dos fluxos de ar e condições climáticas podem impactar sua efetividade [14].

Detecção de calor por sistemas lineares tradicionais ou de fusíveis (projetados para ativação quando temperaturas atingem pontos em que os fusíveis se rompem) são uma alternativa que não sofre com ventos ou poeira. Contudo, são condutores elétricos sujeitos a descargas e perturbações, podendo representar algum risco ao ambiente interno da turbina. Estes dispositivos também dependem de eletricidade

para serem monitorados, o que significa que não funcionarão se houver problema no fornecimento de energia pela rede ou falha em no-breaks ou baterias [14].

Diversos agentes anti-fogo tem sido avaliados como passíveis de uso na prevenção ao fogo em turbinas de vento. Sistemas de espuma comprimida e borrifadores de água são exemplos. Mas a indústria se preocupa com sua eficiência em componentes elétricos energizados e seu potencial corrosivo acaba limitando seu uso [14].

O dióxido de carbono também possui atributos para uma prevenção efetiva, pois pode agir rapidamente nas chamas; no entanto este agente apresenta sérios riscos à saúde, uma vez que esgota esgota o oxigênio no ambiente quando utilizado. Outras alternativas são preferíveis sempre que possível, pois há normas e exigências rígidas de no uso de EPIs em relação ao uso deste agente para proteger os trabalhadores. Além disso, o tamanho e peso destes sistemas também são fatores determinantes no ambiente apertado de uma nacele [14].

Como cada sistema disponível individualmente traz algum tipo de proteção, o método mais adotado acaba sendo a combinação de alguns deles em pacotes disponíveis para a indústria eólica com o propósito de detectar e debelar princípios de incêndios [14], limitando os danos e permitindo reparos com custos e perdas operacionais menores. Graças a novas tecnologias, comparado com alguns anos atrás, atualmente temos dispositivos de tamanho bastante reduzido e custo atraente que utilizam agentes “verdes”, não agressivos tanto a pessoas quanto aos sistemas mecânicos e elétricos presentes no interior das naceles, sendo boas escolhas protecionais para o segmento.

Sistemas preventivos carregados com agentes não agressivos a pessoas e ao meio-ambiente, que não sejam condutores ou corrosivos, significam pouco trabalho após os incidentes; são eficientes e não comprometem instalações. Soluções de abordagem simples, que possam ser instaladas de forma fácil e rápida, próximas às áreas conhecidas por apresentar maiores riscos (transformadores, freios, painéis elétricos, conexões, capacitores, junções hidráulicas e de engrenagens), e que possam ser rapidamente substituídas, com toda certeza, merecem ser avaliadas. Cada componente de uma turbina e todos os demais pontos de atenção deveriam passar por criteriosa avaliação individual para determinar como devem ser protegidos. Não há dúvida de que o investimento em sistemas de prevenção a incêndios confiáveis e adequados para cada situação podem evitar danos potencialmente extensos e caros, evitando ou limitando prejuízos.

7. CUSTOS E QUESTÕES SECURITÁRIAS

“Enquanto o custo dos aerogeradores aumenta, as medidas de prevenção contra incêndios permanecem opcionais” [15]. O efeito nocivo dessa realidade pode

provocar um consenso de que o problema é de menor relevância e possivelmente acaba não ganhando atenção adequada por parte do segmento.

Considere-se que, nos casos de perda total da nacele, o tempo de parada para reparo pode variar entre 9 até 12 meses [16], o que significa, além de todos os custos de sua substituição, que o ativo vai deixar de gerar receita por este período.

De acordo com a declaração do Head of Business Development da GCube, Jatin Sharma, à revista especializada na indústria de energia renovável Recharge em 2017: “O custo do fogo em aerogeradores está subindo em comparação a 5 anos atrás, basicamente devido à chegada de turbinas maiores.” [15]. Em novembro de 2018, Sharma afirmou a Renewables Now:

> “Precisamos tratar as causas e consequências de fogo em turbinas e, reconhecer, como uma comunidade, que afetam a todas as companhias nesta indústria, e não somente ‘nossos competidores’. Não podemos permitir que um punhado de ativos em chamas se torne símbolo de nossa inabilidade em trabalhar juntos” [11].

A GCube afirma ainda que, embora o número de incêndios em naceles sejam relativamente pequenos, eles causam danos financeiros desproporcionalmente grandes às operadoras e seguradoras [15]. De acordo com a International Association for Fire Safety Science (IAFSS), mais de 90% dos incidentes com fogo em turbinas eólicas resultam em perda total ou grandes danos estruturais em seus principais componentes [15].

A International Association of Engineering Insurers IMIA desenvolveu um relatório discutindo os desafios e concluiu, na IMIA Conference 2009, que o risco de perda total de turbinas de vento é alto, se não houver sistemas de detecção e preventivos implementados [6].

Alguns reparos são cobertos pelas garantias dos fabricantes de turbinas, mas há limitações. Jarret Ryan, presidente da divisão de instalações da ABCO Fire Protection, que trabalha com proteção de turbinas há anos, encoraja os clientes a estarem familiarizados com os custos de substituição de seus investimentos [15].

De acordo com o especialista, “As garantias dos fabricantes cobrem somente a substituição de peças em caso de defeitos”, ficando as operadoras responsáveis por todos os outros efeitos colaterais como perdas operacionais e todas as tarefas, custos e tempo de reparo de um aerogerador [15].

Não raro gestores e operadoras são surpreendidos não só com as perdas causadas por estes incidentes, mas com longos processos investigativos por parte das seguradoras e pelas negativas em honrar suas obrigações com base na

inobservância de cláusulas que estabelecem como sendo das operadoras as responsabilidades por danos causados por falhas ou negligência nos processos de manutenção e prevenção. Daí a importância em ter conhecimento detalhado de todas as exigências de manutenção e suas relações com as questões securitárias.

A maioria das turbinas eólicas não costuma possuir sistemas instalados pelos fabricantes para detecção ou prevenção de incêndios, porque, de acordo com Mark Johnston, especialista em prevenção de incêndios em fontes de energia renovável na Bulldog Turbine Systems, esta opção simplesmente não é solicitada pelo usuário final.

> "Alguns fabricantes fornecem extintores de incêndio nas turbinas, mas, na maioria dos casos um técnico fica responsável por carregar um pequeno extintor portátil em sua mochila de ferramentas - junto com todo seu EPI e as demais ferramentas necessárias à execução de suas atividades" [17].

Não é necessário ser um especialista para afirmar que um pequeno extintor poderia não ser suficiente dependendo do tipo de incidente durante uma operação de manutenção se qualquer componente pegasse fogo dentro de uma nacele.

Johnston admite que fogo em turbinas são menos frequentes, mas, nas condições certas uma simples faísca pode levar a danos irreparáveis e fatalidades. "Com um custo tão alto das potenciais perdas, você deveria pensar que todo parque eólico necessita ter protocolos de proteção a incêndios e à vida", diz Johnston. "Mas eles não pensam assim" [17].

"Nós recomendamos proteger as turbinas com soluções pequenas e efetivas que possam ser direcionadas diretamente aos pontos de risco. Há dispositivos de uso seguro no mercado, mesmo quando os técnicos estão dentro das turbinas" [17].

"Uma abordagem compreensiva com um portfólio de dispositivos de prevenção que garanta o maior tempo de funcionamento das turbina é a chave", concorda Heiko Jahr, porta-voz da desenvolvedora de turbinas Siemens [17]. Com turbinas de vento a 130m de altura, fora do raio de ação das brigadas de incêndio, o lógico para a segurança contra fogo seria manter o foco em medidas preventivas.

8. LEGISLAÇÃO E FISCALIZAÇÃO

Aparentemente não há legislação dirigida especificamente ao segmento em nenhuma parte do mundo a respeito de como conduzir as questões de prevenção a incêndios no interior das naceles. O que se tem são diversas normas nacionais, internacionais e eventualmente regionais, sejam de qualidade e controle ou governamentais e/ou de segurança do trabalho descrevendo requisitos para prevenção, gestão, fabricação, projetos e montagens de maneira geral.

No Brasil, em relação à segurança do trabalho, o segmento está sujeito às normas regulamentadoras - NRs 01 a 12, 15 a 21, 23 a 28, 33 e 35 [18], que, embora sejam aplicáveis, não foram criadas especificamente para prever os riscos particulares de operações eólicas, deixando a fiscalização restrita aos parâmetros previamente existentes nestas normas.

Considere-se ainda que a correta aplicação destas normas depende de fatores culturais, do investimento em contratação de mão-de-obra qualificada e, do fornecimento de capacitação de qualidade para todos os encarregados, com foco na observação não só das regras efetivamente fiscalizadas pelo estado como das de controle de qualidade dos processos internos e normas internacionais, fora do escopo do poder público, além das orientações indicadas pelos fabricantes.

Consequentemente, no Brasil, com a lacuna de leis e normas especificamente dirigidas, a fiscalização realizada está limitada à conformidade de NRs “genéricas”, que se aplicam a parte significativa das necessidades e, evidentemente imprime algum grau de segurança, mas possivelmente não o que seria necessário ou adequado para abranger todos os riscos inerentes às operações dos equipamentos desta matriz energética em particular.

Diante deste cenário, e tendo atendido às normas existentes, operadoras e gestores desenvolvem de forma independente seus próprios planos de contingência e segurança, particularmente no que diz respeito à prevenção de incêndios em naceles e para quaisquer outras variáveis não previstas em lei. É provavelmente um precedente perigoso todo o segmento estar livre para seguir somente as orientações presentes nos manuais dos fabricantes e normas de qualidade nacionais ou internacionais existentes de acordo com seus próprios entendimentos, processos e diretivas de segurança internos, e isso pode significar um grau de risco impossível de mensurar, por mais que todos tentem observar rigorosamente normativas e recomendações fora do controle e fiscalização do estado.

9. SISTEMA INOVADOR DE PREVENÇÃO A INCÊNDIOS

Mecanismo autônomo que explode no contato com as chamas, a Bola Extintora Automática ABC (Figura 3) se apresenta como um dispositivo aplicável e de viabilidade operacional e financeira atraentes, não exigindo manutenção ao longo de sua vida útil de 5 anos. Com agente extintor premium, monofosfato de amônia a taxa de 90%, não causa danos à saúde, ao meio ambiente ou aos componentes no interior da nacele, deixando como resíduo apenas o pó, facilmente removível com uma simples limpeza.

Figura 3 - Bola Extintora ABC Automática

O dispositivo é amplamente utilizado por diversos setores da indústria em todas as partes do mundo na prevenção de incêndios em quadros e sistemas elétricos, bem como na proteção de máquinas e motores de maneira geral, a exemplo de grandes montadoras automotivas, que já fornecem seus veículos com o dispositivo instalado.

No setor eólico a Bola Extintora já está sendo adotada em diversas turbinas em parques na Bélgica e França.

No Brasil já temos, pelo menos, dois grandes grupos de operadoras no segmento em fase de negociação avançada para fazer o mesmo. Uma grande fabricante de turbinas já emitiu laudo no Brasil validando seu uso como opção viável, e já existem suportes acessórios especialmente projetados para instalação da Bola Extintora no interior das naceles, sendo esta opção um aditivo protecional efetivo em sua proposta, com capacidade para prevenir grandes perdas e permitindo que as equipes de manutenção realizem reparos críticos antes de se tornarem imensos prejuízos.

10. MÉTODO DA PESQUISA

A pesquisa pode ser caracterizada como descritiva, de abordagem básica estratégica, tendo contemplado as seguintes etapas:

1. Pesquisa bibliográfica e identificação dos dados em fontes especializadas.

2. Análise, comparação e organização dos dados.

3. Consolidação das informações teóricas e elaboração da linha de argumentação técnica.

11. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Turbinas eólicas são sensíveis a diversos elementos e forças externas e internas. Sua combinação com os combustíveis e sistemas em seu interior as tornam potencialmente suscetíveis a incêndios. Embora as ocorrências estatísticas desse tipo de acidente não sejam alarmantes, suas consequências podem ser devastadoras para a continuidade das operações e a imagem pública das operadoras, exigindo meses até que a substituição dos componentes ou mesmo de uma turbina inteira seja realizada, com grandes perdas operacionais e financeiras e possíveis efeitos colaterais legais consideráveis.

A organização e disponibilidade do conhecimento disponível sobre estatísticas e causas destes acidentes provavelmente altera a percepção dos riscos, possibilitando decisões potencialmente equivocadas a respeito das necessidades de segurança e dispositivos de controle e prevenção. Além disso, dados de fontes confiáveis revelam que manutenções não são realizadas como deveriam, aumentando riscos. Sensores, de maneira geral, são suscetíveis a falhas e, por essa razão, podem não atuar permitindo que o fogo inicie e se alastre de forma incontrolável. A falta de legislação e normatização específicas tornam os sistemas de prevenção mais eficientes ou adequados opcionais, deixando parte considerável do controle de processos envolvidos nas instalações, como projetos, manutenções e fiscalizações das turbinas de vento a cargo exclusivo das próprias operadoras.

Todos estes fatores mostram que é fundamentalmente importante que o setor busque a plena compreensão das realidades e riscos nos quais se insere, implementando planos de melhoria contínua que incluam desde capacitação de gestores, engenheiros e técnicos até a definição de processos mais adequados e rígidos tanto na realização quanto na fiscalização e controle de procedimentos e manutenções, com o objetivo maior de proteger seus investimentos e negócios.

Essa busca inclui e justifica novas opções preventivas em apoio aos métodos possivelmente já existentes, a exemplo da Bola Extintora Automática ABC como dispositivo complementar de prevenção a incêndios nos pontos de risco. O mesmo vale para qualquer nova tecnologia capaz de validar estes esforços e tornar as operações do setor mais continuadas e rentáveis.

Para o futuro, e dada a importância global do tema para o segmento, é necessário o desenvolvimento de bancos de dados nacionais e internacionais integrados e comprometidos em compartilhar suas experiências com objetivo de tornar o setor cada vez mais seguro e lucrativo.

REFERÊNCIAS

[1] ABE EÓLICA. Homepage. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/>. Acesso em: 6 fev. 2019.

[2] Wind Turbine Accident and Incident Compilation. **Caithness Windfarm Information Forum (CWIF)**, p. 50-193, 2018. Disponível em: <http://www.caithnesswindfarms.co.uk/fullaccidents.pdf> Acesso em: 06 fev. 2019.

[3] Summary of Wind Turbine Accident data to 31 December 2018. **Caithness Windfarm Information Forum (CWIF)**, 2018. Disponível em: <http://www.caithnesswindfarms.co.uk/AccidentStatistics.htm>. Acesso em: 28 jan. 2019.

[4] GOSDEN, E. Wind turbine fires 'ten times more common than thought', experts warn. **The Telegraph**, 2014. Disponível em: <https://www.telegraph.co.uk/news/earth/energy/windpower/10971762/Wind-turbine-fires-ten-times-more-common-than-thought-experts-warn.html>. Acesso em: 01 fev. 2019.

[5] HUSSEINI, T. Golden hour: the paramedics saving lives on offshore windfarms. **Power Technology**, 2018. Disponível em: <https://www.power-technology.com/features/golden-hour-paramedics-saving-lives-offshore-windfarms/>. Acesso em: 29 jan. 2019.

[6] SHARPLEY, N. What are the fire hazards and solutions in a wind turbine? **Windpower Engineering Development**, 2015. Disponível em: <https://www.windpowerengineering.com/operations-maintenance/safety/what-are-the-fire-hazards-and-solutions-in-a-wind-turbine/>. Acesso em: 2 fev. 2019.

[7] COLUNA - Consultoria, Desenvolvimento e Treinamento. **Riscos de incêndios nas torres eólicas**, 2015. Disponível em: <https://irpcdn.multiscreensite.com/3e619e2f/pdf/RISCODEINC%C3%8ANDIOSNASTORRESE%C3%93LICAS.pdf>. Acesso em: 03 fev. 2019.

[8] RAGHEB, M. Safety of Wind Systems. **Wind Farm Action**, p. 3-28, 2011. Disponível em: <http://www.windfarmaction.files.wordpress.com/2011/10/safety-of-wind-systems.pdf>. Acesso em: 01 fev. 2019.

[9] DAMASCENO, C. Incidência de raios no Brasil gera pesquisas e inovações. **Conselho em Revista**, v. 5, n. 54, p.14-16, fev. 2009. Disponível em: <http://www.crea-rs.org.br/site/arquivo/revistas/ed54.pdf>. Acesso em: 8 fev. 2019.

[10] BONFIM, MICHAEL R., YAMANISHI, BRUNO K. **Análise dos Efeitos de Sobretensões causados por descargas atmosféricas em Aerogeradores,** 31 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2017. Disponível em: <http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/9276/1/CT_COELE_2017_1_20.pdf>. Acesso em: 06 de fev. 2019.

[11] TSANOVA, T. Turbine fires hurt both the performance and image of wind - study. **Renewables Now**, 2018 <https://renewablesnow.com/news/turbine-fires-hurt-both-the-performance-and-image-of-wind-study-502116/>. Acesso em 29 jan. 2019.

[12] DVORAK, P. Turbine fires and how to prevent them. **Windpower Engineering & Development,** 2017 Disponível em: <https://www.windpowerengineering.com/business-news-projects/featured/turbine-fires-prevent/>. Acesso em: 02 fev. 2019.

[13] ZIPP, K. What you should know about wind turbine fires. **WindPower Engineering & Development,** 2011. Disponível em: <https://www.windpowerengineering.com/operations-maintenance/safety/what-you-should-know-about-wind-turbine-fires>. Acesso em: 27 jan. 2019.

[14] FROESE, M. Making the case for wind-turbine fire detection and suppression systems. **WindPower Engineering & Development,** 2015. Disponível em: <https://www.windpowerengineering.com/operations-maintenance/safety/making-the-case-for-wind-turbine-fire-detection-and-suppression-systems/>. Acesso em: 02 fev. 2019.

[15] SCHOENBAECHLER, G. Twisting in the Wind. **ABCO Fire,** 2017. Disponível em: <https://www.abcofire.com/wind-turbine-fires/>. Acesso em: 01 fev. 2019.

[16] CHAUMEL, J.L; GIRAUD, L.; ILINCA, A. Wind energy sector - Occupational Health and Safety Risks and Accident Prevention Strategies. **The Institut de recherche Robert-Sauvé en santé et en sécurité du travail (IRSST),** 62 p. 2015. Disponível em: <http://www.irsst.qc.ca/media/documents/PubIRSST/R-858.pdf>. Acesso em: 03 de jan. 2019.

[17] FROESE. M. What regulations exist for fire protection in wind turbines? **WindPower Engineering & Development,** 2015. Disponível em: <https://www.windpowerengineering.com/operations-maintenance/safety/what-regulations-exist-for-fire-protection-in-wind-turbines/>. Acesso em: 02 fev. 2019.

[18] SEGALOVICH, R.N.; WINTER, A.N. **Análise das condições de segurança em usinas eólicas**. 2018. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2018. p. 49-50 Disponível em: <https://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2017_1_21/2017_1_21_final.pdf>. Acesso em: 03 fev. 2019.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos à Ana Elisa Fernandes, Betty Fernandes, Cristina Fleury Leitão, Eng. Giovani Cruz, Flávio Fernandes, Juliana Pinheiro e Ricardo Burle por sua importância no apoio, inspiração ou contribuição para a realização deste trabalho.

Wind Turbine Blade Mass Imbalance Detection Using Artificial Intelligence

L.D. da Rosa*, G.R. Hubner, C.M. Franchi, H. Pinheiro[1], C.E. de Souza[2], and T.P. Pereira, J.P. Dias, S. Ekwaro-Osire[3]

[1]Dept. of Electrical Energy Processing, Federal University of Santa Maria, 1000 Roraima Ave., Santa Maria, RS 97105, Brazil
[2]Dept. of Mechanical Engineering, Federal University of Santa Maria, 1000 Roraima Ave., Santa Maria, RS 97105,Brazil
[3]Dept. of Mechanical Engineering, Texas Tech University, 100 Engineering Circle, Lubbock, TX 79409-1021, USA

2019, March 1st

Abstract

Wind power has been increasingly used to electricity generation since its energy cost is becoming closer to conventional non-renewable sources. Although the useful lifetime expectancy of wind turbines being typical of 20 years, they can fail much earlier due to unexpected components failures, especially gears and blades. A precision prediction of the useful lifetime of the wind turbine components certainly reduces costs and downtime of the machine. The objective of this paper is to develop an intelligent Condition Monitoring System (CMS), using a platform Turbsim/FAST/Simulink for simulations of a 1.5 MW wind turbine at normal operations and fault operation due to blade mass imbalance. Those results are compared using machine learning techniques for indicating the occurrence of faults, in order to facilitate predictive maintenance. This paper presents promising indicators that to coupling wind turbine aeroelastic numeric simulations with machine learning techniques is a feasible methodology in CMS. A smart fault detection system can be a useful tool for the development of predictive O&M practices that maximize the profitability of wind energy assets and reduce the LCOE of wind power.

Key-words: Wind Power, FAST, Machine learning, Rotor imbalance.

*leonardo.diasdarosa@gmail.com

Introduction

As wind energy production continuously grows all over the world, the already installed wind turbines have to keep running. New Energy Update analysis projects that the number of turbines between 10-15 years of age globally is set to double from the current volume of 40,000 to almost 80,000 by 2020 (NewEnergyUpdate, 2018). This report raises the importance of operation and maintenance (O&M) practices for producers and Wind farm owners, since the numbers of wind turbines aging, is starting to be expressive. High costs have made maintenance management for wind turbines to receive more attention, to avoid unpredicted failures, have scheduled operations for the availability of parts and tools for repairing needs and achieve reduced downtime. During the life cycle of a wind turbine, the blades are exposed to harsh environments, dealing with rain, hailstone, ice, among other phenomena that can cause erosion and fatigue, especially by the fact that operational speeds are generally high. Since the blades are one of the most critical components in terms of failure (Leite et al., 2018), it is wise to identify and have a prognosis as earlier as possible of progressive failures, such as rotor imbalance.

The rotor imbalance can have several causes, such as the center of mass difference between blades (blade mass imbalance), uneven aerodynamic forces at the blades (such as pitch error or aerodynamic efficiency loss along the blade), wind shear, yaw misalignment. The imbalance is undesired and can cause more significant moments and motions to others wind turbine components and parts, leading to earlier exhaustion and faults to those components. It can also cause torque fluctuations and power fluctuations (Zhao et al., 2017). Therefore, understand the blade mass imbalance phenomena and its causes and effects is of foremost importance to the wind energy industry.

Ideally, the blade mass imbalance would be studied testing blades of real wind turbines in a field experiment. However, it is hard to develop and have a proper wind turbine for research and study, and many researchers have attempted to work with numerical simulations and the so-called digital twins retrieving excellent results (Myrent et al., 2014) (Keegan et al., 2014) (Chen and Tsai, 2014). While the information age rises, hardware and software are improving, and the use of computers for simulations has reached a new level, with highly validated tools that help in terms of precision and reduces the computational costs, like Fatigue, Aerodynamics, Structure, and Turbulence (FAST) from National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Lately, in the discussion about O&M costs and efficiency, machine learning has been widely used and researched for better and faster results in terms of fault detection and condition-based maintenance (Mazidi et al., 2017) (Bangalore and Tjernberg, 2015). This kind of data processing is capable of work with and handle big amounts of information that humans would not be able to.

This paper presents the effects of simulated blade mass imbalance based on IEC 61400-13, the wind turbine fundamental load quantities and the detection of its occurrence with a machine learning method known as Support-Vector Machine (SVM). The NREL Computer-Aided Engineering (CAE) tool FAST was used for simulations, while TurbSim was used for generating wind series read by FAST. Results were processed and plotted with Python package matplotlib. A Robust Model Adaptive Collective Controller developed by (Morim et al., 2018) was used for both region 2 (maximum power point tracking) and 3 (blade pitch speed controller) of operation. The wind turbine fundamental loads quantities showed to be considerably affected by rotor blade mass imbalance, thus, leading effects to all other wind turbine components as expected and the neural network being able to

detect the faults.

This paper is organized as follows: in Section 1, the methods and tools used are described. Section 2 presents the results and discussions about the simulations and Section 3 concludes the paper with the main findings and implications.

1 Methods

1.1 FAST Simulations

FAST (Fatigue, Aerodynamic, Structure, and Turbulence) is a CAE tool developed by NREL for simulations of the coupled dynamic responses of wind turbines. It has been validated a few times (Guntur et al., 2016) and is widely used due to its reliability, giving an output of more than 200 parameters of a simulated wind turbine.

The specific aim of this paper was to analyze the rotor imbalance due to mass difference between turbine blades, then FAST V8 and ElastoDyn module were employed.

The wind series input files for FAST were generated using TurbSim. Turbsim is a stochastic, full-field, turbulence simulator from NREL that provides numerical simulations of a full field wind flow, primarily for use with InflowWind/AeroDyn-based simulation tools (Jonkman, 2009)). For this paper, wind series were generated using as an inflow of 12 m/s and 5% turbulence intensity as input for all cases. Figure 1 shows FAST interface with its modules. SubDyn, HydroDyn, and BeamDyn are not enabled for this case.

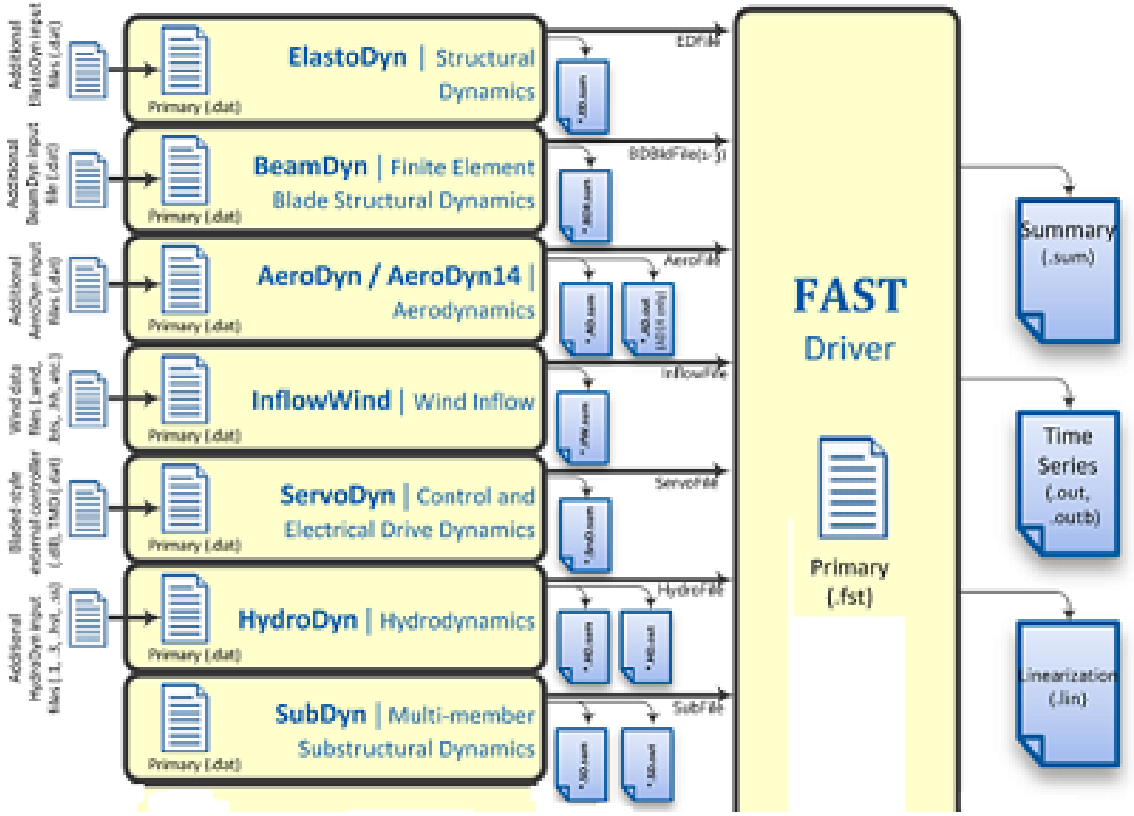


Figure 1 – Fast interface. Source: Jonkman et al. (2005)

To reach the specific aim of this paper, a platform that allows Turbsim/FAST/Simulink was developed for simulating vibration signals of the wind turbine for different fault scenarios, as Figure 2.

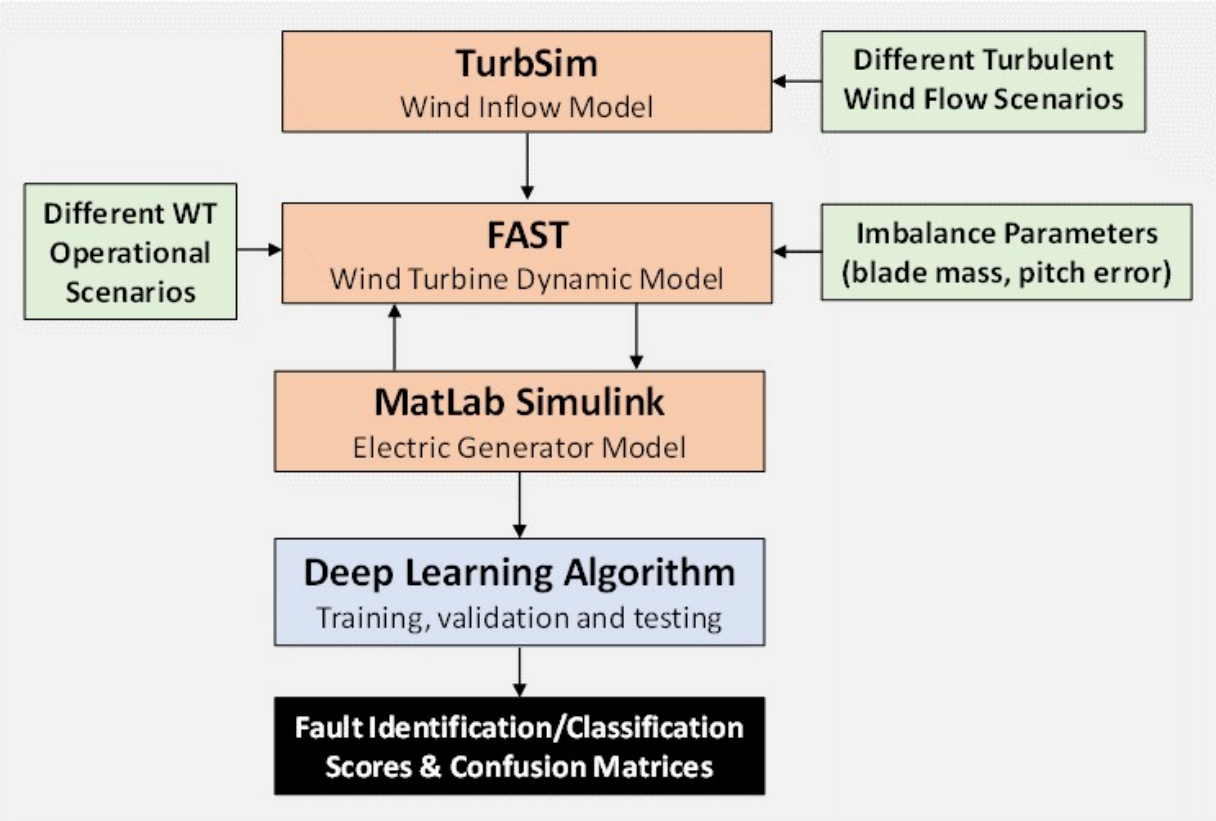


Figure 2 – Fast-Simulink interface. Source: author

For simulations, as mentioned, a Robust Model Reference Adaptive Controller developed by Morim et al. (2018) was used in the FAST-Simulink interface to control (during both power operation region (regions 2 and 3). The 1.5 MW turbine was developed, implemented and distributed along with FAST V8 by NREL in the software folder. Table 1 shows some of the contents of the turbine and its parameters.

Table 1 – Features of wind turbine simulated

Characteristics of the Wind Turbine	
Rated Power	1.5 MW
Control	Variable speed, collective pitch
Rotor Orientation, Configuration	Upwind, three blades
Rotor Diameter	70 m
Hub Diameter	3.50 m
Hub Height	84 m
Rated Rotor Speed	20.463 rpm (0.34 Hz)

1.2 Mass imbalance

As a rotatory machine, the wind turbine should be statically and dynamically balanced to avoid undesired loads on the main shaft that could propagate throughout the complete structure. The governing structural equation of motion is given by

$$\mathbf{M}\ddot{\mathbf{x}} + \mathbf{D}\dot{\mathbf{x}} + \mathbf{K}\mathbf{x} = \mathbf{f}_e(t) \tag{1}$$

where **M**,**D** and **K** are the structural mass (and inertia), damping and stiffness matrices, the vector **x** contains the displacements of all degrees of freedom, and $\mathbf{f}_e$ is a vector containing the external forces. The FAST software solves this equation, and the loads are computed from the resulting displacements, velocities, and accelerations. The assembly of the matrix **M** considers not only the mass but also the mass inertia components of each structural part. Considering the simplified 3-bladed rotor, shown in Figure 3, is expected that the total mass and center of gravity position should be the same for all blades, so that

$$m_1 \cdot r_1 = m_2 \cdot r_2 = m_3 \cdot r_3 \tag{2}$$

and

$$J_1 = J_2 = J_3 \tag{3}$$

where m_i indicates the blade mass, r_i the distance from the center of gravity to the rotor axis, and J_i indicates the relation between blade mass inertia and the rotor axis given the blade's center of gravity.

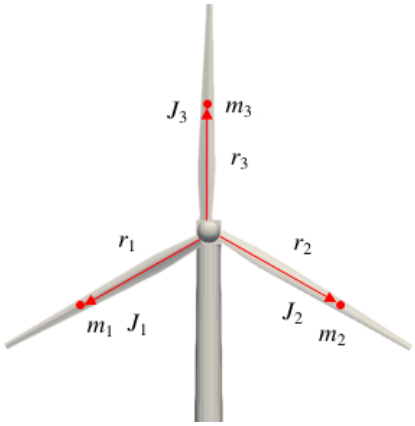


Figure 3 – Three-bladed rotor showing blade total mass m_i at the blade center o mass, located at a distance r_i from the shaft.

However, the blade mass inertia related to the rotor axis also should be the same. The mass inertia depends on the mass distribution along the blade, and even if the center of gravity and total mass remain the same, the inertia might be different, due to composite lamination imprecision, for example. The resulting blade inertia around its center of gravity, when modeling the complete rotor, is redefined with the axis, and the resulting value can be obtained with the Steiner Theorem:

$$J_{a,i} = J_i + m_i r_i^2 \tag{4}$$

where $J_{a,i}$ is the blade inertia taken to the rotor axis. It is seen then, that any change in the center of gravity position affects the rotor structural inertia matrix through the square of the distance between them.

Evaluating the structural equation of motion considering a small out-of-balance mass m_R, placed at a distance r_R from the shaft axis, then the norm of the resulting force in the plane of rotatory motion is proportional to the rotational speed (see Inman (2013))

$$F_R = m_R \cdot r_R \cdot \omega^2 \tag{5}$$

This effect can be simulated via FAST by manipulating Elastodyn blade file. This module has an input that refers to the mass density span of the blade. By modifying just one blade mass-density span, a different center of mass position is computed, as well as the resulting mass inertia terms. For this study, blade mass changes of 1% and 2% were applied to a single blade of the turbine mentioned before.

1.3 Measured parameters

As mentioned before, FAST can output more than 200 parameters (Jonkman et al., 2005), so it is necessary to base the simulations outputs in a strategic reference. IEC 61400-13 has some measurements requirements of fundamental loads for model validation of wind turbines, and those data were required within the FAST outputs. Fundamentals loads are the basic loads on critical locations of the wind turbine, and the loading in all relevant structural components of it can be derived from them (IEC, 2016), as shown in Table 2.

Table 2 – Fundamental load quantities

Load quantities	
Blade root flatwise bending moment	1 blade mandatory
Blade root edgewise bending moment	1 blade mandatory
Rotor tilt moment	Mandatory
Rotor yaw moment	Mandatory
Rotor torque	Mandatory
Tower base normal	Mandatory
Tower base lateral moment	Mandatory

Wind turbines with rated power greater than 1.5 MW and a rotor diameter greater than 75 m have additional requirements, as shown in Table 3. The similarity of blade behavior is verified through a second blade measurement.

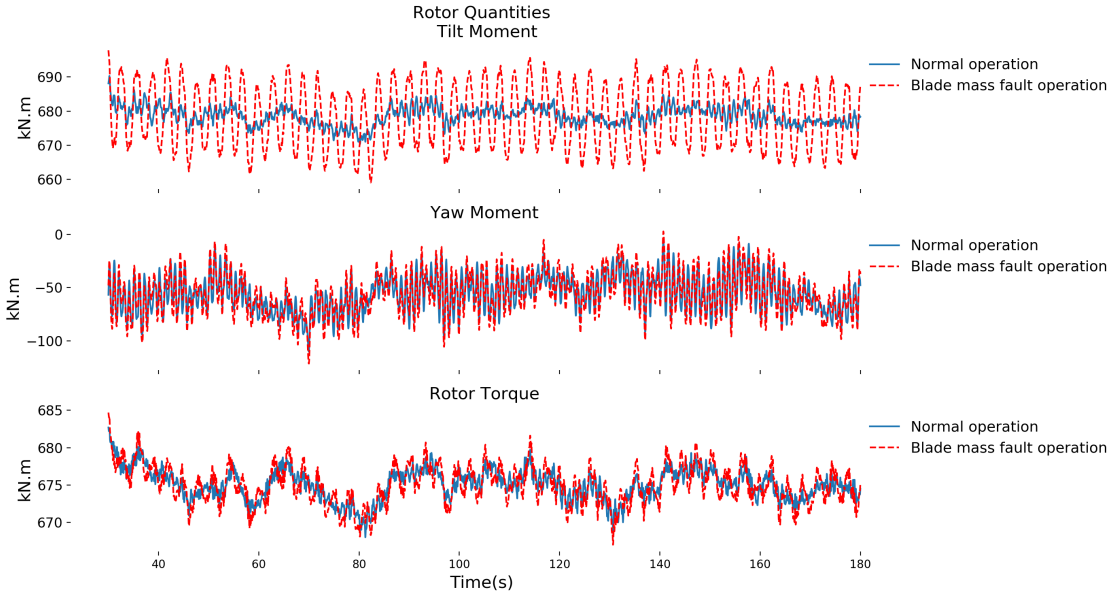
Table 3 – Fundamental load quantities for wind turbines with 1.5 MW rated power or more

Load quantities	
Blade flatwise bending moment distribution	2 blades mandatory
Blade edgewise bending moment distribution	2 blades mandatory
Blade root flatwise bending moment	2 blades mandatory
Blade root edgewise bending moment	2 blades mandatory
Blade torsional frequency and damping	Recommended
Pitch actuation loads	One blade mandatory
Tower top acceleration in normal direction	Mandatory when used for controller feedback
Tower top acceleration in lateral direction	Mandatory when used for controller feedback
Tower mid normal moment	Recommended
Tower mid lateral moment	Recommended
Tower top normal moment	Mandatory
Tower top lateral moment	Mandatory
Tower torque	Mandatory

This work does not show the results for all of them, but of a few relevant. When dealing with rotor imbalance, we expect that the all structure of the wind turbine should be affected, mainly rotor tilt and yaw moments, and tower top moments and accelerations presented a greater sensibility. Also, most of the control strategies focus on those loads for reference signals, so it would be practical to include the fault effects on them.

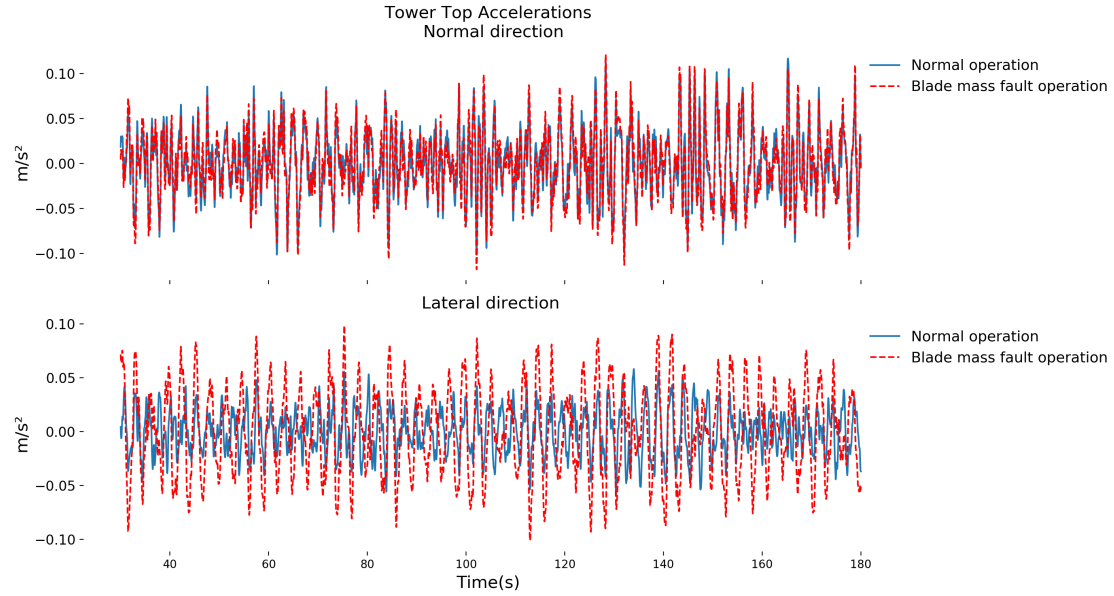
2 Results and Discussion

Figures 4-9 presents the simulation results for the proposed wind turbine with one of the blades with a mass of 99% and 102% of the value from the other two blades. The parameters showed are the same as the ones mentioned above: rotor moments and tower top acceleration and moments.



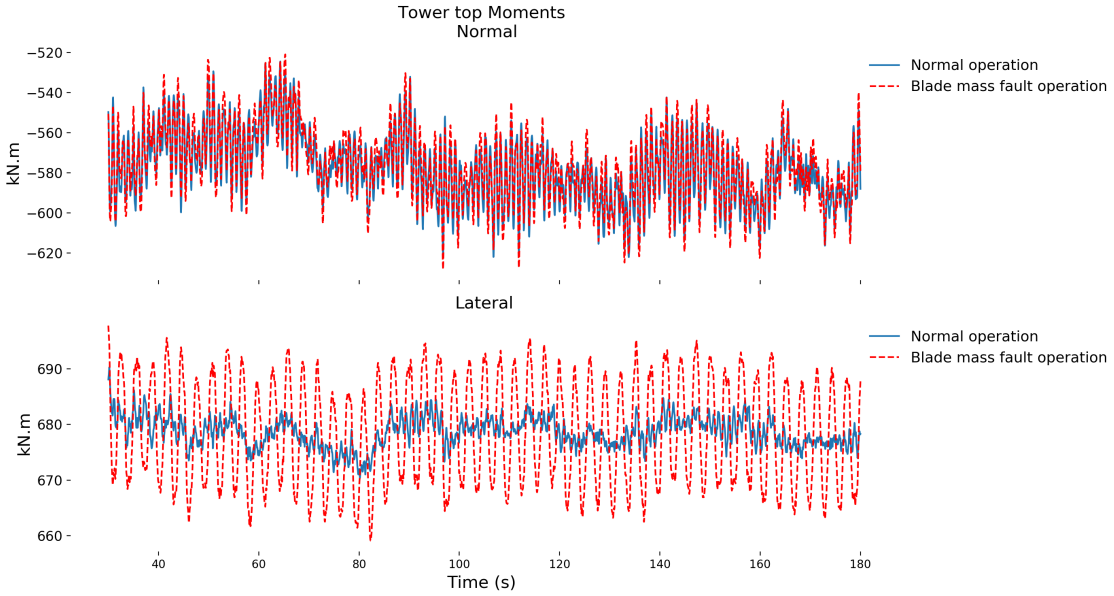
Wind Speed of 12m/s with 5% turbulence intensity and 99% blade mass fault at blade 1

Figure 4 – Rotor yaw, tilt and torque time series



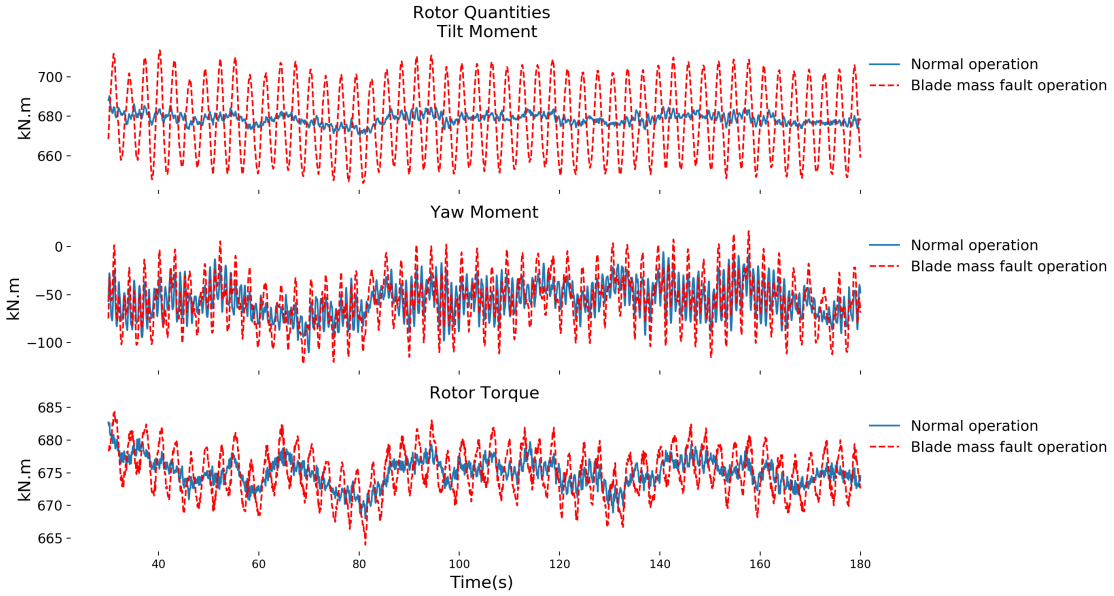
Wind Speed of 12m/s with 5% turbulence intensity and 99% blade mass fault at blade 1

Figure 5 – Tower top accelerations: Normal and Lateral directions time series



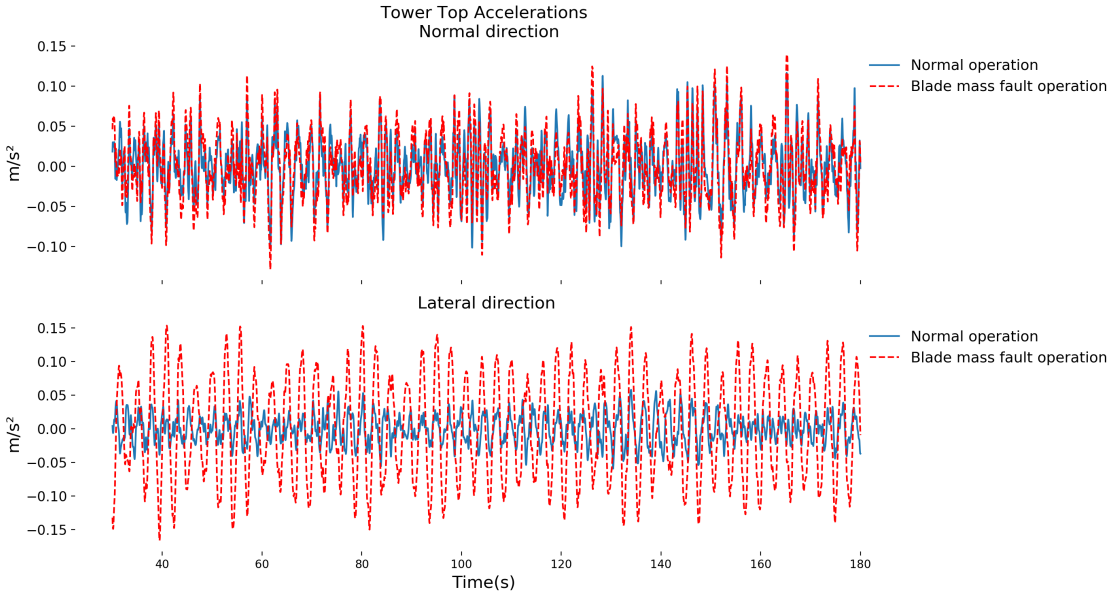
Wind Speed of 12m/s with 5% turbulence intensity and 99% blade mass fault at blade 1

Figure 6 – Tower top moments: Normal and Lateral time series



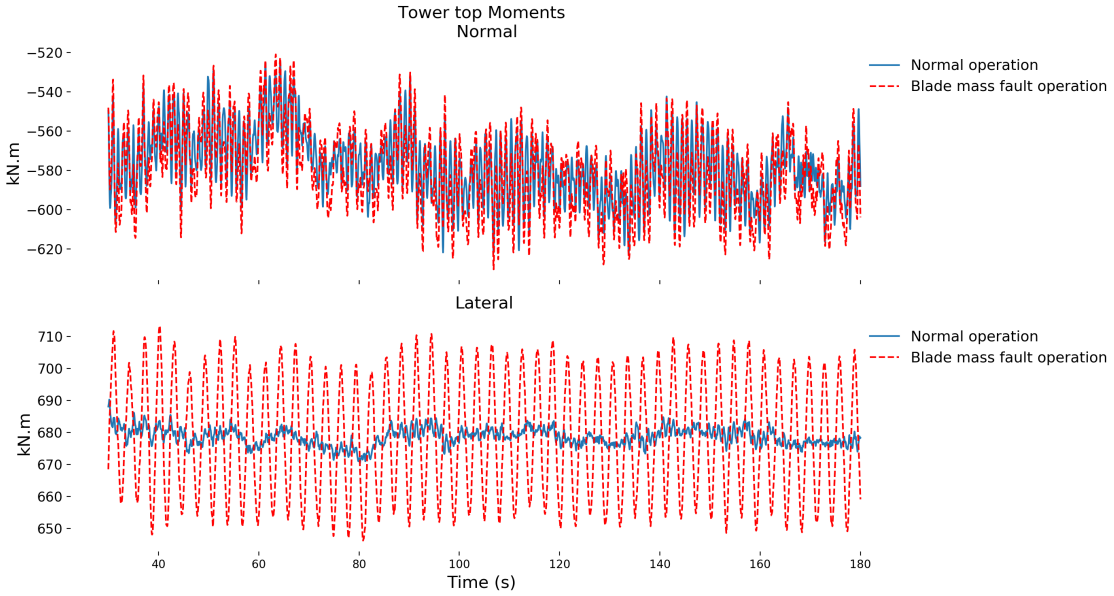
Wind Speed of 12m/s with 5% turbulence intensity and 102% blade mass fault at blade 1

Figure 7 – Rotor yaw, tilt and torque time series



Wind Speed of 12m/s with 5% turbulence intensity and 102% blade mass fault at blade 1

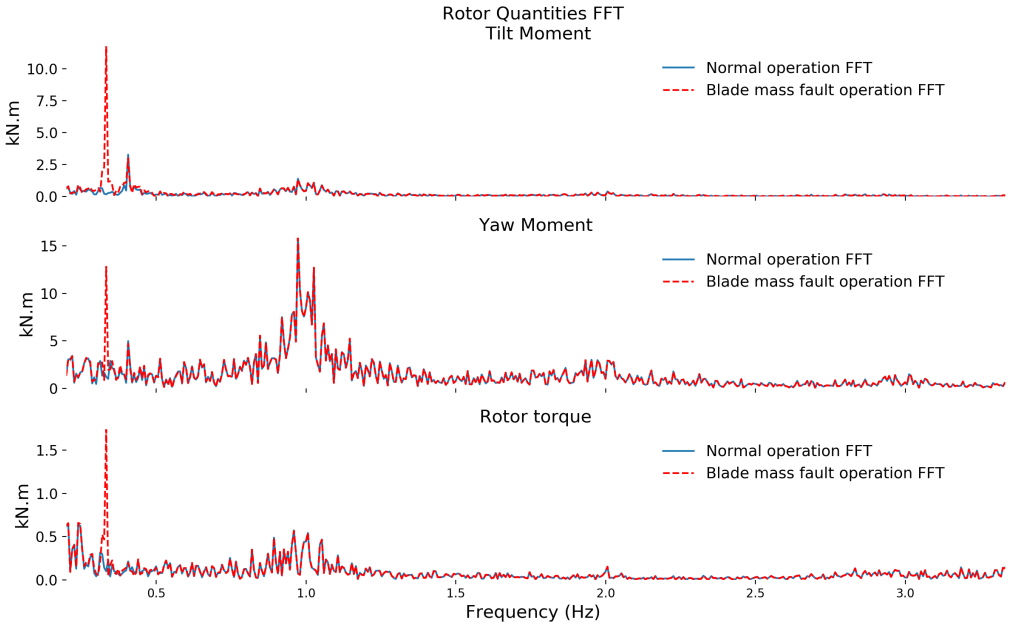
Figure 8 – Tower top accelerations: Normal and Lateral directions time series



Wind Speed of 12m/s with 5% turbulence intensity and 102% blade mass fault at blade 1

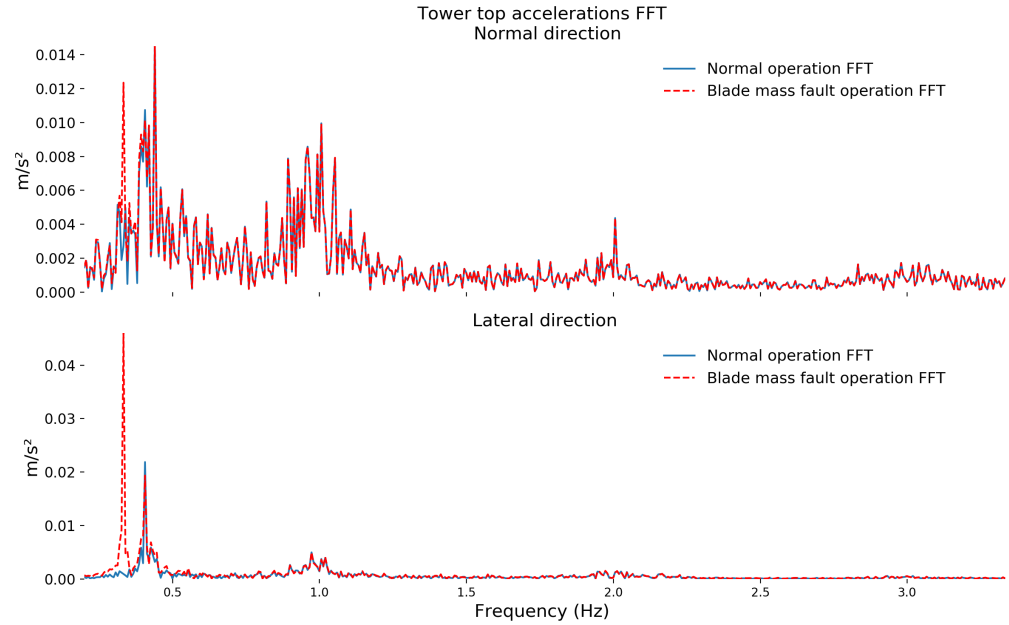
Figure 9 – Tower top moments: Normal and Lateral time series

From the time series simulation results, it is possible to notice how expressive the blade mass fault is for the chosen parameters rotor tilt, yaw and torque moments, tower top moments and accelerations. Applying a Fast Fourier Transform (FFT) to the time series, it gets even more clear hand an extra component around 0.3 Hz in all the parameters for blade mass fault operation emerge, as shown in Figures 10-15.



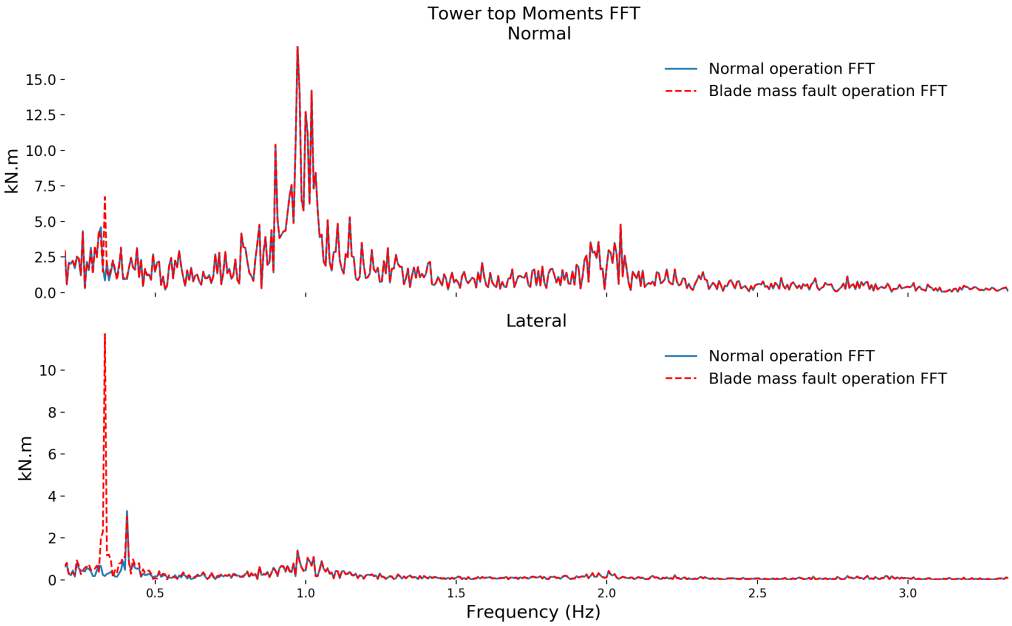
Wind Speed of 12m/s with 5% turbulence intensity and 99% blade mass fault at blade 1

Figure 10 – Rotor yaw, tilt and torque FFT



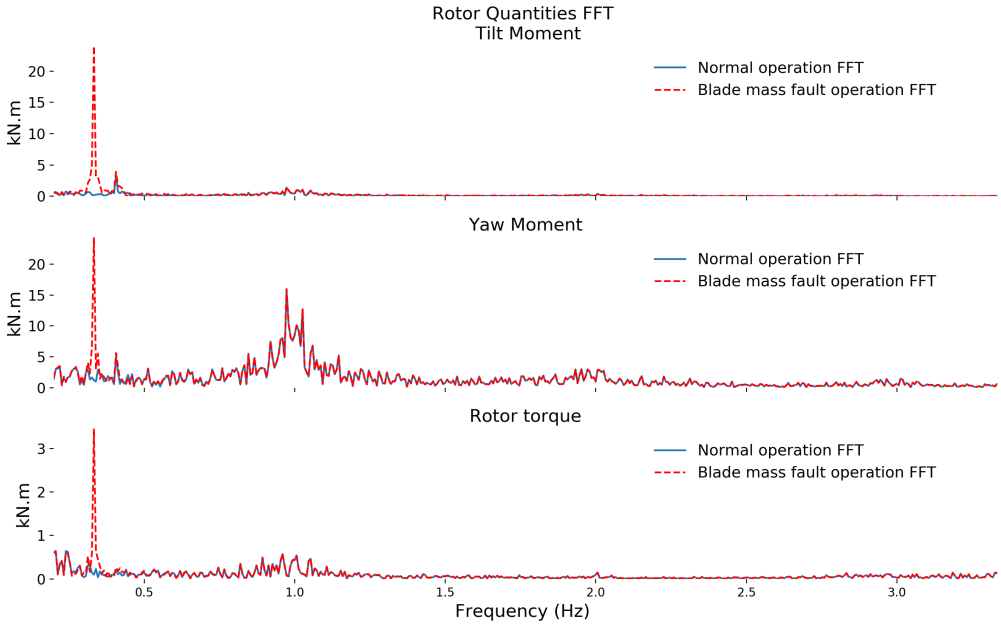
Wind Speed of 12m/s with 5% turbulence intensity and 99% blade mass fault at blade 1

Figure 11 – Tower top accelerations FFT: Normal and Lateral direction



Wind Speed of 12m/s with 5% turbulence intensity and 99% blade mass fault at blade 1

Figure 12 – Tower top moments FFT: Normal and Lateral



Wind Speed of 12m/s with 5% turbulence intensity and 102% blade mass fault at blade 1

Figure 13 – Rotor yaw, tilt and torque FFT

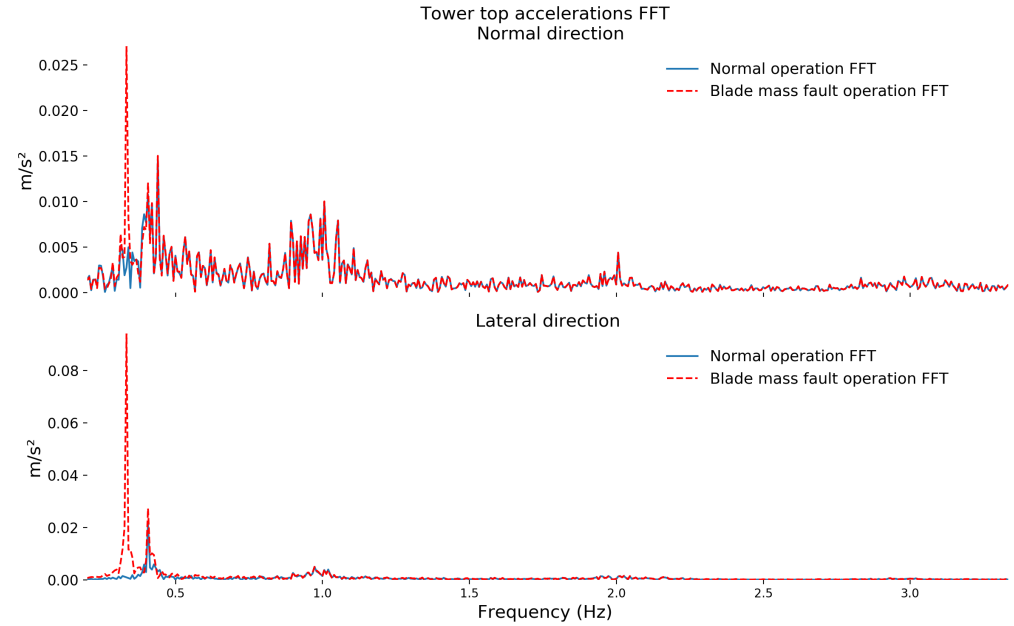


Figure 14 – Tower top accelerations FFT: Normal and Lateral direction

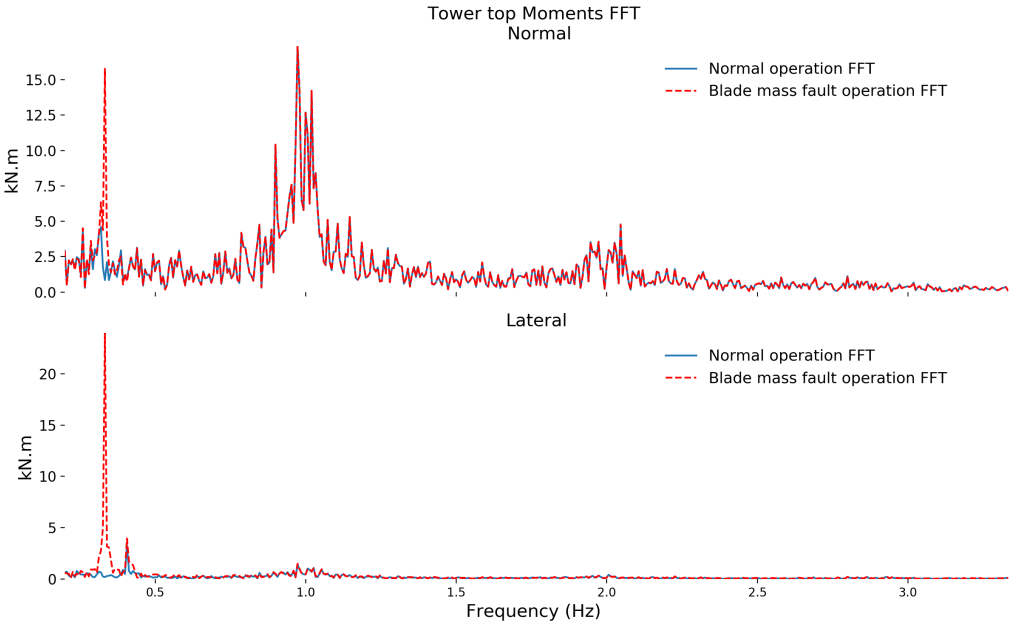


Figure 15 – Tower top moments FFT: Normal and Lateral

As it is possible to observe in Figures 10-15, clearly there is a signature signal in all of the quantities outputs. So, for this case, in particular, a simple machine learning method would be capable of identifying this signature from the blade mass imbalance. Therefore, a Support-Vector Machine (SVM), a neural network used for pattern detection is proposed. SVM was initially created for binary classification (Scholkopf and Smola, 2001), and for

this study, it is used to detect the blade mass imbalance from another fundamental quantity of the wind turbine, the rotor speed. Since the outputs listed before showed a pattern of behavior due to blade mass imbalance, it is expected that the rotor speed may have this harmonic component at 0.3 Hz either.

The SVM neural network was trained with 200 preprocessed data samples of the rotor speed, with a hundred being with 5% blade mass fault operation and a hundred with normal operation. The preprocessing applied was a Power Spectral Density (PSD) to the time series data of the rotor speed. The rotor speed data acquisition was of 200 Hz and a window sample-time of 30 seconds was used. All of the simulations were performed with stochastic winds of 15 m/s of speed and 5% of turbulence intensity, during a ten minutes period. Figure 16 and Figure 17 shows the preprocessing applied to the data.

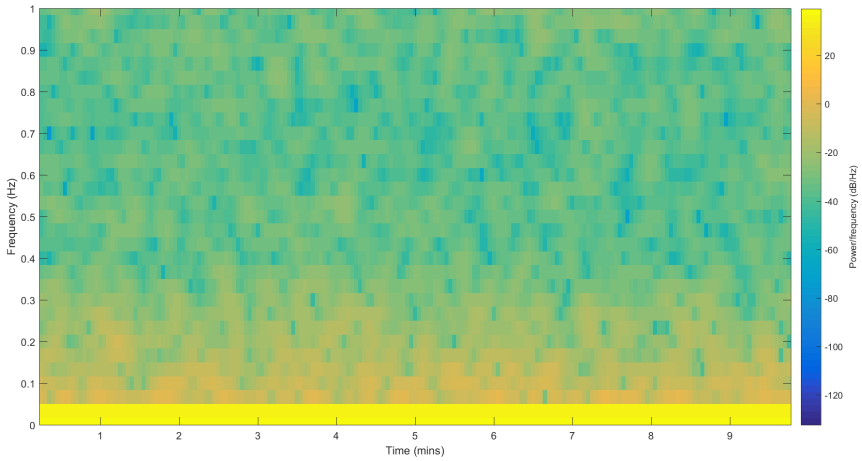


Figure 16 – Rotor Speed Spectogram: Normal operation with 15 m/s wind speed and 5% turbulence intensity

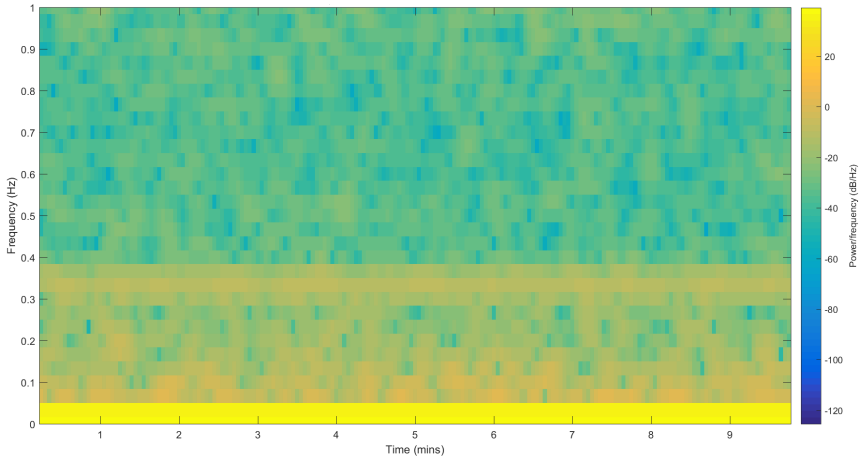


Figure 17 – Rotor Speed Spectogram: Fault operation with 5% bladed mass fault, 15 m/s wind speed and 5% turbulence intensity

To build the SVM, the kernel from the *sklearn* library was used, and it is known as Radial Basis Function (RBF). The C parameter of the training function related to the error penalty used was 10, and this value was achieved from the test. The Gamma parameter used corresponding to the kernel function was 0.1, also took from testing. It is also relevant to notice that this parameter can not have a high value, because it causes the network to overfit the data.

The accuracy of the network developed was of 99%. The confusion matrix obtained from the training data set reveals that 100% of the normal operation data was correctly classified, while 98% of the imbalance operation data was also correct. From this point, 48 simulations data points were applied to test the neural network, with 24 simulations of normal operation and 24 with fault operation, with random wind speeds of 8-16 m/s and 1-7% of turbulence intensity. The developed neural network achieved 24 right predictions of normal operation and 23 of fault operation. Next section bring the conclusions

3 Conclusion

This paper described a framework Turbsim/FAST/Simulink to evaluate the wind turbine imbalance conditions in a wind turbine. This framework can simulate different wind flow scenarios and fault conditions, and it was possible to notice the blade mass effects in the numerical simulation results.

As conclusion, it was possible to apply a technique using SVM neural network to the rotor speed data to detect blade mass imbalance, providing relevant results with an accuracy of the network developed of 99%, with normal operation 100% correctly detected and imbalance operation 98% correctly detected, considering stochastic winds of 15 m/s of speed and 5% of turbulence intensity.

It is possible to notice from these results that the combination of aeroelastic models and machine learning can improve the area of CMS and the reliability of wind energy production, and this paper encourages further studies in larger turbines using the framework proposed and in real turbines in an experimental wind turbines test field.

Acknowledgement: This study was financed in part by the Coordenacao de Aperfeicoamento de Pessoal de Nivel Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Finance Code 001, as well as the CNPq.

References

Pramod Bangalore and Lina Bertling Tjernberg. An artificial neural network approach for early fault detection of gearbox bearings. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(2), 2015. p. 2.

Yen-Wei Chen and Gwo-Chung Tsai. The crack of turbine blade effect on the dynamic behavior of turbine. *Journal of Applied Mathematics and Physics*, 2(06), 2014. p. 2.

S Guntur, J Jonkman, S Schreck, B Jonkman, Q Wang, M Sprague, M Hind, and R Sievers. Fast v8 verification and validation using experiments from aeroelastically tailored megawatt-scale wind turbine blades. Technical report, 2016. p. 3.

TS IEC. 61400-13. Technical report, 2016. p. 6.

Daniel J. Inman. *Engineering Vibration*. Pearson, 4th edition edition, 2013. p. 6.

B. J. Jonkman. *Turbsim User Guide: Version 1.50*, 2009. p. 3.

Jason M Jonkman, Marshall L Buhl Jr, et al. *FAST user guide*, 2005. Citations on p. 3 and 6.

Mark Hugh Keegan, David Nash, and Margaret Stack. *Wind Turbine Blade Leading Edge Erosion: An investigation of rain droplet and hailstone impact induced damage mechanisms*. PhD thesis, University of Strathclyde, 2014. p. 2.

G. N. P. Leite, A. M. Araujo, and P. A. C. Rosas. Prognostic techniques applied to maintenance of wind turbines: a concise and specific review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2018. ISSN 1364-0321. doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.002. URL http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117309383. p. 2.

Peyman Mazidi, Lina Bertling Tjernberg, and Miguel A Sanz Bobi. 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), 2017. p. 2.

R. B. Morim, F. Carnielutti, H. A. Grundling, and H. Pinheiro. Robust model reference adaptive individual pitch control for wind turbine load reduction. 2018. ISSN 2577-1647. doi: 10.1109/IECON.2018.8591621. Citations on p. 2 and 4.

Noah J Myrent, Nasir Bilal, Douglas Adams, and D Todd Griffith. Aerodynamic sensitivity analysis of rotor imbalance and shear web disbond detection strategies for offshore structural health prognostics management of wind turbine blades. In *32nd ASME Wind Energy Symposium*, 2014. p. 2.

NewEnergyUpdate. Emerging markets, 2018. URL http://newenergyupdate.com/. p. 2.

Bernhard Scholkopf and Alexander J Smola. *Learning with kernels: support vector machines, regularization, optimization, and beyond*. MIT press, 2001. p. 13.

Ping Zhao, Xiaoguang Li, and Liu Yang. Research on mass imbalance fault of wind turbine based on virtual prototype. In *MATEC Web of Conferences*, volume 95. EDP Sciences, 2017. p. 2.

Desafios futuros do ONS nos estudos de Estabilidade e Dinâmica do SIN considerando os Parques Eólicos do Nordeste

Matheus Maia Berriel Barbosa

RESUMO

A utilização de fontes de energias renováveis para produção de energia elétrica vem ganhando cada vez mais espaço no cenário mundial, devido à grande preocupação com relação ao meio ambiente, por exemplo. Devido à crescente evolução nas tecnologias e aos grandes investimentos nos últimos anos, o setor de Energia Eólica vem se tornando cada vez mais uma alternativa competitiva e limpa para diversificação das matrizes energéticas. Com o aumento da capacidade instalada de usinas eólicas, especialmente nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) verificou a grande necessidade de se investir cada vez mais na qualidade da previsão da geração de fonte eólica para o tempo real, de forma a reduzir os impactos da variabilidade do vento na operação do sistema. Neste artigo serão apresentados alguns desafios futuros do ONS nos estudos de Estabilidade e Dinâmica do sistema considerando os Parques Eólicos do Nordeste, além de mostrar os requisitos mínimos na conexão e operação dos Parques Eólicos no SIN e também será feito uma análise de viabilidade na construção de um parque eólico através de um exemplo. Serão realizadas simulações com os Parques Eólicos do Nordeste através dos programas do CEPEL, ANAREDE (Análise de Redes Elétricas) e ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos). O objetivo das simulações é verificar se é possível uma alternativa para que os Parques Eólicos do Nordeste contribuam para o amortecimento das oscilações eletromecânicas do sistema elétrico frente a grandes perturbações, visando assim garantir a manutenção e a Estabilidade do sistema.

Palavras chaves: Fontes Renováveis de Energia, Previsão de geração eólica, estudos e operação de Parques Eólicos no SIN, Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência, Amortecimento de Oscilações.

Future Challenges of the ONS in the Stability and Dynamics studies of the SIN considering the Wind Farms of the Northeast

Matheus Maia Berriel Barbosa

ABSTRACT

The use of renewable energy sources for the production of electric energy is gaining more and more space in the world, due to great concern with regard to the environment, for example. The analysis of the applications in the technologies and the actions in the years, the Sector of Wind Energy. With the increase of the installed capacity of wind power plants, especially in the Northeast and Southern regions of Brazil, the National Electric System Operator (ONS) verified the need to increase the wind power generation capacity for real time, to reduce the effects of wind variability on system operation. The ONS in the Stabilization and Park Dynamics studies Considering the Winds of the Northeast, in addition to all the obstacles encountered in the connection and operation of the Wind Farms in the SIN and also a viability analysis will be done in the construction of a wind farm through a example. It will be the simulations with the Wind Farms of the Northeast through the programs of CEPEL, ANAREDE (Analysis of Electrical Networks) and ANATEM (Analysis of Electromechanical Transients). What is symmetrical is to verify if there is an alternative for the Wind Farms of the Northeast contributing to the damping of the electromechanical oscillations of the electrical system in the face of great perturbations, in order to guarantee a maintenance and a Stability of the system.

Keywords: Renewable Sources of Energy, Forecast wind power, studies and operation of wind farms in SIN, Stability in Electric Power Systems, Damping of Oscillations.

1. INTRODUÇÃO

Segundo [1], o Brasil tem a necessidade de aumentar a oferta de energia elétrica nas próximas duas décadas, devido à previsão da demanda continuar crescendo a taxas elevadas. A matriz elétrica brasileira é bem diversificada e possui várias fontes de geração com a predominância da energia hidrelétrica, como pode ser visto na figura 1. A fonte de geração térmica também tem um papel importante na matriz elétrica, pois é utilizada de forma complementar à geração hidrelétrica, como por exemplo: a nuclear, a gás natural, óleos combustíveis e a biomassa, principalmente oriunda de cana-de-açúcar. As fontes renováveis como, Eólica e Solar estão com uma crescente evolução tanto em tecnologias quanto em preços mais competitivos, com isso certamente terão um papel fundamental para complementação da energia elétrica em nossa matriz, considerando o grande potencial concentrado na região Nordeste do país.

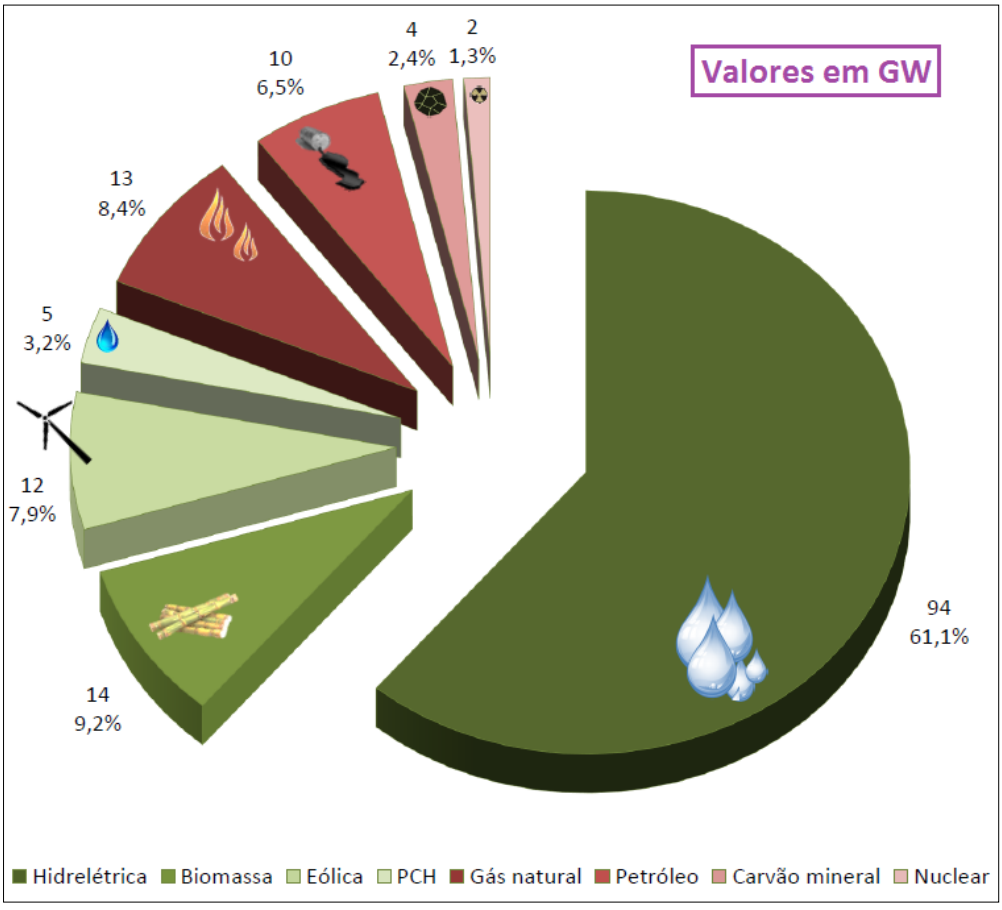


Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira (Adaptado de [2])

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de geração e transmissão de energia elétrica, composto por fontes de predominância hidro-termo-eólico que engloba

as cinco regiões do Brasil. O órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão do SIN é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) sob regulamentação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A fim de aproveitar de forma ótima os recursos energéticos existentes no país e a sazonalidade hidrológica própria de cada região, foi necessário fazer as interligações entre diversas regiões através de uma extensa malha de transmissão, possibilitando assim o atendimento à carga através da transferência de excedentes energéticos e também a otimização dos estoques armazenados nos reservatórios das usinas hidroelétricas. Existem diversos ativos que integram a rede básica do SIN, como por exemplo: mais de 100.000 km em linhas de transmissão, subestações de potência com seus respectivos equipamentos de proteção, medição, regulação, transformação e manobra com tensões iguais ou superiores a 230 kV. A figura 2 mostra o mapa do sistema de transmissão com os vários níveis de tensão existentes no SIN, com horizonte de 2017.

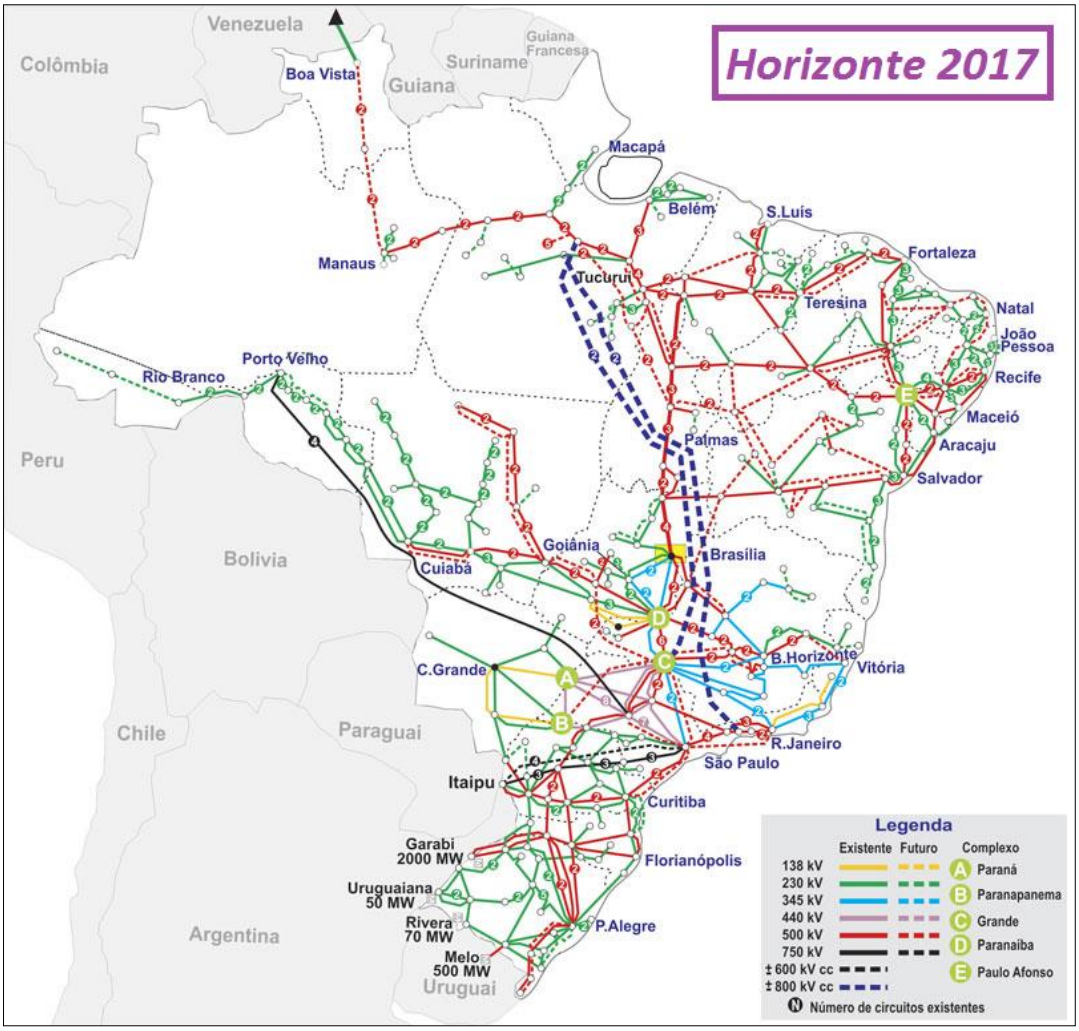


Figura 1 - Malha de Transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) (Adaptado [3])

1.1-) CRESCIMENTO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO

A energia elétrica é fundamental para o desenvolvimento de um país e a qualidade de vida das pessoas. Quanto mais um país se desenvolve, mais se torna necessário aumentar a produção de energia elétrica, visando sempre o uso consciente dos recursos naturais para a preservação do meio ambiente. Por isso, além de ampliar a capacidade de geração de energia elétrica, também é necessário desenvolver tecnologias para a utilização de novas fontes renováveis de energia. Vale destacar que as fontes renováveis ganharam muita importância ao longo das últimas décadas devido às questões e problemas ambientais, pois a grande maioria de geração de energia é feita por fontes não-renováveis, como por exemplo, os combustíveis fósseis que emitem grandes quantidades de gases poluentes.

Com o intuito de diversificar a matriz energética brasileira por intermédio da utilização de fontes renováveis de energia, o Governo Federal criou o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas), através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. Esse programa visava garantir uma maior confiabilidade e segurança ao abastecimento do sistema elétrico. O programa era coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que estabeleceu uma contratação de 3,3 GW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1,1 GW de potência para cada fonte.

As principais fontes de energias renováveis são as usinas baseadas em biomassa, usinas eólicas, usinas solares e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Dentre as tecnologias citadas com aproveitamento das fontes renováveis, a energia eólica vem apresentando um crescimento significativo nas últimas duas décadas. A cada ano são atingidos novos recordes de capacidade instalada, inovações tecnológicas e diversas pesquisas são desenvolvidas para tornar a energia eólica uma fonte competitiva e com preços cada vez mais baratos. Em termos tecnológicos, podemos destacar um contínuo progresso técnico na melhoria da eficiência e rendimento dos aerogeradores, além dos sistemas de controle, proporcionando assim uma redução dos impactos sobre a qualidade da energia, relacionados à conexão dos parques eólicos à rede interligada. Diversos estudos têm sido realizados, a fim de avaliar os possíveis impactos da conexão, controle e operação dos parques eólicos nos sistemas elétricos de potência.

De acordo com a figura 3 podemos perceber uma característica bem interessante de complementaridade da geração eólica no Nordeste com relação à geração hidrelétrica

a partir da vazão do Rio São Francisco. Nos períodos de seca ou pouca chuva a velocidade dos ventos geralmente é maior, com isso é possível manter uma parte da água nos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizando os parques eólicos de forma a complementar a geração de energia elétrica. Com isso, a vazão do Rio São Francisco é praticamente inversamente proporcional à sazonalidade dos ventos na região Nordeste. Com o crescente aumento da capacidade instalada de geração eólica nos últimos anos, podemos destacar a possibilidade de redução da dependência da região Nordeste de outras fontes de energia, como usinas térmicas ou transferência de potência entre outras regiões, no período de seca.

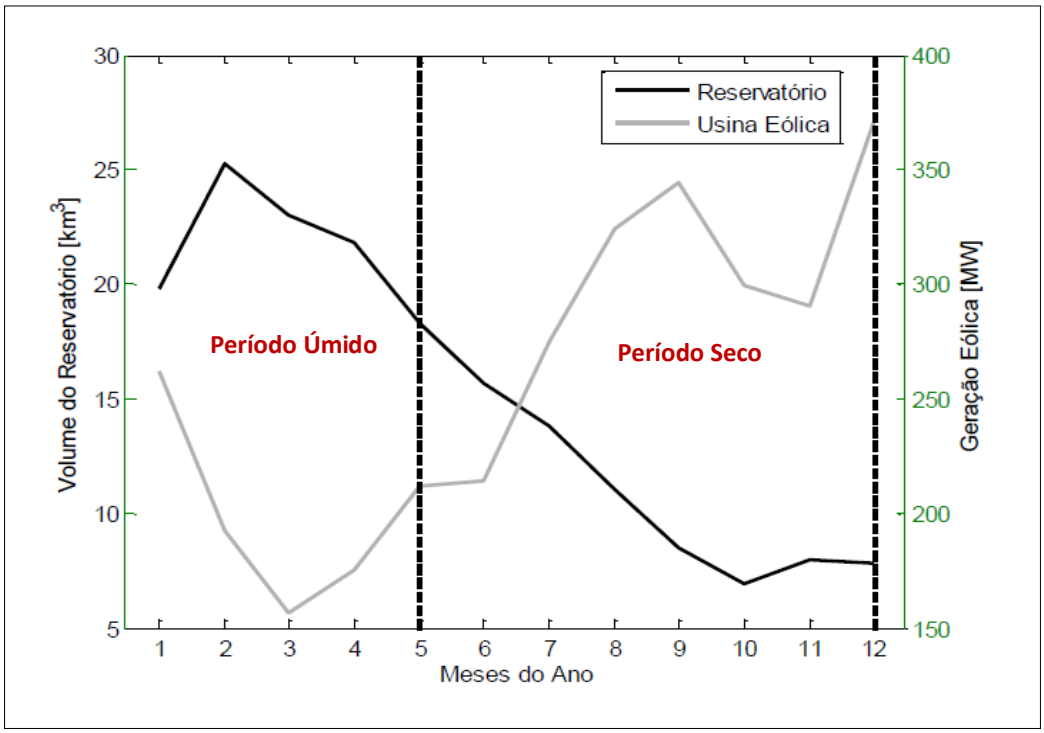


Figura 2 - Complementaridade das fontes hídrica-eólica na região Nordeste (Adaptado de [4])

A figura 4 mostra uma curva com a evolução da capacidade instalada de fonte eólica ao longo dos últimos anos no Brasil, em função das contratações já realizadas nos leilões regulados. Podemos observar um crescimento considerável da energia eólica a cada ano no Brasil. Segundo [5], o setor eólico no Brasil encerrou o ano de 2015 com investimentos na ordem de R$ 19,2 bilhões, inaugurando mais de 100 parques Eólicos. Se forem contabilizados os investimentos no setor, entre os anos de 2006 até 2015, chegamos a um valor de U$$ 28,13 bilhões [6].

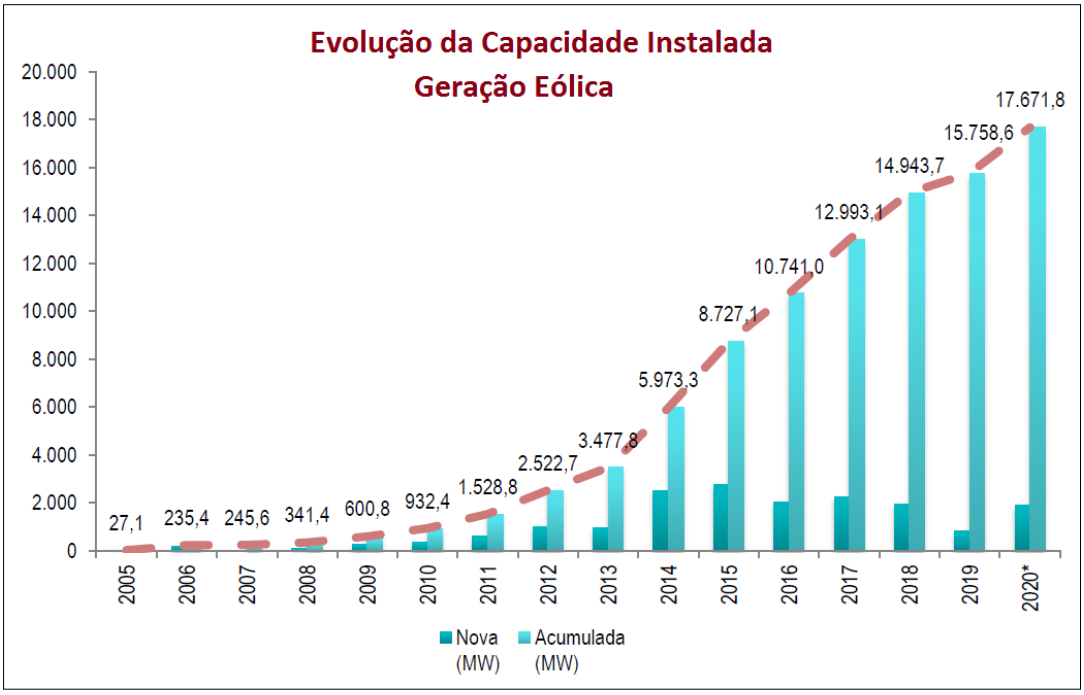


Figura 3 - Crescimento da capacidade instalada de Geração Eólica no Brasil (Adaptado de [2])

A evolução da capacidade instalada de geração eólica no mundo é mostrada na figura 5. Podemos notar um crescimento exponencial desta fonte ao longo dos últimos 15 anos e a previsão é continuar crescendo cada vez mais nos próximos anos. De acordo com [7], os países que possuem as maiores capacidades instaladas de geração em energia eólica são: a China com mais de 145 GW, os EUA com mais de 74 GW e Alemanha com mais de 44 GW.

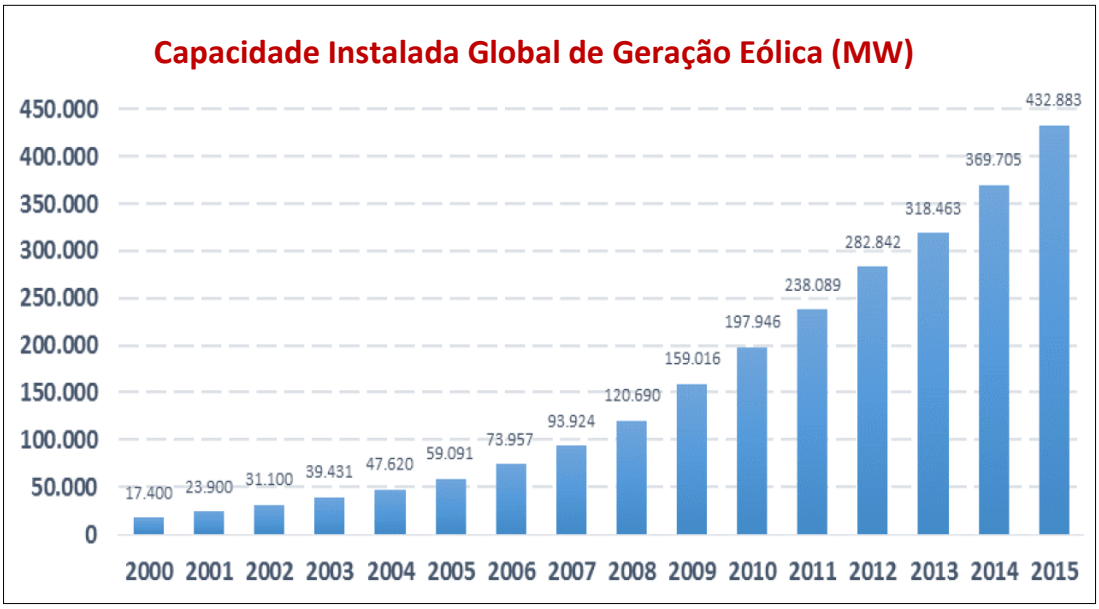


Figura 4 - Evolução da capacidade instalada de Geração Eólica no mundo (Adaptado de [7])

1.2-) POTENCIAL EÓLICO E CAPACIDADE INSTALADA NO BRASIL

O potencial eólico brasileiro tem despertado bastante interesse de alguns fabricantes internacionais, devido à crescente expansão do setor no país e a qualidade dos ventos fortes, principalmente na região Nordeste. Com o objetivo de mostrar o potencial dos ventos nas cinco regiões do país, foi publicado em 2001 o *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro* pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Segundo [8], neste atlas foi estimado um potencial eólico de 143,5 GW (permitindo uma geração anual de 272,2 TWh / ano de ventos de velocidade média anual a partir de 7,0 m/s) com base em medições a uma altura de 50 m, dos quais 75 GW (144,3 TWh / ano) localizam-se apenas na região Nordeste, conforme podemos observar na figura 6. Entretanto, estudos mais atuais apontam para um potencial eólico na ordem de 500 GW [9], dado a crescente evolução da tecnologia dos aerogeradores e possibilidade de instalação das torres com mais de 100 metros de altura, permitindo que as pás dos equipamentos varram uma área maior e em local de velocidades de ventos superiores e mais constantes.

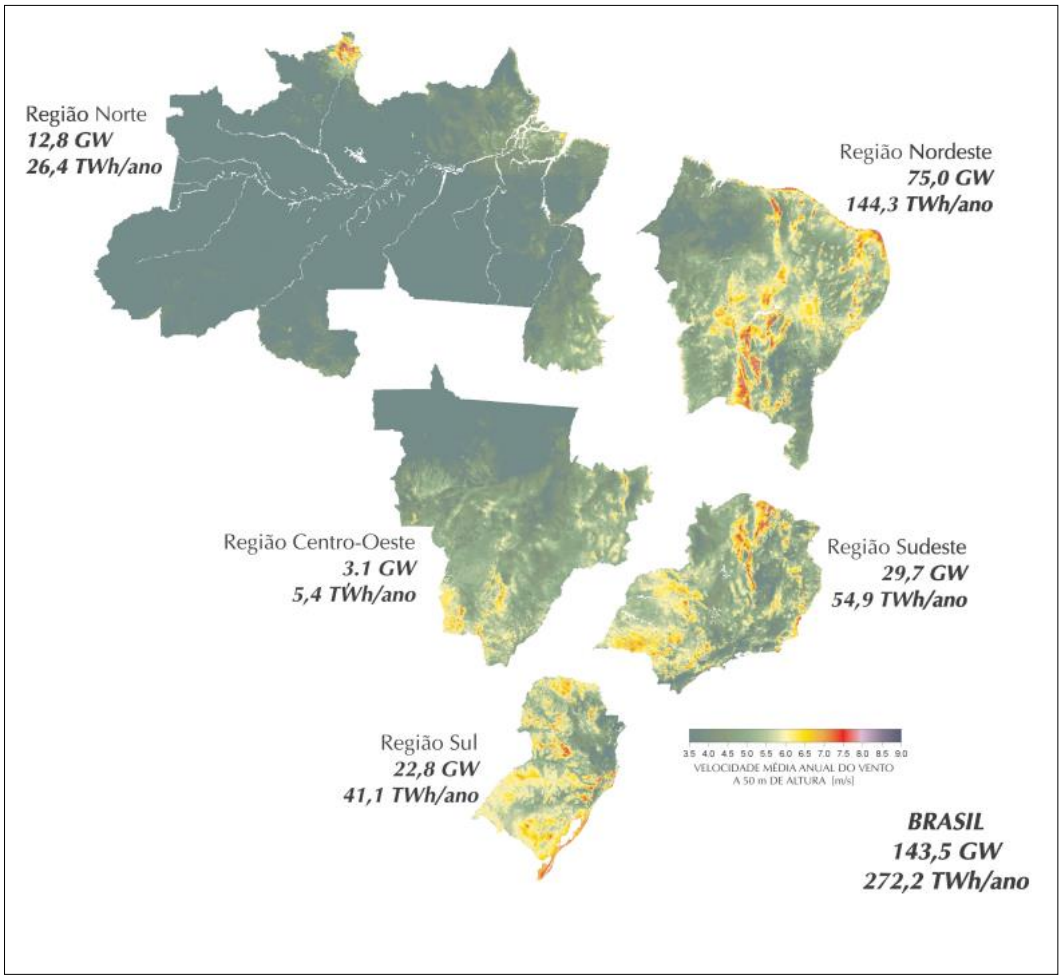


Figura 5 - Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s [10]

A figura 7 mostra um panorama da quantidade de parques eólicos instalados por estado até Setembro/2017, sendo divididos em três categorias: aptos a operar, operando em teste e operando comercialmente. O Brasil possuía um total de 491 usinas eólicas até o presente mês, totalizando 12,33 GW de potência instalada [2].

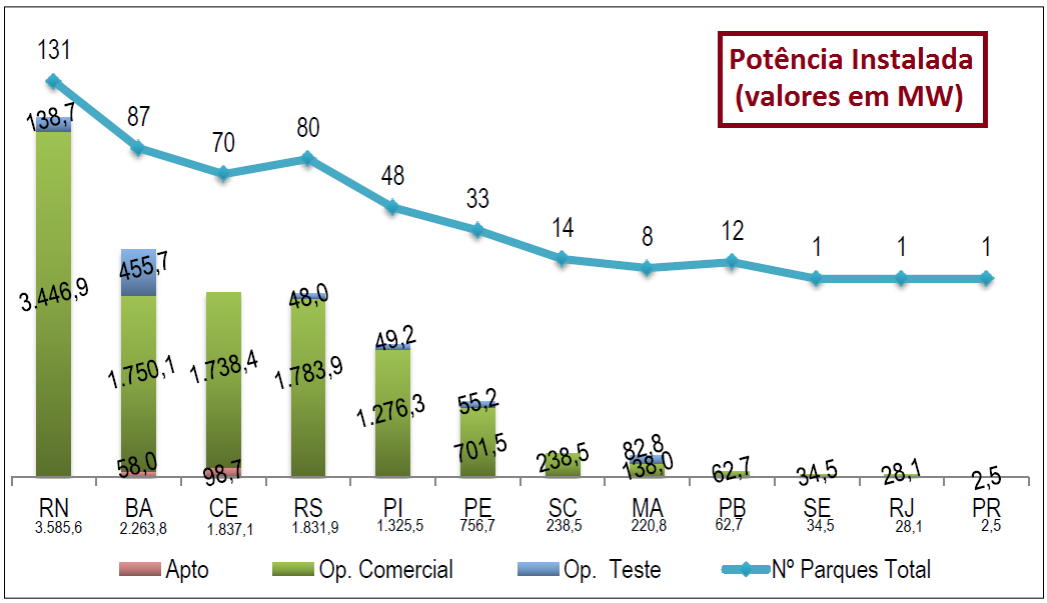


Figura 6 - Quantidade e capacidade instalada de Parques Eólicos por estado (Adaptado de [2])

A figura 8 mostra o crescente aumento no uso da energia eólica em nossa matriz elétrica, entre agosto de 2015 até julho de 2017. As duas curvas mostram a quantidade de geração eólica em MW médios por mês. Vale destacar o aumento contínuo de geração eólica desde o mês de março/17 até julho/17.

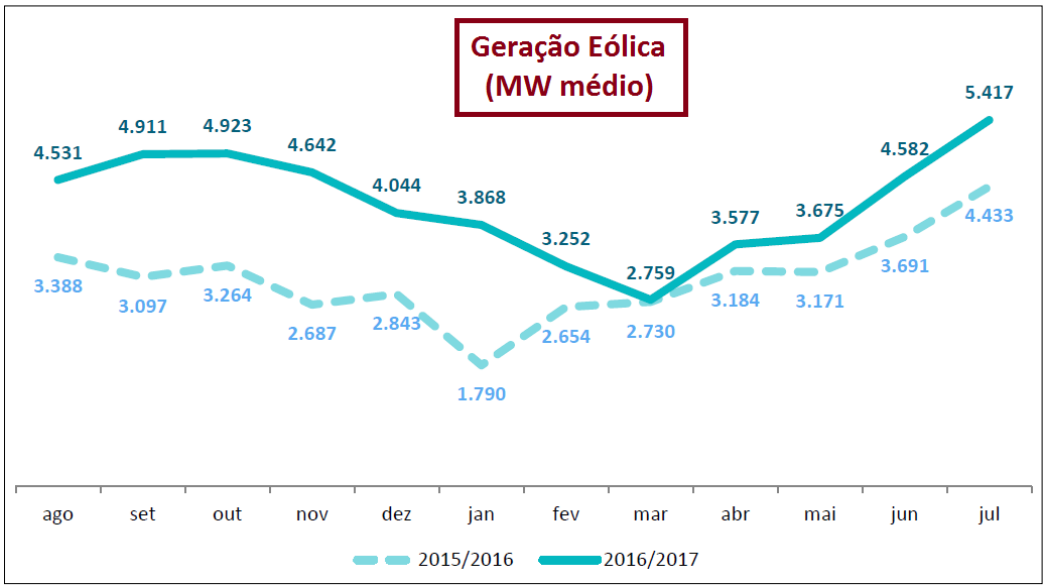


Figura 7 - Variação de Geração Eólica durante os anos de 2015 e 2017 (Adaptado de [2])

2. ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA E AMORTECIMENTO DE OSCILAÇÕES ELETROMECÂNICAS

A estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como a capacidade que um sistema tem de se manter em um estado de equilíbrio, em condições operativas normais e de alcançar um novo estado de equilíbrio viável após ser submetido a uma perturbação. É fundamental que as variáveis do sistema fiquem dentro de seus limites operativos para assegurar a integridade e a segurança do sistema. De acordo com [11], a estabilidade de um sistema elétrico depende das condições iniciais do sistema e da severidade da perturbação. Os estudos referentes à estabilidade podem ser divididos em classes e subclasses, conforme mostra a figura 9.

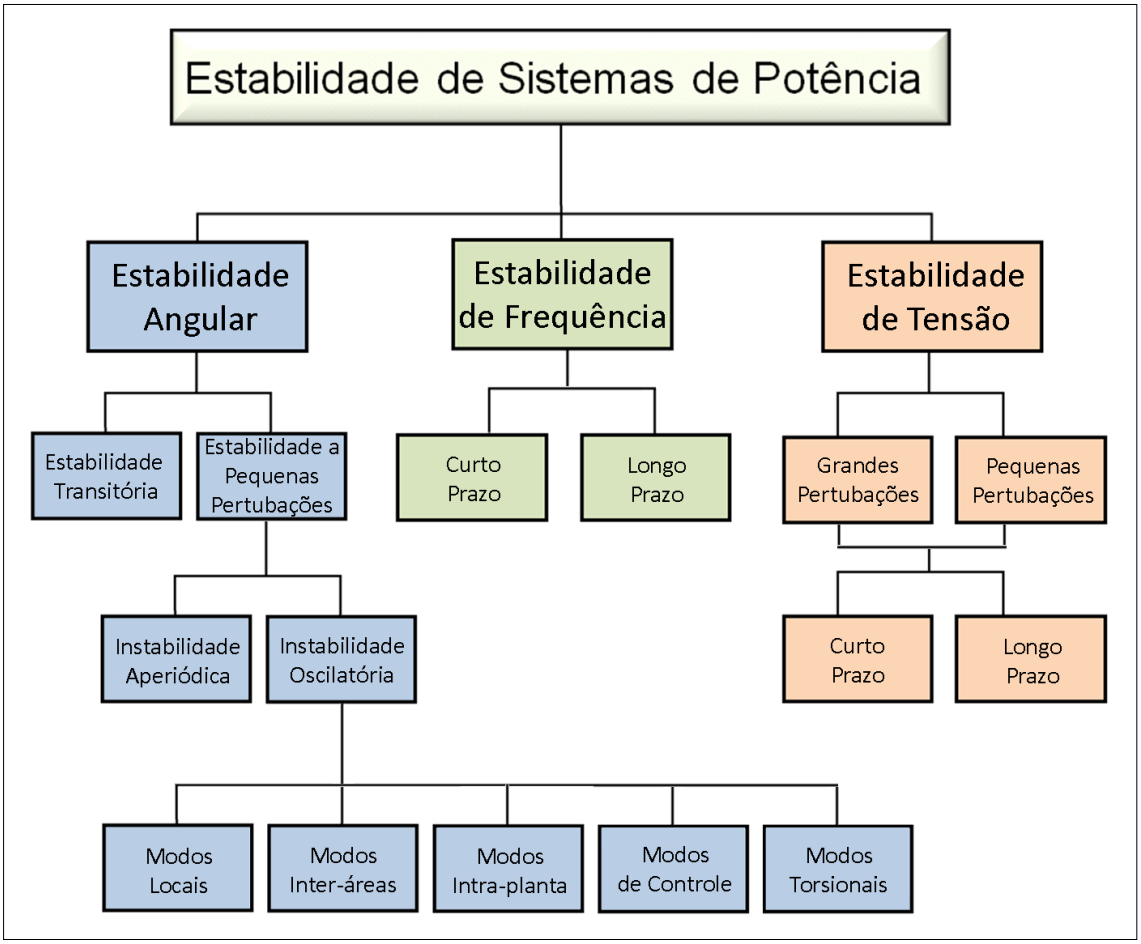


Figura 9 - Classificação dos estudos de Estabilidade em Sistemas de Potência

Segundo [12], devem ser considerados nos estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência os efeitos de diversos equipamentos como: geradores e seus dispositivos de controle e proteção, linhas de transmissão e seus elementos de

compensação, proteção e controle, transformadores e seus respectivos controles de tape, e os tipos e características das cargas. São várias as perturbações que podem ocorrer nos sistemas de potência e os estudos de estabilidade são geralmente classificados de acordo com a natureza dessas perturbações, como foi mostrado o esquema da figura 9.

Os estudos que serão realizados nesta dissertação terão como foco a Estabilidade Angular do sistema frente a pequenas e grandes perturbações. O objetivo é avaliar o comportamento dinâmico dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas frente a diversas perturbações, quando inserimos um *POD* (*Power Oscillation Damping*) no conversor do lado do rotor das unidades Eólicas do tipo *DFIG*, visando melhorar o amortecimento das oscilações dos modos eletromecânicos do sistema.

2.1-) ESTABILIDADE ANGULAR

Os estudos de estabilidade angular avaliam a habilidade do sistema elétrico de potência em manter suas unidades geradoras operando em sincronismo após a ocorrência de alguma perturbação. Para haver sincronismo é necessário existir o equilíbrio entre os torques mecânico e elétrico de cada máquina. Quando o SEP está operando em regime permanente, existe esse equilíbrio entre torque mecânico motriz e o torque de carga elétrica em cada máquina, fazendo com que a velocidade do rotor permaneça constante. Quando ocorre uma perturbação no sistema, esse equilíbrio é desfeito, acarretando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas.

A natureza desse estudo considera os efeitos das oscilações eletromecânicas inerentes ao sistema, pois analisam o comportamento existente entre as potências fornecidas pelos geradores e os deslocamentos angulares de seus rotores. As análises desta classe de estudos de estabilidade são estabelecidas, normalmente, através de dois tipos distintos de estudos: estabilidade angular transitória e estabilidade a pequenas perturbações. Estes dois tipos de estudo podem ser tratados como subclasses do problema de estabilidade angular do rotor. A seguir será mostrado um pouco mais de detalhes sobre cada uma dessas subclasses.

2.1.1-) ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

É a habilidade do sistema de potência em manter o sincronismo de suas unidades geradoras após sofrer uma grande perturbação, como por exemplo: curtos-circuitos e/ou desligamentos de elementos importantes, perdas de grandes blocos de carga e/ou geração. A natureza da resposta do sistema envolve grandes excursões nos ângulos dos rotores dos geradores, fluxos de potência, valores das tensões, dentre outras variáveis. A estabilidade transitória é influenciada pelas características não lineares dos SEP e depende tanto do ponto de operação do sistema quanto da natureza e gravidade da perturbação aplicada. Os estudos de estabilidade transitória são analisados em um período de tempo de 5 a 20 segundos após a ocorrência do impacto.

De acordo com [11], um exemplo de estabilidade transitória é mostrado na figura 10, sendo uma situação estável e duas instáveis. O caso 1 é considerado estável, pois o ângulo do rotor aumenta até um valor máximo e depois a amplitude da oscilação reduz com o passar do tempo. O caso 2 é caracterizado por uma instabilidade de primeiro *swing*, pois o ângulo do rotor aumenta de forma constante até que seja perdido o sincronismo, pois há falta de torque de sincronismo. No caso 3 o sistema é estável para o primeiro *swing* e depois acaba se tornando instável. Essa instabilidade é geralmente provocada pela existência de um modo de oscilação instável associado a algum elemento de controle. Os reguladores de tensão rápidos com altos ganhos prejudicam o amortecimento dos modos inerente das máquinas, podendo ocorrer instabilidade nas oscilações subsequentes ao primeiro *swing*. Uma maneira de melhorar essa situação é a instalação de sinais estabilizadores (*PSS*) nos reguladores de tensão.

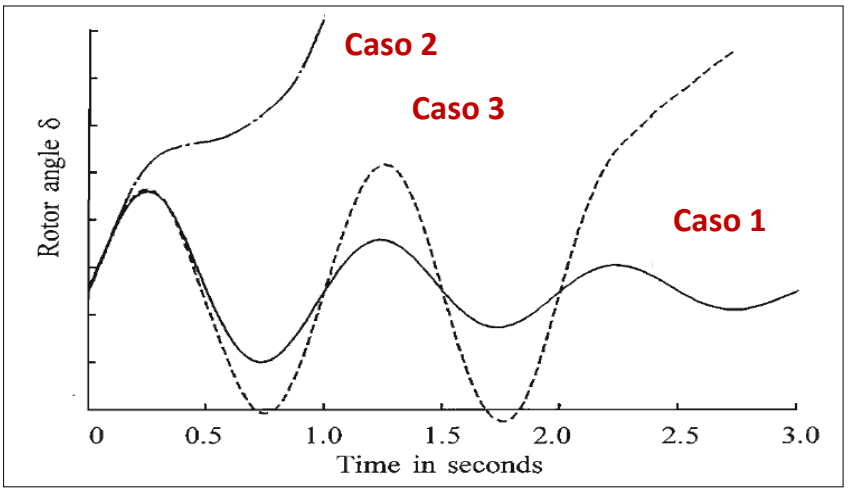


Figura 10 - Exemplo de um caso relacionado com Estabilidade Transitória (Adaptado de [11])

2.1.2-) ESTABILIDADE A PEQUENAS PERTUBAÇÕES

É a habilidade do sistema de potência de manter o sincronismo após sofrer uma pequena perturbação, como: pequenas variações de geração, carga ou *set point* dos seus sistemas de controle. No estudo da estabilidade a pequenas perturbações é feita a linearização do sistema em torno de um ponto de operação estável, permitindo assim a utilização de técnicas de controle linear e uma análise modal do mesmo para verificar a características dos modos no sistema elétrico.

Normalmente, a instabilidade a pequenas perturbações aparece devido ao amortecimento insuficiente das oscilações. A figura 11 mostra um exemplo real de instabilidade a pequenas perturbações que aconteceu em 1996 no Oeste dos EUA (WSCC), onde foram registradas oscilações mal amortecidas com uma frequência aproximadamente de 0,23 Hz, provocando assim uma interrupção de energia elétrica para 7,5 milhões de pessoas, cerca de 30,5 GW da carga [13].

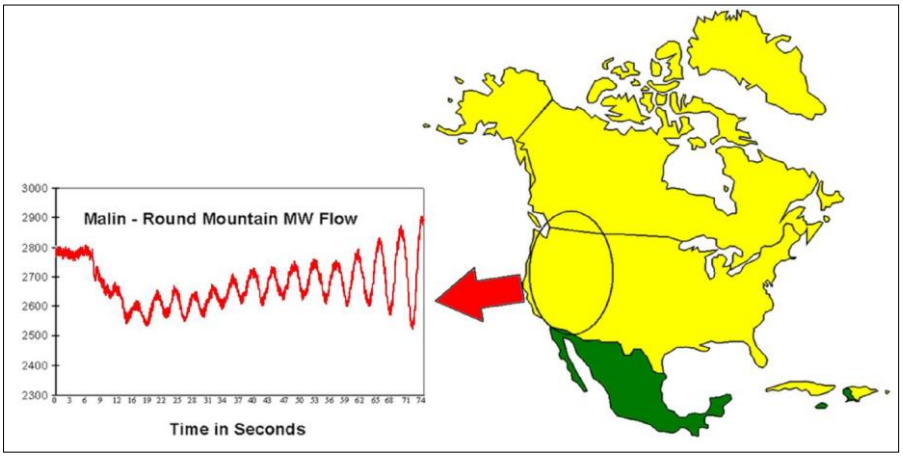


Figura 11 - Exemplo real relacionado a estudos de Estabilidade a Pequenas Perturbações [13]

Após a ocorrência de uma pequena perturbação no SEP, a mudança do torque elétrico de uma máquina síncrona pode ser decomposta em duas componentes [11]:

$$\Delta T_e = K_S \Delta\delta + K_D \Delta\omega \qquad (2.1)$$

onde $\boldsymbol{K_S \Delta\delta}$ é a componente da variação do torque em fase com a perturbação do ângulo do rotor $\Delta\delta$ e é definida como componente de torque sincronizante; a parcela K_S é o coeficiente de torque sincronizante. Já a parcela $\boldsymbol{K_D \Delta\omega}$ é a componente da variação do torque em fase com a perturbação da velocidade $\Delta\omega$ e é referida como componente de torque de amortecimento; a parcela K_D é o coeficiente de torque de amortecimento.

A estabilidade do sistema depende da existência dessas duas componentes de torque, para cada máquina síncrona, pois a insuficiência do torque de sincronismo resulta numa instabilidade aperiódica do ângulo do rotor e a insuficiência do torque de amortecimento resulta numa instabilidade oscilatória do ângulo do rotor. As figuras 12 e 13 mostram a natureza do fenômeno de instabilidade relacionada aos torques de sincronismo e de amortecimento.

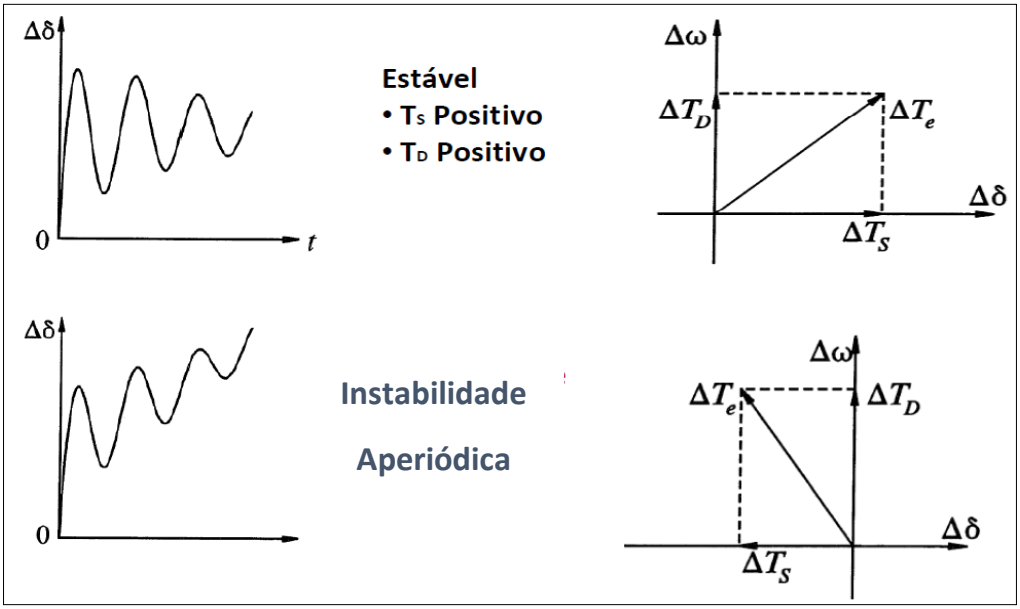


Figura 12 - Exemplos de condição estável e instabilidade aperiódica no ângulo do rotor (Adaptado de [11])

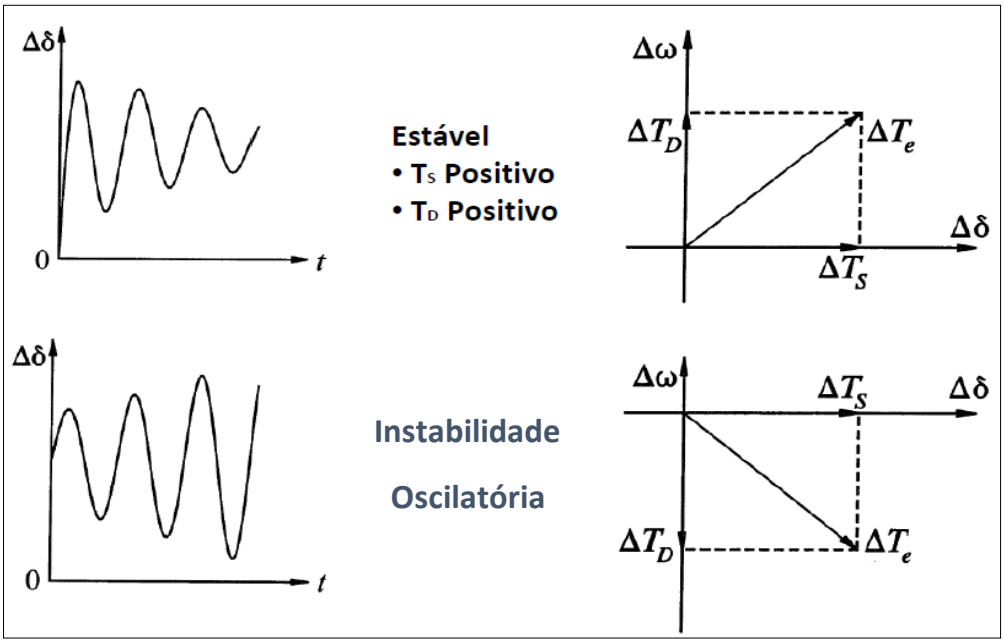


Figura 13 - Exemplos de condição estável e instabilidade oscilatória no ângulo do rotor (Adaptado de [11])

Diversos fatores contribuem para a natureza da resposta do SEP devido a uma pequena perturbação, como: a condição inicial do sistema, o sistema de transmissão e o tipo dos sistemas de excitação utilizados. De acordo com [11], para um gerador sem sistema de excitação e conectado radialmente a um grande sistema de potência, a instabilidade aperiódica acontece devido à insuficiência de torque de sincronismo, como mostrado na figura 12. Em geral as unidades geradoras do sistema possuem sistemas de excitação, assim a perda de sincronismo oscilatória é devido à insuficiência de torque de amortecimento, como mostrado na figura 13.

Os primeiros sistemas elétricos que surgiram no final do século passado eram isolados e seus geradores possuíam reguladores de tensão relativamente lentos e excitatrizes girantes. Com isso, os estudos de estabilidade nesses sistemas eram feitos com o modelo clássico dos geradores, sendo uma fonte de tensão de magnitude constante sendo conectada a rede através de impedâncias constantes e tinham como objetivo a análise da estabilidade transitória de primeira oscilação dos rotores após uma grande perturbação no sistema [14]. Com o passar das décadas, os países tiveram um grande crescimento econômico e industrial, e com isso houve uma crescente necessidade de expansão dos SEP. Devido a essa crescente evolução, os sistemas elétricos começaram a utilizar reguladores de tensão com constante de tempo pequena e ganhos elevados, para ajudarem os geradores a manterem o sincronismo com o sistema após um curto-circuito na rede, por exemplo. Porém, verificou-se que reguladores de tensão com ganhos elevados tendiam a diminuir o amortecimento das oscilações [15].

As oscilações eletromecânicas são um fenômeno intrínseco aos sistemas elétricos de potência, porém devem ser bem amortecida. Para uma operação segura e confiável do SEP, as amplitudes dessas oscilações devem diminuir com o tempo e com uma taxa satisfatória. Uma das soluções mais eficientes e baratas para amortecer oscilações eletromecânicas é o emprego de Estabilizadores de Sistemas de Potência (*PSS*) adicionados ao sistema de excitação das máquinas síncronas, maiores detalhes serão mostrados nos próximos itens. Quando essas oscilações são mal amortecidas podem acarretar problemas operacionais, tais como: limitação da capacidade de intercâmbio de potência entre áreas e a perda de sincronismo das unidades geradoras. As oscilações eletromecânicas ocorrem normalmente na faixa de frequência entre 0,1 a 3 Hz. A figura 14 mostra uma visão sistêmica dos modos quanto às oscilações que lhes estão associadas.

- ✓ ***Modos locais*** - são associados às oscilações entre as unidades geradoras e o resto do sistema. Neste caso as máquinas de uma usina de geração oscilam contra o resto do sistema. As frequências naturais dos modos locais ficam em geral na faixa de 0,7 a 2 Hz;

- ✓ ***Modos intra-planta*** - São associados às oscilações entre as unidades geradoras de uma mesma usina. As frequências naturais desses modos ficam em geral na faixa de 2 a 3 Hz [16].

- ✓ ***Modos inter-áreas*** - são associados às oscilações entre grupos de geradores pertencentes a áreas distintas, ou seja, um grupo de geradores do sistema oscila contra outro grupo de geradores em outra parte do sistema. As frequências naturais dos modos inter-áreas ficam em geral na faixa de 0,1 a 0,7 Hz;

- ✓ ***Modos de controle*** - são associados às oscilações causadas por ajuste inadequado dos controles, tais como: sistema de excitação, reguladores de velocidade, compensadores estáticos, conversores HVDC;

- ✓ ***Modos torsionais*** - são associados às interações dinâmicas dos componentes rotacionais nos eixos do conjunto turbina-gerador e se encontram em frequências na faixa de 10 a 46 Hz [17].

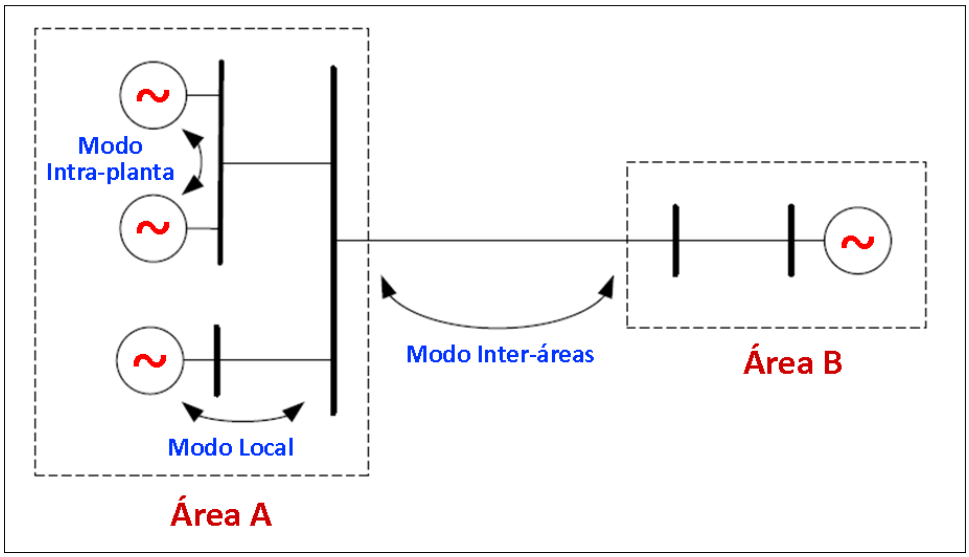


Figura 14 - Alguns tipos de Modos de Oscilação existentes no Sistema Elétrico

2.2-) ESTABILIDADE DE FREQUÊNCIA

É a habilidade de um sistema de potência em manter a frequência em valores de equilíbrio após sofrer uma perturbação que resulte em um significativo desequilíbrio entre a geração e a carga, como por exemplo: a perda de um grande gerador ou de uma linha de transmissão de uma interligação importante. Quando é observada uma variação significativa no valor da frequência, os controles e proteções do sistema deverão atuar para restabelecer o equilíbrio entre a carga e a geração, removendo algumas unidades geradoras ou cortes de grandes blocos de carga caso seja necessário.

A figura 15 mostra que no dia 10/02/2010 ocorreu uma perturbação no Sistema Interligado Nacional, ocasionando a abertura das interligações: Norte/Nordeste, Sudeste/Nordeste e Norte/Sudeste, gerando assim um problema de estabilidade de frequência [18]. Após a abertura das interligações o SIN passou a operar com três áreas isoladas. Dessa forma aconteceram duas situações opostas, onde houve uma sobrefrequência com valor de 71,65 Hz na região Norte, resultante do excesso de energia na região, e também uma subfrequência com valor de 56,35 Hz na região Nordeste, devido ao déficit de energia elétrica na região.

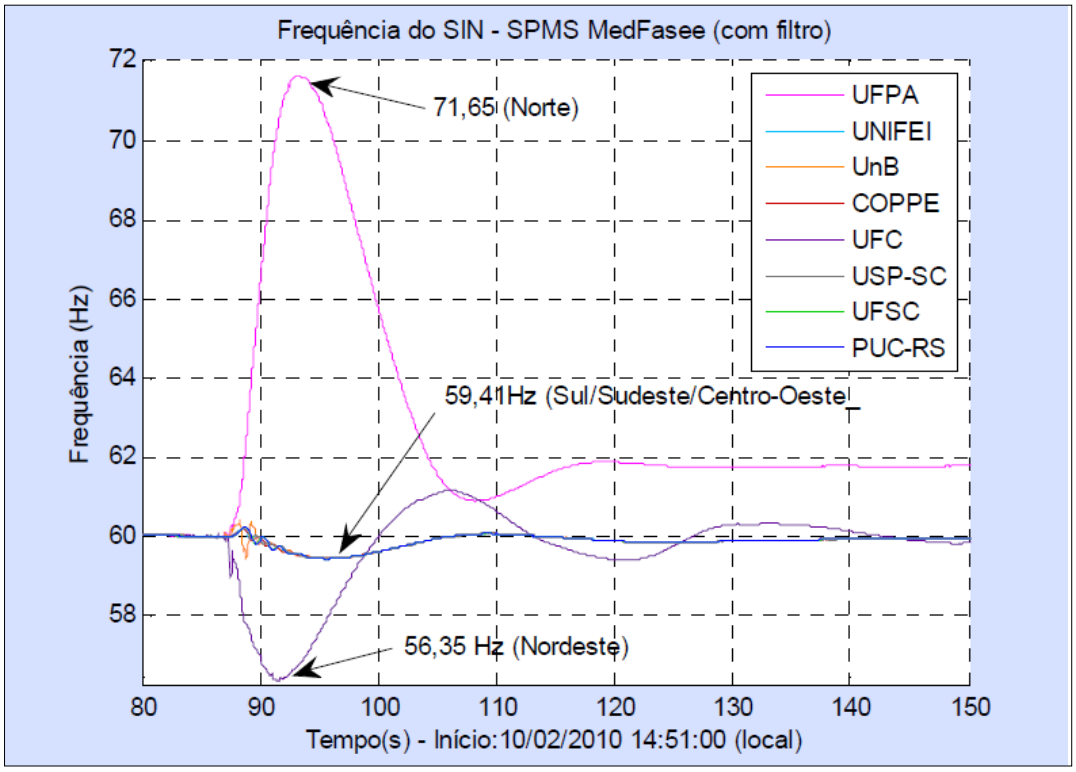


Figura 15 - Situação real relacionado à Estabilidade de Frequência ocorrida no SIN [18]

2.3-) ESTABILIDADE DE TENSÃO

Os estudos de estabilidade de tensão se referem à habilidade do sistema elétrico de potência em manter um perfil de tensões adequado em todos os seus barramentos, tanto em condições normais, como em situações de distúrbio. A estabilidade de tensão está usualmente relacionada ao fluxo de potência reativa na rede, ao comportamento das cargas em face das variações de tensão, à ação de dispositivos automáticos de controle de tensão, limitação de sobre excitação dos geradores, dentre outros fatores. A figura 16 mostra um exemplo real do fenômeno de colapso de tensão de longa duração (6-7 minutos) que ocorreu no dia 12 de Janeiro de 1987 no Oeste da Franca [19].

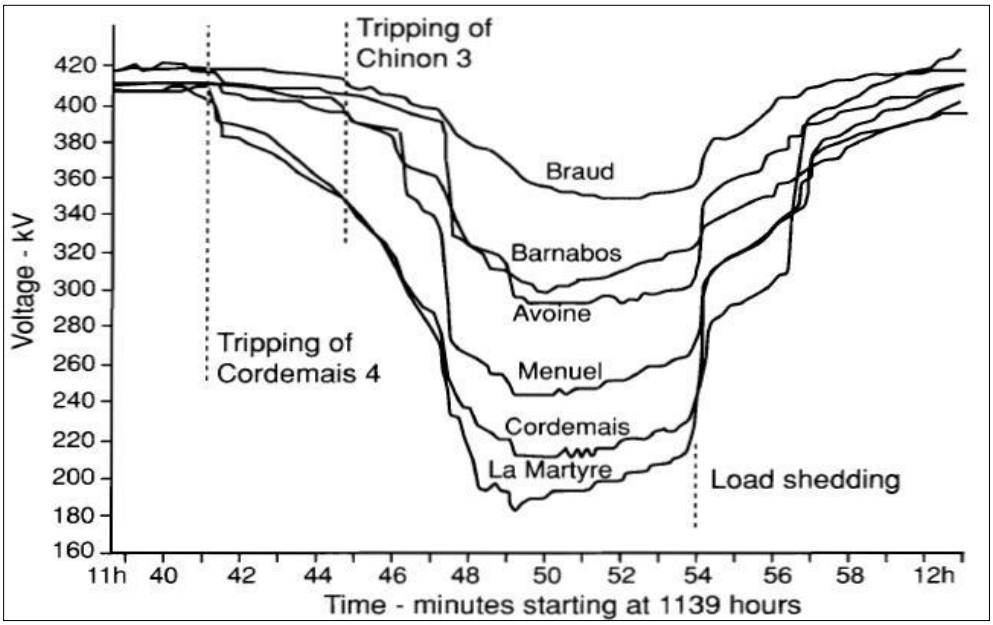


Figura 16 - Exemplo real relacionado a estudos de Estabilidade de Tensão [19]

2.3.1-) ESTABILIDADE DE TENSÃO A GRANDES PERTUBAÇÕES:

Este tipo de estudo avalia a habilidade do sistema de potência de controlar as tensões de seus barramentos após a ocorrência de uma grande perturbação, como desligamento de elementos importantes, curtos-circuitos em linhas de transmissão, alteração rápida e substancial no equilíbrio carga/geração, por exemplo.

2.3.2-) ESTABILIDADE DE TENSÃO A PEQUENAS PERTUBAÇÕES:

Este tipo de estudo avalia a habilidade do sistema de potência em manter um perfil adequado de tensões após ter sido submetido a um pequeno impacto, como uma variação normal de carga, por exemplo.

2.4-) FORMAS DE MELHORAR O AMORTECIMENTO DAS OSCILAÇÕES ELETROMECÂNICAS UTILIZANDO ESTABILIZADORES

Devido ao aparecimento das oscilações de baixa frequência nos geradores síncronos, os estudos relacionados à estabilidade para pequenas perturbações ganharam um grande destaque, pois houve a necessidade de encontrar formas de melhorar e aumentar o amortecimento das oscilações do sistema. Como citado anteriormente, a forma mais simples e barata de se atingir esse objetivo é através da instalação sinais adicionais via estabilizadores de sistemas de potência (*PSS*). Nos próximos itens serão apresentados de forma geral alguns exemplos da aplicação desses sinais estabilizadores em máquinas síncronas, aerogeradores do tipo *DFIG* e em equipamentos *FACTS*.

2.4.1-) *PSS* INSTALADOS EM MÁQUINAS SÍNCRONAS

Os estabilizadores de sistemas de potência (*PSS - Power Systems Stabilizers*) têm sido largamente utilizados ao longo das últimas décadas e sua função básica é introduzir uma componente adicional de torque de amortecimento que irá atenuar as oscilações do rotor através da modulação da tensão de referência do sistema de excitação do gerador. Com isso um sinal adicional é inserido na referência do regulador de tensão de maneira a gerar uma componente de torque elétrico em fase com o desvio de velocidade do rotor $\Delta\omega$, contribuindo assim com o aumento da componente de torque elétrico de amortecimento ΔT_{ED}. A figura 17 mostra o diagrama de blocos do modelo de um *PSS* convencional baseado na velocidade ω.

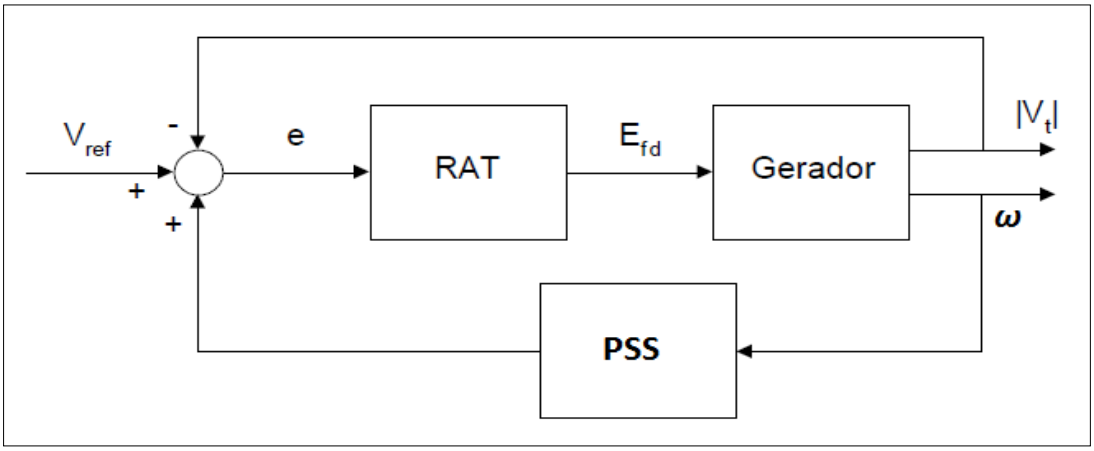


Figura 17 - Diagrama de blocos ilustrando a presença de um *PSS* (Adaptado de [20])

Para garantir um amortecimento adequado, o *PSS* deve prover um avanço de fase nas frequências de interesse a fim de compensar o atraso entre a excitação do campo e o torque elétrico introduzido pela ação do *PSS* [21], sem causar novas oscilações. Os modelos dos estabilizadores podem ser mais ou menos complexos, porém uma configuração típica de um estabilizador é mostrada na figura 18.

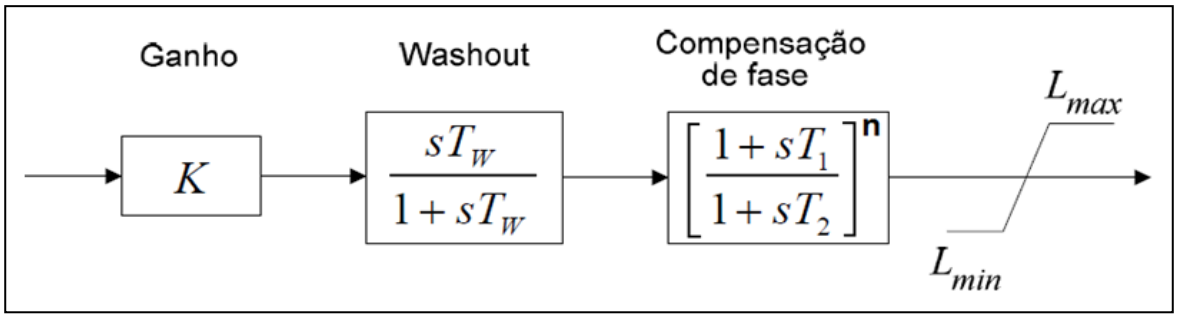


Figura 18 - Esquema básico de um *PSS*

A seguir será mostrada uma breve descrição de cada bloco que compõe a estrutura do *PSS* mostrado na figura 18.

- ✓ **GANHO:** determina a amplitude do amortecimento introduzido pelo *PSS*. Idealmente, o ganho do estabilizador deveria ser ajustado para fornecer o maior amortecimento possível, porém na prática seu valor é limitado por caso de uma possível amplificação de ruídos, por exemplo.

- ✓ **WASHOUT:** é um filtro passa-alta que permite que o *PSS* seja sensível somente às variações da velocidade. Sem este filtro, mudanças no nível de regime permanente da velocidade modificariam a tensão terminal do gerador.

- ✓ **LEAD-LAG:** este bloco fornece a característica de avanço de fase necessária para compensar o atraso de fase entre a entrada do sistema de excitação e o torque elétrico introduzido pelo *PSS*.

- ✓ **LIMITADOR:** atua diretamente no sinal de saída do estabilizador de forma a mantê-lo em níveis adequados durante transitórios.

3. DESAFIOS PARA O AUMENTO DO GRAU DE EXPANSÃO EÓLICA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

Devido à grande quantidade de conexões de energia eólica no SIN previstas para os próximos anos, uma revisão/atualização detalhada nos Procedimentos de Rede deverão ser feitas pelo ONS, para incluir os novos requisitos técnicos que as novas tecnologias de geração eólica dispõem. Sendo assim, as tecnologias de controle disponíveis nos aerogeradores *DFIG* e *Full-Converter* devem ser exploradas ao máximo, para permitir a operação segura do sistema com alto grau de expansão eólica. Um planejamento criterioso da expansão da rede elétrica deve ser feito de forma a permitir a conexão segura de uma grande quantidade de parques eólicos em áreas do sistema com baixo nível de curto-circuito e inércia. Outro ponto que merece destaque para o ONS é a melhoria nos modelos de previsão de vento é necessária para se tornar a geração eólica mais previsível e, portanto, tornar o cálculo da reserva de potência mais precisa. Isso irá impactar diretamente na redução dos custos de operação.

3.1. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA CONEXÃO DE GERADORES EÓLICOS NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

O procedimento de rede do ONS descreve no item 8, submódulo 3.6 os requisitos mínimos necessários para a conexão de centrais eólicas na rede básica. Antes deve-se verificar qual a modalidade de operação da usina (Tipo I, Tipo II ou Tipo III) e também em qual sistema se conectará (Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão – DIT ou Rede de Distribuição). Com essas informações é possível identificar quais requisitos técnicos e indicadores de desempenho deverá atender. Existem vários estudos elétricos que podem ser desenvolvidos para a conexão de novas instalações no SIN, tais como:

(a) fluxo de potência;

(b) fluxo de potência ótimo;

(c) curto-circuito;

(d) estabilidade eletromecânica;

(e) transitórios eletromagnéticos;

(f) segurança de tensão;

(g) recomposição do sistema;

(h) qualidade de energia elétrica;

(i) confiabilidade;

(j) reserva de potência operativa

Vale destacar que as simulações desse artigo terão como foco os estudos envolvendo a estabilidade eletromecânica do sistema, pois esse assunto ainda é bem recente considerando a participação de parques eólicos na rede elétrica. Devido ao grande número de conexões de parques eólicos nos sistemas elétricos de potência com unidades eólicas do tipo *DFIG* (*Doubly Fed Induction Generator*), as mesmas podem apresentar uma resposta transitória caracterizada por oscilações torcionais de baixa frequência no intervalo de 1,44 a 4,55 Hz [22], devido à flexibilidade do eixo que interliga a turbina ao rotor do gerador. De acordo com [23], as oscilações torcionais se transformam em oscilações de potência e tensão na saída do gerador. As dinâmicas torcionais podem ser originadas por perturbações na velocidade do vento, como por exemplo, rajadas e turbulências, além de eventos ocorridos no sistema, como: curto-circuito, contingências em linhas de transmissão, aumento de carga, dentre outras. Os requisitos técnicos gerais para conexão de geradores eólicos no SIN estão mostrados na tabela abaixo.

Tabela 1 - Requisitos técnicos para conexão ao SIN [24]

DESCRIÇÃO	REQUISITO TÉCNICO MÍNIMO	BENEFÍCIO
1. Operação em regime de frequência não nominal	(a) Operação entre 56,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos. (b) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos. (c) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobre frequência temporizados. (d) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos (1).	Evitar o desligamento dos geradores quando de déficit de geração, antes que o esquema de alívio de carga atue completamente ou em condições de sobrefrequência controláveis.
2. Geração/absorção de reativos	No ponto de conexão, a central geradora eólica deve propiciar os recursos necessários para, em potência ativa nominal (2) e quando solicitado pelo ONS, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo dentro da faixa especificada abaixo: (a) mínimo de 0,95 capacitivo; (b) mínimo de 0,95 indutivo.	Participação efetiva no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.
3. Operação em regime de tensão não nominal	No ponto de conexão da central geradora: (a) Operação entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados. (b) Operação entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal por até 5 segundos	Evitar o desligamento da usina quando há variações de tensão no sistema.
4. Participação em SEP	Possibilidade de desconexão automática ou de redução de geração mediante controle de passo e/ou de stall das pás.	Minimizar consequências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequência no caso de ilhamento.
5. Potência ativa de saída	Para tensões no ponto de conexão entre 0,90 e 1,10 pu, para a central geradora eólica não será admitida redução na sua potência de saída, na faixa de frequências entre 58,5 e 60,0 Hz. Para frequências na faixa entre 57 e 58,5 Hz é admitida redução na potência de saída de até 10%. Esses requisitos aplicam-se em condições de operação de regime permanente, quase estáticas (3).	Garantir a disponibilidade de potência das centrais de geração eólica em situações de subfrequência de modo a evitar/minimizar os cortes de carga por atuação do ERAC.

3.2. ANÁLISE DE VIABILIDADE NA CONSTRUÇÃO DE PARQUE EÓLICO

Antes da instalação de um parque Eólico, assim como para todo empreendimento de grande porte, toma-se uma série de decisões na alocação de recursos humanos, materiais e financeiros de modo a não prejudicar o desenvolvimento do mesmo. Assim, uma empresa exerce apenas um poder de seleção dentre aqueles aptos a exercerem as funções, que se dividem em 3 grupos principais: Obras Civis e Transporte, Instalação do Maquinário e Comissionamento; Operação e Manutenção.

O critério de escolha na administração dos Recursos Financeiros, que servem para dar suporte ao investimento, deve ser a Análise de Viabilidade Econômica. Para tal, devem-se utilizar métodos e critérios específicos da Análise de Projetos de Investimentos, utilizados na área de engenharia econômica, os quais demonstram com clareza os retornos sobre os investimentos, possibilitando melhor escolha, otimizando os recursos. Existem conceitos, metodologias e ferramentas que podem ser aplicados na avaliação de projetos.

As simulações para achar os valores de VPL (valor presente líquido) e TIR (taxa interna de retorno) serão feitas tomando como base uma instalação de um parque eólico no Estado do Ceará, com 52 MW médios de potência instalada, contrato de 20 anos de fornecimento de energia, taxa mínima de atratividade de 17 % ao ano e investimento de R$ 210.000.000,00. A tabela 2 mostra os resultados encontrados para esse simples exemplo, considerando que o fluxo financeiro desse projeto será 0% de financiado.

Tabela 2 - Fluxo financeiro do projeto (20 anos de contrato) e VPL e TIR

Dados		Investimento – R$ 210.000.000,00			IR - 15%	CSLL - 8%	PIS/COFINS - 9,25%	
								Valores em R$
Ano Faturamento		PIS/COFINS	Custo Operação/ Manutenção	Depreciação	Lucro Antes do IR	Contribuição Social	IR	Lucro Líquido
01	48.614.189,40	4.496.812,52	2.664.800,00	10.500.000,00	30.952.576,88	2.476.206,15	4.271.455,61	24.204.915,12
02	48.614.189,40	4.496.812,52	2.664.800,00	10.500.000,00	30.952.576,88	2.476.206,15	4.271.455,61	24.204.915,12
03	48.614.189,40	4.496.812,52	2.664.800,00	10.500.000,00	30.952.576,88	2.476.206,15	4.271.455,61	24.204.915,12
04	48.614.189,40	4.496.812,52	2.664.800,00	10.500.000,00	30.952.576,88	2.476.206,15	4.271.455,61	24.204.915,12
05	48.614.189,40	4.496.812,52	2.664.800,00	10.500.000,00	30.952.576,88	2.476.206,15	4.271.455,61	24.204.915,12
06	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
07	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
08	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
09	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
10	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
11	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
12	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
13	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
14	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
15	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
16	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
17	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
18	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
19	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
20	48.614.189,40	4.496.812,52	3.464.800,00	10.500.000,00	30.152.576,88	2.412.206,15	4.161.055,61	23.579.315,12
Total	972.283.788,00	89.936.250,39	65.296.000,00	210.000.000,00	607.051.537,61	48.564.123,01	83.773.112,19	474.714.302,41

Investimento		– (R$ 210.000.000,00)			
					Valores em R$
Ano	Lucro Líquido Após IR	Depreciação	Pagamento Financiamento	Fluxo Caixa	Fluxo Cx Acumulado
01	24.204.915,12	10.500.000,00	-	34.704.915,12	34.704.915,12
02	24.204.915,12	10.500.000,00	-	34.704.915,12	69.409.830,24
03	24.204.915,12	10.500.000,00	-	34.704.915,12	104.114.745,36
04	24.204.915,12	10.500.000,00	-	34.704.915,12	138.819.660,48
05	24.204.915,12	10.500.000,00	-	34.704.915,12	173.524.575,60
06	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	207.603.890,72
07	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	241.683.205,84
08	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	275.762.520,96
09	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	309.841.836,08
10	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	343.921.151,21
11	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	378.000.466,33
12	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	412.079.781,45
13	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	446.159.096,57
14	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	480.238.411,69
15	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	514.317.726,81
16	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	548.397.041,93
17	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	582.476.357,05
18	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	616.555.672,17
19	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	650.634.987,29
20	23.579.315,12	10.500.000,00	-	34.079.315,12	684.714.302,41
TOTAL	474.714.302,41	210.000.000,00	-		
			VPL	(R$ 13.718.816,92)	
			TIR	15,47%	

4. FUNDAMENTOS TEÓRICOS, CARACTERÍSTICAS E MODELAGEM DO AEROGERADOR *DFIG*

Os aerogeradores são equipamentos que produzem energia elétrica, a partir da energia cinética do vento. Quando a energia cinética do vento entra em contato com as pás da turbina, a mesma acaba se movimentando e produz energia mecânica que será transmitida para o gerador através do acoplamento existente entre a turbina e gerador e por fim será transformada em energia elétrica através da conversão eletromagnética. Os principais componentes que compõem uma turbina eólica de eixo horizontal serão mencionados a seguir de acordo com a disposição mostrada na figura 19.

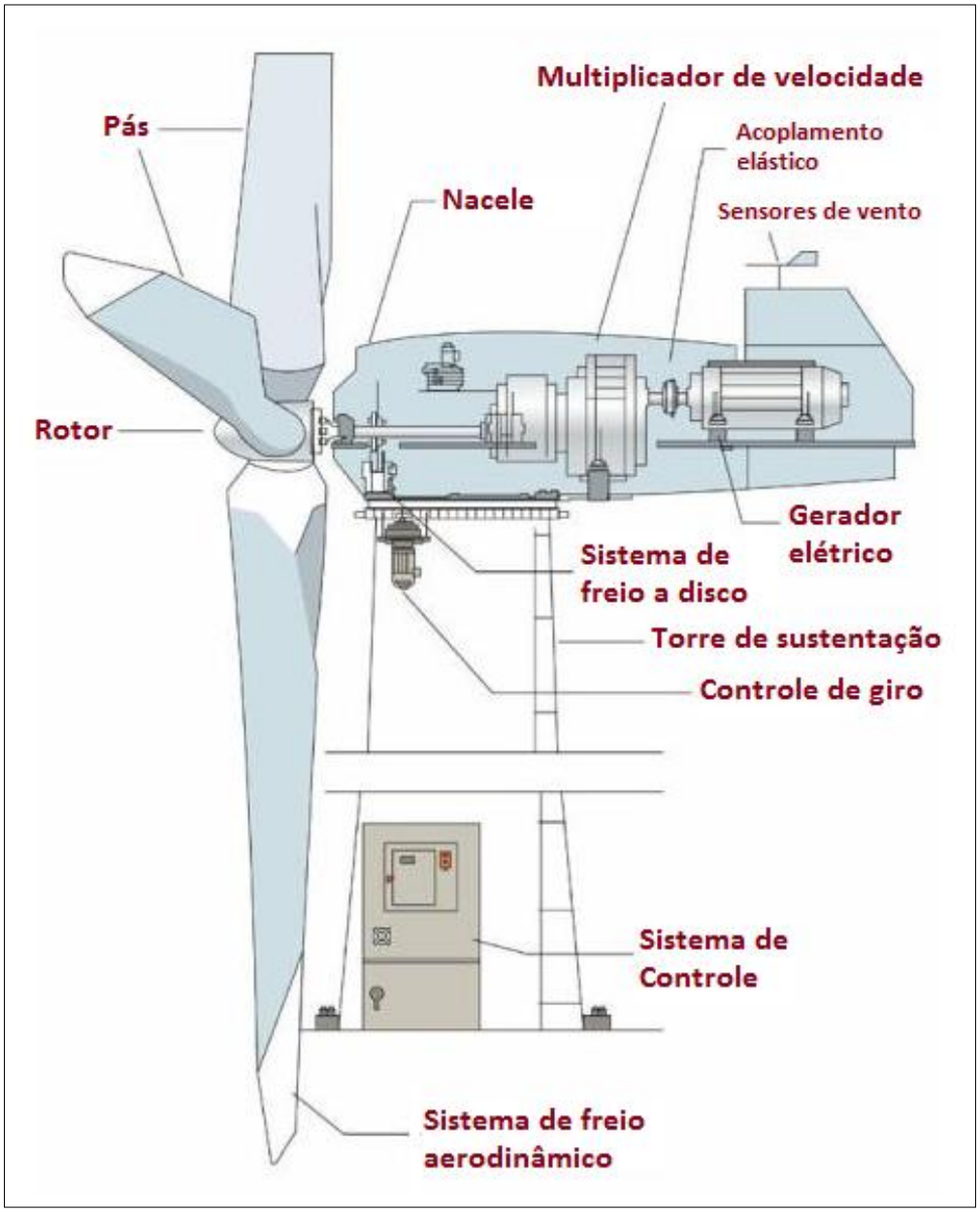


Figura 19 - Principais partes de uma Turbina Eólica

4.1 CARACTERÍSTICAS DOS AEROGERADORES

Os aerogeradores podem ser classificados de acordo com sua velocidade de operação, sendo basicamente de dois tipos: geradores eólicos de velocidade fixa e velocidade variável. A seguir serão mostradas algumas características do aerogerador de velocidade variável (aerogerador de indução duplamente alimentado - *DFIG*). Vale destacar que esse gerador eólico do tipo *DFIG* será utilizado nas simulações.

4.2 AEROGERADORES DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Os aerogeradores de velocidade variável desacoplam a frequência da rede da frequência do rotor a partir da utilização de conversores estáticos de eletrônica de potência entre a turbina e a rede elétrica, com isso permite uma maior extração da energia do vento devido à sua maior capacidade de controle. Os principais aerogeradores dessa categoria são: o gerador de indução duplamente excitado (*DFIG*) e o gerador síncrono conectado à rede através de conversor (*SGFC*).

4.2.1 *DFIG* - GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

O aerogerador *DFIG* (*doubly fed induction generator*) é uma máquina assíncrona trifásica com rotor bobinado, cujo estator se encontra conectado diretamente a rede elétrica enquanto o rotor é conectado a rede através de dois conversores do tipo AC-DC-AC (sendo um do lado do rotor e outro do lado da rede), conforme mostra a figura 20. O conversor do lado do rotor tem como objetivo controlar a potência ativa e reativa do estator, enquanto o conversor do lado da rede controla a tensão do *link CC* de forma a permanecer constante. Nos últimos anos, o aerogerador *DFIG* passou a ser bastante utilizado, pois devido ao crescente desenvolvimento dos dispositivos de eletrônica de potência e das técnicas de controle vetorial (controle desacoplado das potências ativa e reativa), o *DFIG* consegue gerar potência elétrica constante com velocidade de rotação variável. Existem diversas vantagens para utilização do *DFIG*, por exemplo: uma extração maximizada da energia dos ventos e custos reduzidos dos conversores, pois a potência que passa pelos conversores varia de 25-30% da potência nominal do gerador. Os conversores AC-DC-AC são do tipo *back-to-back* e normalmente são constituídos por transistores do tipo *IGBT* (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), que permitem a troca bidirecional de potência ativa entre o rotor e a rede elétrica.

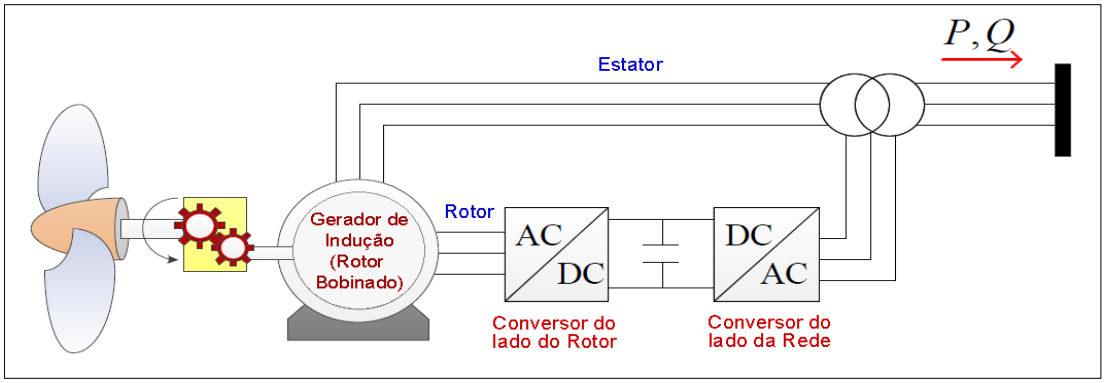


Figura 20 - Esquema do Aerogerador de velocidade variável *DFIG*

De acordo com a figura 21, além do aerogerador *DFIG* trabalhar em velocidade síncrona, outras duas regiões de operação são possíveis para fornecer ou absorver potência ativa ao sistema elétrico:

- **Sub-síncrona**: o sentido do fluxo da potência será da rede para o rotor, pois a velocidade do rotor da máquina é menor que a velocidade síncrona da rede, com escorregamento positivo ($s > 0$). Assim, temos o rotor absorvendo potência da rede ($P_{rotor} < 0$) e o estator está fornecendo para rede.

- **Super-síncrona:** o sentido do fluxo da potência será do rotor para rede, pois a velocidade do rotor da máquina é maior que a velocidade síncrona da rede, com escorregamento negativo ($s < 0$). Assim, a potência será fornecida à rede simultaneamente pelo rotor ($P_{rotor} > 0$) através dos conversores e pelo estator.

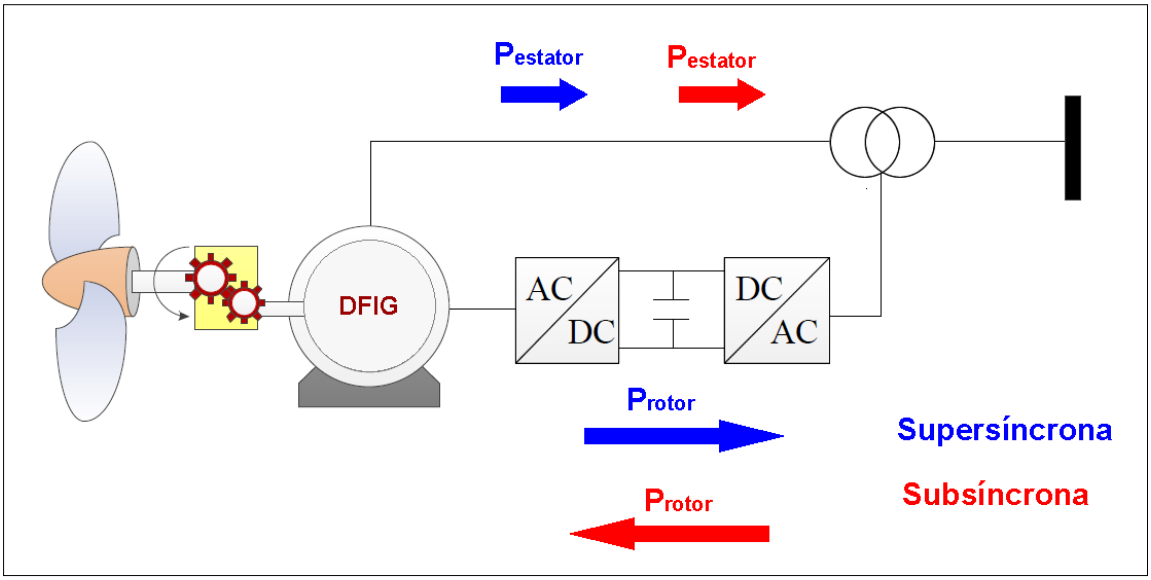


Figura 21 - Modos de operação do Aerogerador *DFIG*

Quando desprezamos as perdas e considerando o gerador operando em regime permanente, podemos escrever que a potência total gerada e entregue à rede pelo aerogerador *DFIG* é dada pela seguinte expressão:

$$P_{t(DFIG)} = P_e + P_r \tag{4.1}$$

onde *Pt* é a potência elétrica total, *Pe* é a potência elétrica do estator e *Pr* a potência elétrica do rotor. Desconsiderando as perdas, podemos relacionar as potências do rotor e mecânica da turbina, através das seguintes expressões:

$$P_{rotor} = -sP_e \tag{4.2}$$

$$P_{mecânica} = P_e(1 - s) \tag{4.3}$$

4.3-) POTÊNCIA DO VENTO

A energia disponível para as turbinas eólicas é a energia cinética, pois está associada a um fluxo de ar movendo-se a uma determinada velocidade v, perpendicular à secção transversal de um cilindro, conforme mostra a figura 22.

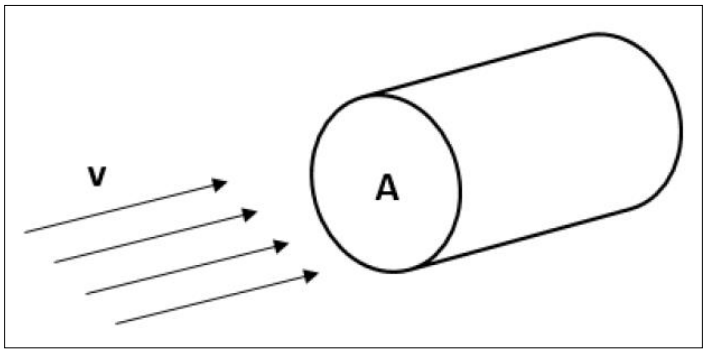


Figura 22 - Fluxo de ar através de uma área transversal

Considerando que toda massa de ar *m* passa pelo cilindro, podemos calcular a energia cinética através da expressão:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \tag{4.4}$$

Onde *Ec* é a energia cinética (Joules), *m* é massa de ar (kg) e *v* é a velocidade da massa de ar em movimento (m/s). Através dessa equação podemos dizer que a energia cinética aumenta com o quadrado da velocidade do vento. A potência disponível no vento é definida como a derivada da energia cinética no tempo:

$$P = \frac{\partial E_c}{\partial_t} = \frac{1}{2} m v^2 \tag{4.5}$$

Devido ao deslocamento do fluxo da massa de ar em um determinado período de tempo, podemos substituir a massa *m* por $\rho A v$, resultando na expressão:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \tag{4.6}$$

Onde *P* é a potência disponível no vento (*W*), ρ é massa especifica do ar (kg/m³), *A* é área da secção transversal (m²) e *v* é a velocidade do vento (m/s). A massa específica do ar ρ depende da temperatura e da pressão atmosférica, de acordo com a seguinte equação:

$$\rho = \frac{P_a}{RT} \tag{4.7}$$

Onde P_a é a pressão atmosférica (Pa), *R* é a constante do ar (287 J/Kg . K) e *T* é a temperatura (K).

4.4-) POTÊNCIA EXTRAÍDA PELAS TURBINAS EÓLICAS

As turbinas eólicas captam uma parte da energia cinética do vento que atravessa a área varrida pelas pás da turbina, que depois é transformada em energia mecânica através do eixo e por fim, será convertida em energia elétrica através do gerador, conforme mostra a figura 23. Dessa forma, existe um fator chamado coeficiente de

potência (*Cp*), que relaciona a potência que se pode extrair de fato do vento (*Pm* - potência mecânica entregue no eixo da turbina) e a quantidade total de potência disponível pelo vento (*Pd*).

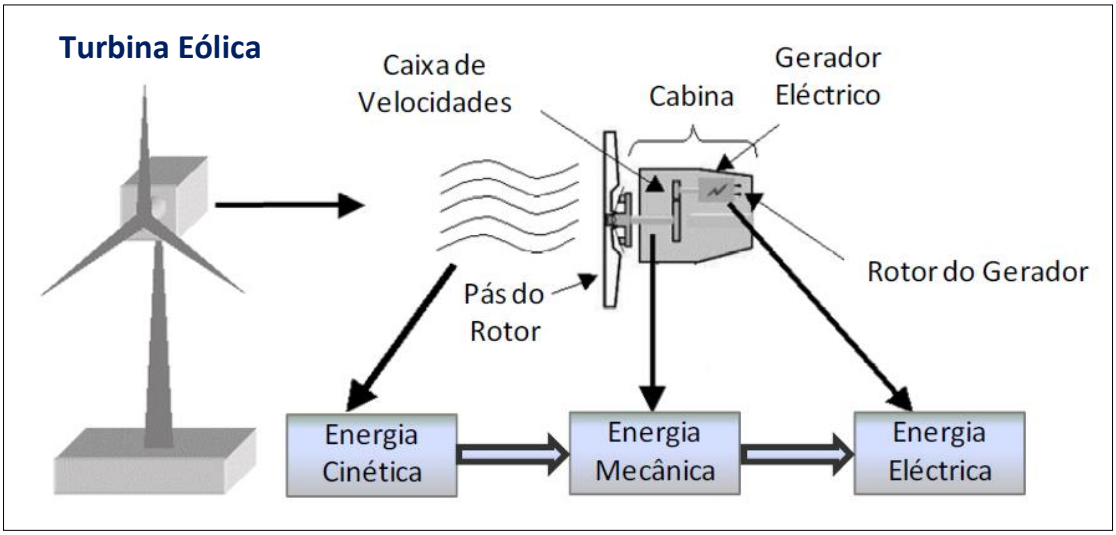


Figura 23 - Princípio de conversão da Energia Eólica

$$C_p = \frac{P_m}{P_d} = \frac{P_m}{\frac{1}{2}\rho A v^3} \qquad (4.8)$$

Sendo assim, a potência mecânica no eixo da turbina eólica pode ser definida em (*watt*), conforme a seguinte expressão:

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \qquad (4.9)$$

Segundo o físico alemão Albert Betz, a máxima potência extraída por uma turbina eólica sob condições ideais de vento é de *Cp*= 59,3% ou 16/27 da potência disponível nos ventos. Porém, em condições reais de operação esse valor é ainda menor, chegando a valores na ordem de *Cp* = 0,45 [4], devido a perdas, como: aerodinâmicas na turbina, no gerador elétrico e na caixa de engrenagem. De acordo, com a figura 24 podemos perceber que o coeficiente de potência de uma turbina eólica varia em função de dois parâmetros, com o ângulo de passo das pás da turbina (β) e com a relação da velocidade λ (*Tip Speed*

Ratio). Através da figura, podemos perceber as diferentes curvas para os ângulos de passo das turbinas eólicas com relação à: *Cp* e λ.

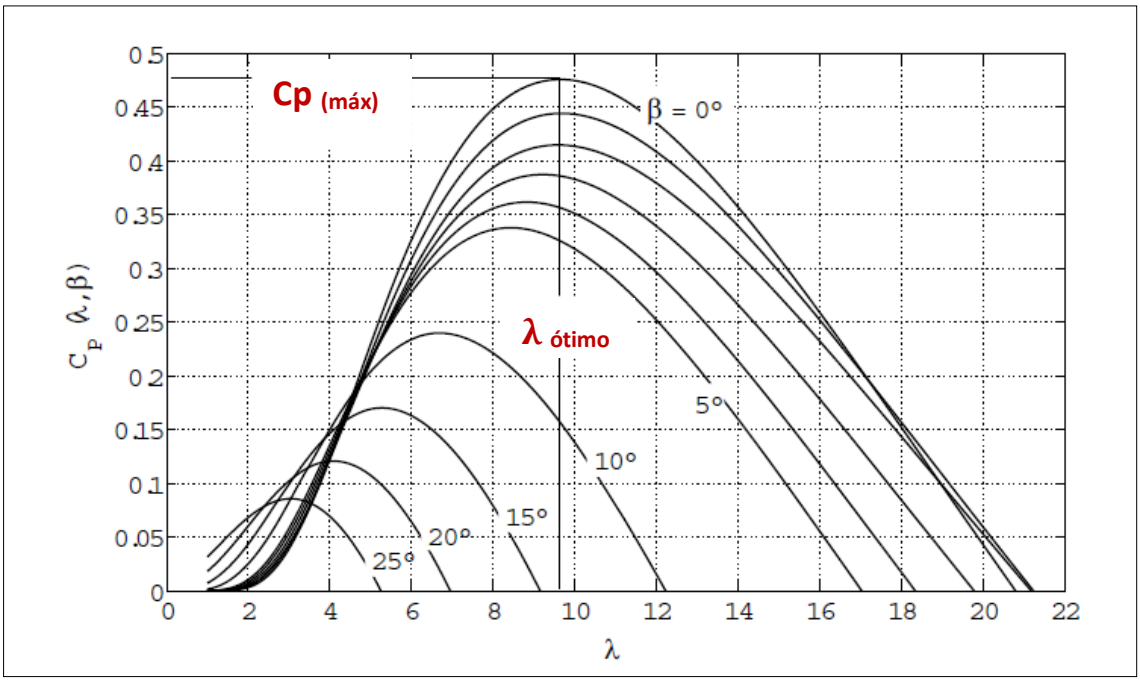


Figura 24 - Curvas do Coeficiente de Potência (λ ,β)

A relação entre a velocidade linear da ponta da pá da turbina de raio *R*, rodando a uma velocidade ω e a velocidade do vento *v* é caracterizada por um fator adimensional, conhecido como velocidade especifica na ponta da pá λ (*Tip Speed Ratio ou TSR*), conforme a expressão:

$$TSR = \lambda = \frac{\omega R}{v} \qquad (4.10)$$

Onde *R* é o raio do rotor (m), *v* é velocidade do vento (m/s) e ω é a velocidade do rotor (rad/s). Sendo assim, podemos concluir que a conversão de energia eólica em mecânica pode ser controlada pela variação do ângulo de passo (β) e pela variação da relação de velocidades (λ), conforme ocorrem variações na velocidade do vento.

As turbinas eólicas são projetadas com a finalidade de produzirem a máxima potência para uma determinada velocidade do vento, respeitando sempre as características e os limites de cada equipamento. Nos aerogeradores de velocidade

variável, para que o coeficiente de potência atingia um valor máximo, a velocidade angular do rotor da turbina pode ser ajustada para diferentes valores de velocidades do vento, visando manter constante o parâmetro $\lambda_{ótimo}$. Sendo assim, para cada velocidade de vento existirá uma velocidade angular do rotor ideal para que se consiga absorver o máximo de energia disponível no vento, considerando um ângulo de passo (β) específico, conforme mostra a figura 25.

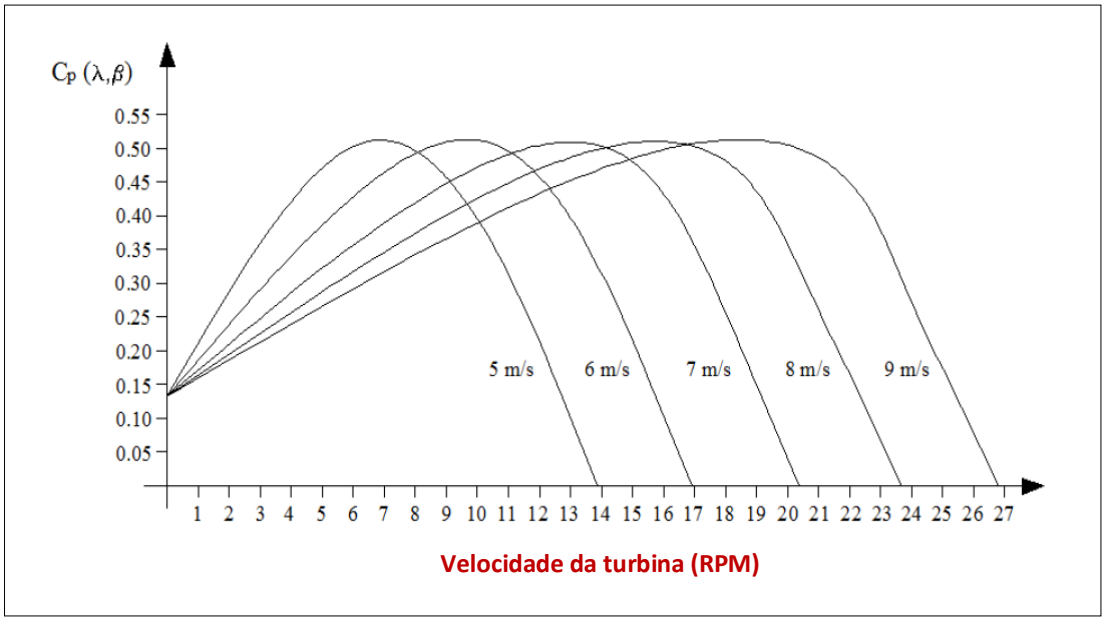


Figura 25 - Coeficiente de potência de um Gerador Eólico de velocidade variável

5. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Serão realizados estudos em um sistema de grande porte com as Eólicas do Nordeste do Sistema Interligado Nacional (SIN). O objetivo das simulações é verificar se com a inserção de um controlador suplementar via *POD* (*Power Oscillation Damping*) no conversor do lado do rotor (na malha de potência ativa ou reativa) das unidades Eólicas do tipo *DFIG*, conseguiremos melhorar o amortecimento das oscilações eletromecânicas do sistema. Sendo assim, será analisado o comportamento dinâmico dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas frente a diversas perturbações que serão simuladas na rede elétrica. Todas as simulações serão realizadas através dos seguintes programas desenvolvidos pelo CEPEL:

- **ANAREDE:** é um programa computacional voltado a análise de Sistemas Elétricos de Potência em regime permanente. Através do ANAREDE vamos obter o ponto de operação do sistema, conhecido como caso base. Após a convergência do sistema na simulação em regime permanente, alguns parâmetros serão mostrados, como por exemplo: potências ativas e reativas dos geradores e cargas, fluxos de potência ativa e reativa das linhas de transmissão e tensões nas barras do sistema.
- **ANATEM:** é um programa computacional no domínio do tempo voltado para análise não linear de fenômenos de estabilidade eletromecânica relativos a grandes perturbações em sistemas elétricos de potência. O caso base simulado no ANAREDE será utilizado como condição inicial para as simulações dinâmicas no ANATEM. Serão simuladas perturbações na rede elétrica, como por exemplo: abertura de linhas de transmissão e um aumento de carga.

Foi utilizada nas simulações a base de dados do ONS, referente a Fevereiro de 2016. De acordo com a base de dados fornecida pelo ONS, existem nove diferentes fabricantes de Geradores Eólicos, sendo os parques eólicos presentes no Nordeste modelados através de três comandos possíveis no ANATEM: *DFNT* (associação de geração a modelo de fonte shunt controlada), *DDFM* (associação de máquina de indução com dupla alimentação aos modelos correspondentes) e *DLDN* (associação de carga dinâmica ao seu modelo). Vale relembrar que para todas as simulações deste artigo, o modelo do aerogerador *DFIG* que está sendo utilizado no ANATEM é o *DDFM*. Porém,

a maioria dos parques eólicos do Nordeste está sendo modelado através do comando *DFNT*, com isso faz-se necessário alterar os modelos originais das plantas de geração eólicas existentes na base de dados de Estabilidade/Transitórios Eletromecânicos do ONS, substituindo-os pelo modelo *DDFM* que vem sendo utilizado neste artigo. Vale destacar que foi ajustada a quantidade de máquinas do tipo *DFIG* no ANATEM e também os despachos de cada parque eólico no ANAREDE. Para o caso base utilizado nas simulações a seguir, a geração eólica dos parques no Nordeste representa um despacho de aproximadamente 3.389 MW.

Devido ao tamanho e complexidade para simulação do SIN através do programa ANATEM, para este sistema serão simulados apenas situações com e sem os controladores *POD* inseridos nas malhas de controle, para os seguintes eventos: o primeiro será a abertura das linhas de transmissão da interligação Norte/Sudeste e de mais duas linhas da UHE de Serra da Mesa para SE Samambaia, o segundo caso será um aumento de carga em diversas barras do sistema. Para este sistema não serão analisados os ajustes nos parâmetros das malhas de controle do canal de potência ativa e reativa nos conversores do lado do rotor do aerogerador *DFIG*, devido à dimensão do sistema e a grande demora para a simulação dos casos. O intuito dessas simulações é verificar se com a inserção de um sinal adicional via controlador *POD (Power Oscillation Damping)* no conversor do lado do rotor (na malha de potência ativa ou reativa) dos aerogeradores do tipo *DFIG*, conseguiremos melhorar o nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas do sistema. Vale destacar que como as máquinas se encontram eletricamente distantes uma das outras será considerado um atraso de 40 milissegundos para o envio do sinal das velocidades angulares das máquinas síncronas (*WMAQ*) para a entrada do controlador *POD*, através do comando *DLOC* (localização remota de sinais para CDU) no ANATEM.

5.1 ABERTURA DAS LINHAS DE TRASNMISSÃO: INTERLIGAÇÃO NORTE/SUDESTE + DUAS LT´S DE SERRA DA MESA P/ SAMAMBAIA

A primeira simulação dinâmica que será realizada com as eólicas do Nordeste do SIN será a abertura das linhas de transmissão da interligação Norte / Sudeste e mais a abertura de duas linhas da UHE Serra da Mesa para SE Samambaia, conforme mostra em destaque na figura 26. Pode-se dizer que esses eventos são considerados de grande

perturbação ao sistema, pois haverá uma perda da interligação Norte / Sudeste com fluxo de 576,17 MW e mais uma perda de 892,18 MW de transmissão das duas LT´s que ligam a UHE Serra da Mesa para SE Samambaia. Dessa forma, surgiram variações nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas do sistema e nos fluxos de potência das linhas de transmissão, por exemplo.

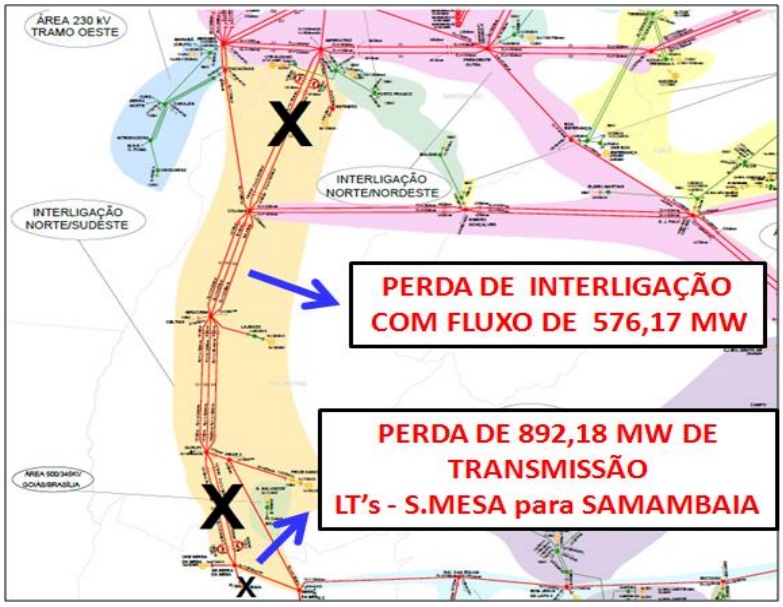


Figura 26 - Destaque das linhas de transmissão que serão abertas para simulação do caso

Foram escolhidas de forma aleatória cinco usinas hidrelétricas localizadas próximas da região Nordeste, para que as velocidades angulares (*WMAQ*) dessas máquinas sejam as variáveis de entrada dos controladores *POD* que serão inseridos nos aerogeradores *DFIG*, conforme mostra a figura 26. A tabela 3 mostra as usinas escolhidas com seus respectivos despachos. Vale destacar que para as simulações os *PSS* das cinco usinas hidrelétricas foram desligados, pois o objetivo é avaliar se com a inserção de controladores *POD* nos geradores eólicos do tipo *DFIG*, conseguiremos amortecer as oscilações eletromecânicas nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas.

Tabela 3 - Número das barras das usinas hidrelétricas com as respectivos despachos

Nº DA BARRA	*USINA HIDRELÉTRICA*	*DESPACHO (ANAREDE)*
5595	UHE ESTREITO	400 MW
6419,6420,6422, 6424,6425	UHE TUCURUÍ	4080 MW
5520	UHE BOA ESPERANÇA	96 MW
5022	UHE PAULO AFONSO	943 MW
6294	UHE SOBRADINHO	185 MW
		TOTAL = 5704 MW

As figuras 27, 28 e 29 mostram uma visão mais sistêmica dos sinais das velocidades angulares das máquinas síncronas das cinco usinas hidrelétricas escolhidas, que servirão de entrada para os controladores *POD* e depois suas saídas serão inseridas nos respectivos aerogeradores do tipo *DFIG*. Vale destacar que existem muitos parques eólicos que se encontram próximos um dos outros que estão modelados por equivalentes em uma mesma barra de geração do tipo PV no ANAREDE. Sendo assim, existem ao todo 52 parques eólicos equivalentes para as simulações das duas grandes perturbações no sistema em estudo.

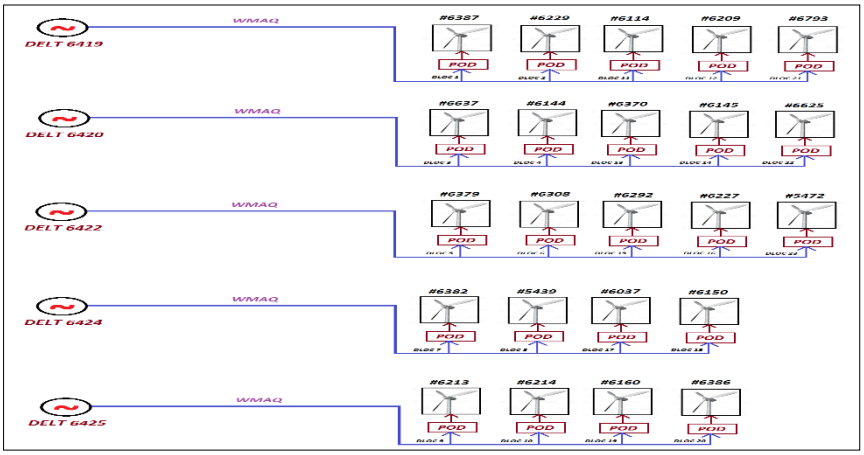


Figura 27 - Esquema com as respectivas velocidades angulares das máquinas da UHE TUCURUI a serem inseridos nos *POD* dos parques

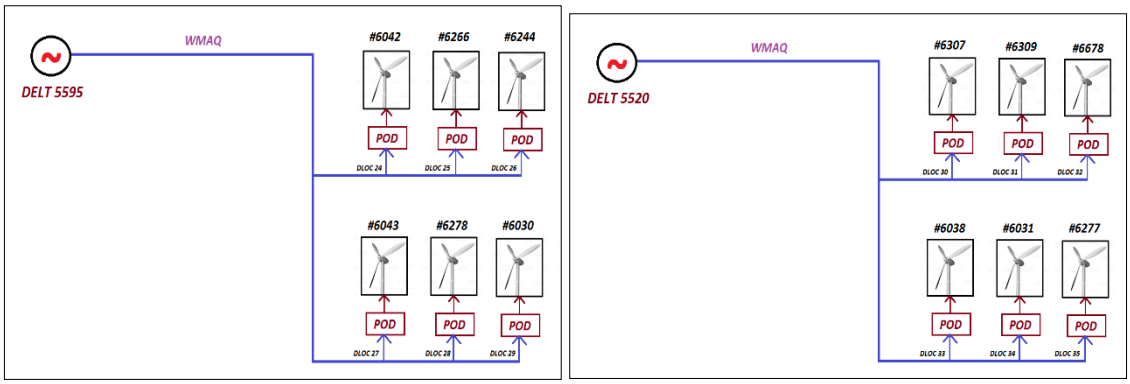


Figura 28 - Respectivas velocidades angulares das máquinas das UHE Estreito e Boa Esperança

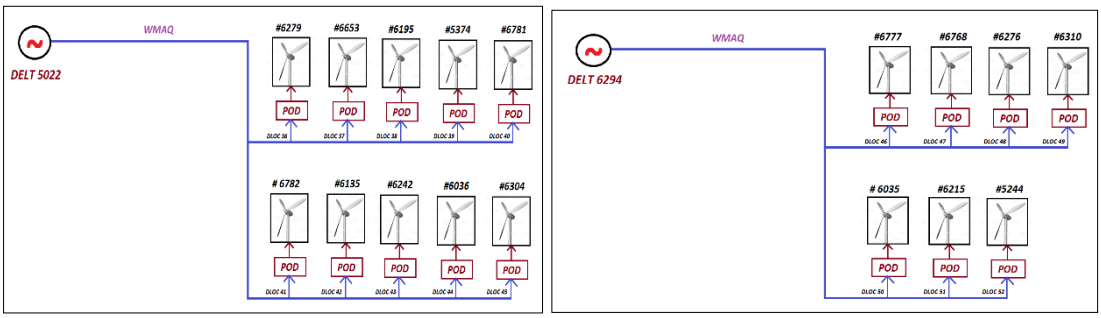


Figura 29- Respectivas velocidades angulares das máquinas das UHE Paulo Afonso e Sobradinho

Serão realizadas variações nos parâmetros do *POD* através de tentativas e erros até encontrarmos o melhor ajuste do controlador para melhorar o amortecimento das oscilações eletromecânicas do sistema. Após diversas tentativas os melhores valores encontrados para os parâmetros dos controladores *POD* na malha de potência ativa (Vqr) estão mostrados na figura 30. Para a malha de potência reativa (Vdr), os valores com os parâmetros que foram utilizados no *POD* também estão na figura 30.

Figura 30 - Parâmetros utilizados para o controlador *POD* na malha de Vdr e Vqr

A figura 31 mostra a proposta de se inserir um controlador *POD* na malha de controle de potência ativa (Vqr) no conversor do lado do rotor do aerogerador *DFIG*. Percebe-se que a saída do *POD* será adicionada no primeiro somador, respeitando o mesmo sinal negativo da referência de velocidade *WREF*. A proposta de se inserir um controlador *POD* na malha de controle de potência reativa (Vdr) no conversor do lado do rotor do gerador eólico *DFIG* é mostrada na figura 32.

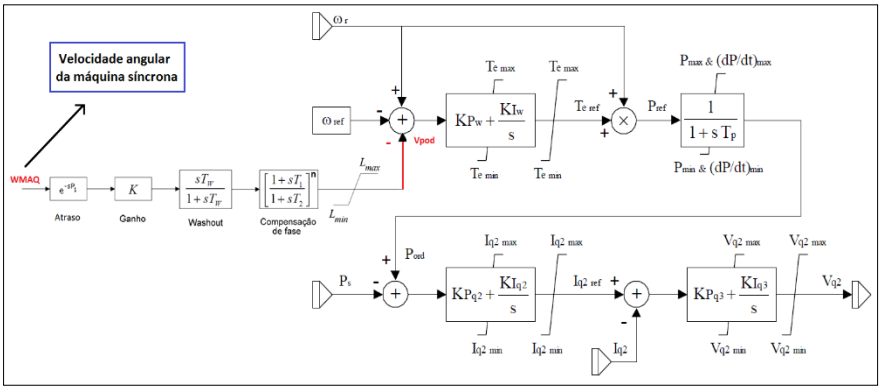


Figura 31 - Instalação do controlador *POD* na malha de potência ativa (Vqr)

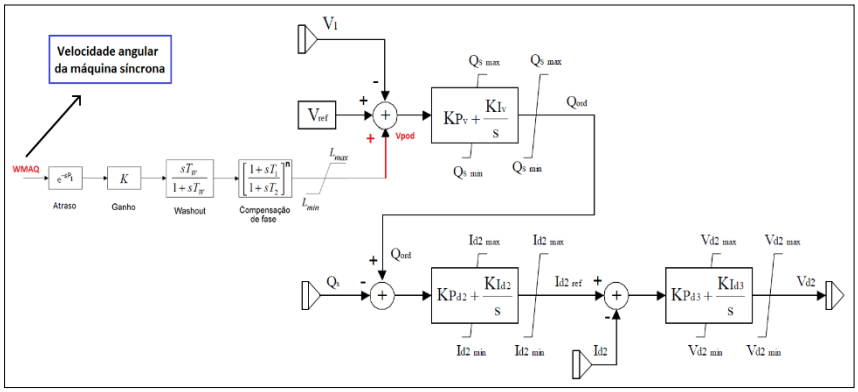


Figura 32 - Instalação do controlador *POD* na malha de potência ativa (Vqr)

Pela figura 33 podemos ver as oscilações nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas frente à abertura das linhas de transmissão da interligação Norte / Sudeste e mais a abertura de duas linhas da UHE Serra da Mesa para SE Samambaia. Pode-se perceber que existem oscilações eletromecânicas pouco amortecidas nos ângulos das máquinas síncronas das cinco usinas hidrelétricas escolhidas. Sendo assim, vamos projetar controladores *POD* para serem inseridos nas malhas de potência ativa ou reativa dos conversores do lado do rotor do *DFIG*.

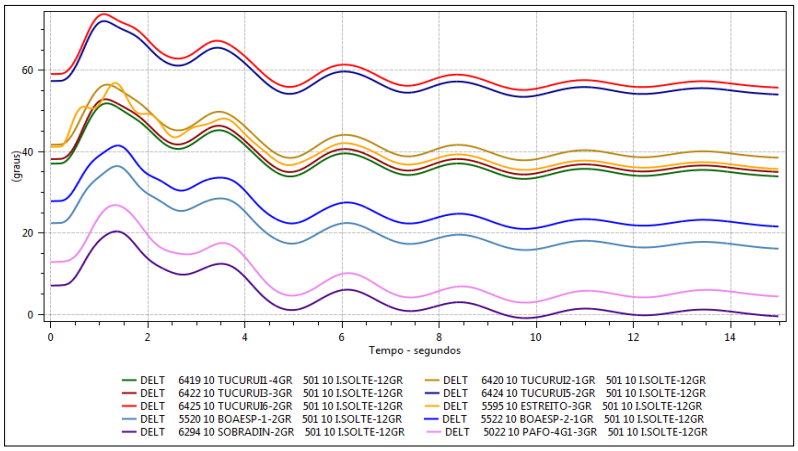


Figura 33 - Comportamento dos ângulos das máquinas síncronas selecionadas frente a abertura das linhas de transmissão destacadas anteriormente

A figura 34 da esquerda mostra o comportamento dinâmico dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas da UHE Tucuruí, sem a presença dos *POD* (linhas contínuas) e com a inserção dos controladores *POD* (linhas tracejadas) na malha de potência ativa (Vqr) nos conversores do lado rotor dos aerogeradores *DFIG*. Podemos perceber que a instalação de controladores *POD* na malha de potência ativa (Vqr) nos conversores do lado rotor, contribuiu para uma melhora no nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência. Destaca-se também que houve uma redução das amplitudes do primeiro *swing* nos ângulos dos rotores com o *POD*.

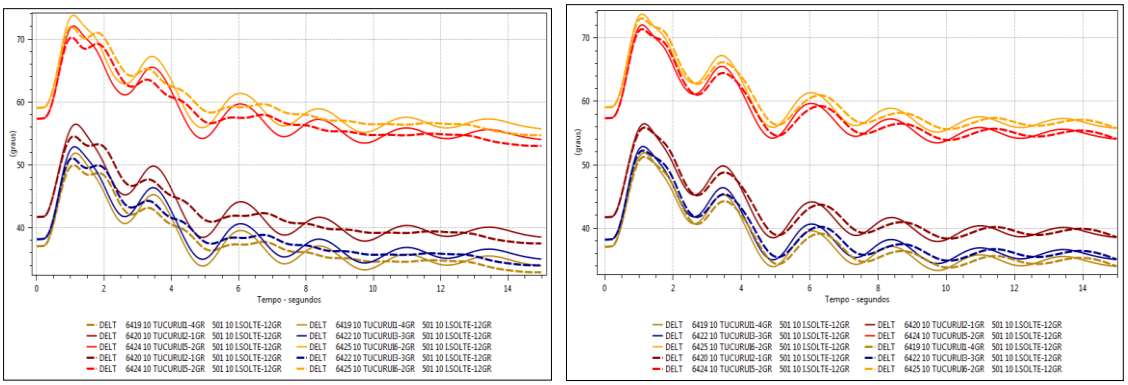


Figura 34 - Ângulos da UHE Tucuruí com *POD* (linhas - - -) e sem *POD* (linhas ——)

A figura 35 da direita mostra o comportamento dinâmico dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas da UHE Tucuruí, com e sem a presença dos *POD* na malha de potência reativa (Vdr) nos conversores do lado rotor dos aerogeradores *DFIG*.

Pode-se observar pelas figuras 36 e 37 mostram o comportamento dos ângulos DELT das máquinas síncronas das UHE: Boa Esperança, Estreito, Sobradinho e Paulo Afonso. Podemos ver pelas curvas em verde algumas oscilações existentes para o caso sem a presença do controlador *POD*. As curvas em vermelho mostram o caso com a inserção do controlador *POD* na malha de potência reativa (Vdr) com os parâmetros da figura 30. Percebe-se que para os parâmetros ajustados para essa malha, o controlador *POD* contribuiu pouco para o amortecimento das oscilações eletromecânicas. A curva em marrom mostra o caso com a instalação do controlador *POD* na malha de potência ativa (Vqr) do conversor do lado do rotor. É possível verificar uma melhora considerável no nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas para os ângulos dos rotores das máquinas síncronas das cinco usinas.

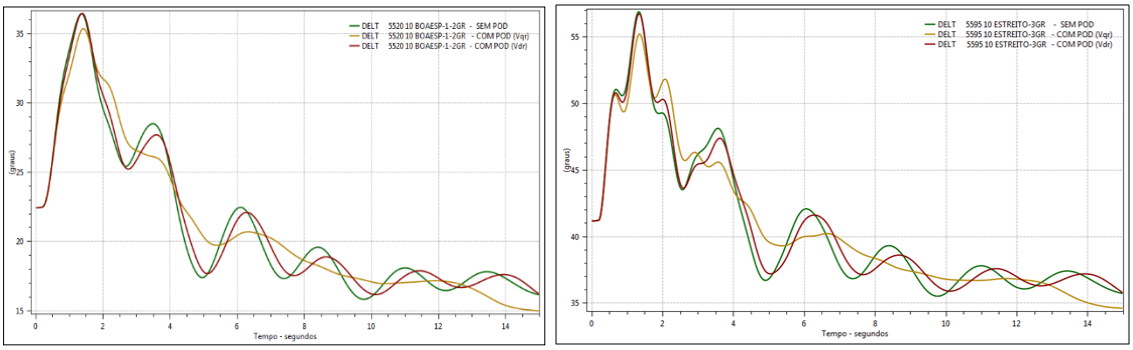


Figura 36 - Ângulos da UHE Boa Esperança e UHE Estreito com e sem o *POD*

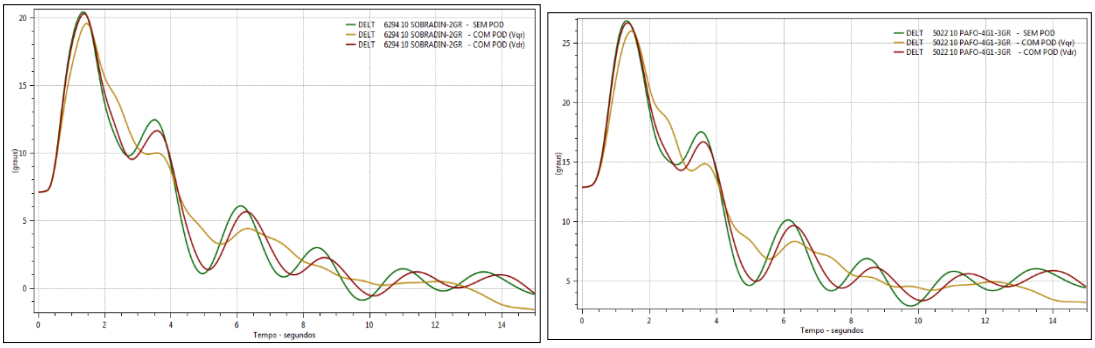


Figura 37 - Ângulos da UHE Sobradinho e UHE Paulo Afonso com e sem o *POD*

5.2 AUMENTO DE CARGA EM VÁRIAS BARRAS DO SISTEMA

Por fim, foi realizada uma última simulação com um aumento de carga em várias barras do sistema com as Eólicas do Nordeste do SIN. Houve um aumento de carga através do comando MDLD no ANATEM em 74 barras localizadas mais próximas das regiões onde se concentram os Parques Eólicos do Nordeste. Em média houve um aumento de 10% de carga em cada uma das 74 barras.

De acordo com a figura 38 podemos ver as oscilações dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas frente ao aumento de carga em 74 barras do sistema. Percebe-se que existem oscilações eletromecânicas nos ângulos das máquinas síncronas das cinco usinas hidrelétricas previamente selecionadas. Dessa forma, iremos projetarmos uma malha de controle suplementar via *POD* para serem inseridos na malha de potência ativa (Vqr) ou reativa (Vdr) dos conversores do lado do rotor do *DFIG*, com o objetivo de melhorar o amortecimento das oscilações. Para este tipo de perturbação aplicado ao sistema, os valores dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas no primeiro *swing* tendem a diminuir, pois como houve um aumento de carga no sistema, haverá um desequilíbrio entre as potências mecânicas e a elétrica nos eixos dos geradores e com isso as mesmas irão desacelerar inicialmente (potência acelerante será negativa).

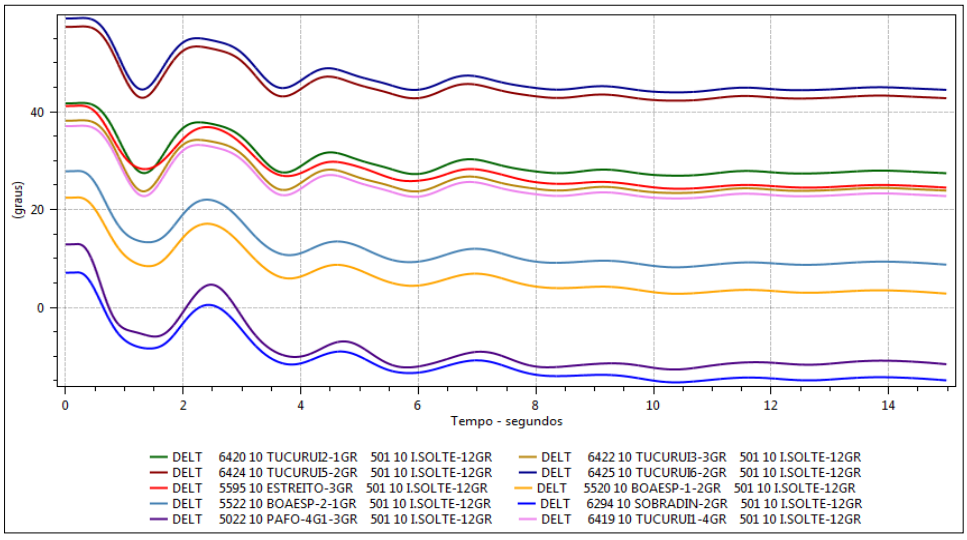


Figura 38 - Comportamento dos ângulos das máquinas síncronas selecionadas frente ao aumento de carga em 74 barras do sistema

A figura 39 da direita mostra os ângulos dos rotores das máquinas síncronas da UHE Tucuruí com a presença dos controladores *POD* (linhas tracejadas) nas malhas de potência ativa (Vqr) nos conversores lado rotor dos aerogeradores *DFIG* e sem a presença

dos *POD* (linhas contínuas). Nota-se uma redução na amplitude no primeiro swing e também uma melhora no nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas da UHE Tucurui. A figura 21 da direita mostra o comportamento dinâmico dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas da UHE Tucuruí, com e sem a presença dos *POD* na malha de potência reativa (Vdr) nos conversores do lado rotor dos aerogeradores *DFIG*.

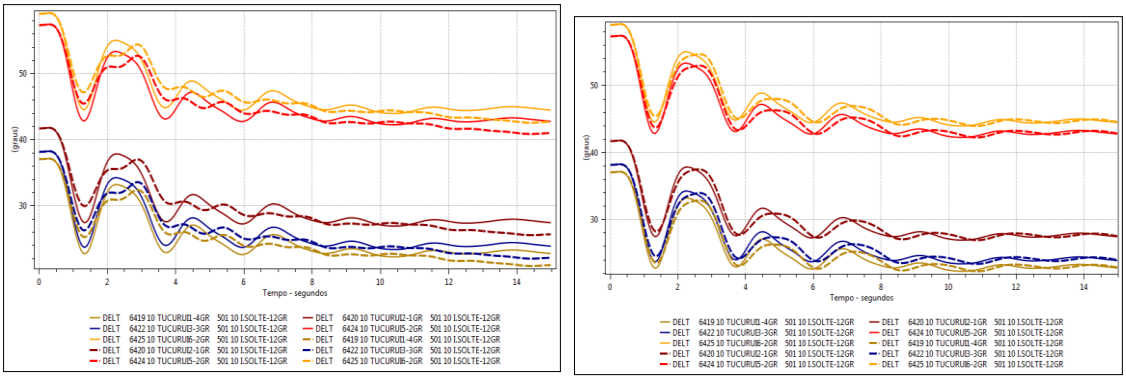


Figura 39 - Ângulos da UHE Tucuruí com *POD* (linhas - - -) e sem *POD* (linhas—)

A figura 40 mostra o comportamento dinâmico dos ângulos das máquinas síncronas das UHE: Boa Esperança e Estreito. Pela curva em verde observamos algumas oscilações para o caso sem a instalação do controlador *POD*. A curva em vermelho mostra uma leve melhora no nível de amortecimento das oscilações para a inserção do controlador *POD* na malha de potência reativa (Vdr). Assim como nos casos mostrados anteriormente, os ajustes dos parâmetros para o caso da instalação do controlador *POD* na malha de potência ativa (Vqr), mostram-se mais eficazes para melhorar o amortecimento das oscilações.

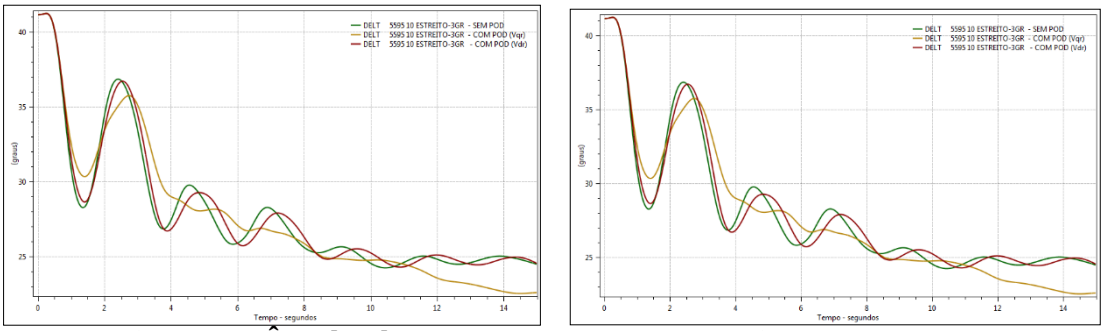


Figura 40 - Ângulos da UHE Boa esperança e Estreito com e sem o *POD*

Para finalizar, a figura 41 mostra os ângulos das máquinas síncronas da UHE: Sobradinho e Paulo Afonso. A curva em verde é o caso sem a instalação do controlador *POD* em qualquer uma das malhas. A curva em vermelho mostra a instalação do controlador *POD* na malha de potência reativa (Vdr). Podemos verificar pela curva em marrom que mais uma vez os ajustes feitos para a instalação do controlador *POD* na malha de potência ativa (Vqr) mostraram-se mais eficazes para melhorar o nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência.

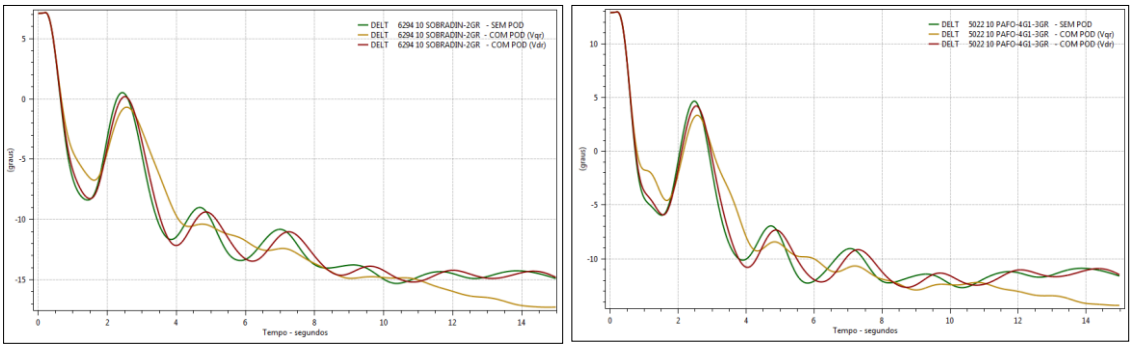


Figura 41 - Ângulos da UHE Sobradinho e Paulo Afonso com e sem o *POD*

6. CONCLUSÃO

A busca por fontes renováveis de geração de energia e o desenvolvimento tecnológico têm contribuído bastante para a rápida expansão da Energia Eólica no Brasil e no mundo. Devido à crescente inserção da Geração Eólica nos sistemas elétricos de potência, os mesmos podem alterar a estrutura, a operação, o planejamento e a dinâmica dos SEP. Sendo assim, é muito importante que cada vez mais existam critérios técnicos e procedimentos para que a conexão dos Parques Eólicos aos sistemas elétricos também contribua para uma melhor confiabilidade e desempenho da estabilidade dos sistemas de potência. Neste contexto, este artigo propõe o desenvolvimento de uma malha de controle suplementar via *POD* (*Power Oscillation Damping*) inserido nas unidades de Geração Eólica do tipo *DFIG* (*Doubly Fed Induction Generator)*, com o objetivo melhorar a margem de Estabilidade dos Sistemas Elétricos de Potência.

Para verificar a eficácia da inserção de controladores *POD* nas malhas de potência ativa (Vqr) ou reativa (Vdr) do conversor do lado do rotor do aerogerador *DFIG*, foram realizadas duas simulações com as Usinas Eólicas do Nordeste do SIN através dos

programas ANAREDE e ANATEM: a primeira foi à abertura das linhas de transmissão, da interligação Norte-Sudeste e de mais duas LT da UHE Serra da Mesa para SE Samambaia. A segunda simulação realizada foi o aumento de carga em várias barras da região Nordeste. Vale relembrar que foram realizadas diversas tentativas até encontrarmos os melhores parâmetros (*Kstab, Tw, T1, T2, T3 e T4*) para inserir um controlador *POD* nas malhas de potência ativa ou reativa do conversor do lado do rotor, visando melhorar o amortecimento das oscilações eletromecânicas.

Sendo assim, podemos concluir através das simulações realizadas que a inclusão da malha de controle suplementar via *POD* (*Power Oscillation Damping*) na malha de potência ativa (Vqr) ou reativa (Vdr) do conversor do lado do rotor dos aerogeradores *DFIG*, foi eficaz para melhoria do nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas do sistema. Com isso, as unidades Eólicas do tipo *DFIG* existentes no sistema elétrico, se tornam uma alternativa possível para melhorar o nível de amortecimento das oscilações eletromecânicas através da instalação de *POD*.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1]. EPE. “Plano decenal de expansão de energia 2024”. Relatório técnico, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2015.

[2]. ABBEOLICA. “Diretoria Técnica - Dados Mensais em Setembro de 2017 para Geração Eólica no Brasil”. Relatório técnico, Associação Brasileira de Energia Eólica, 2017.

[3]. Malha de Transmissão do Sistema Interligado Nacional (Ano 2017) [online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas> acesso em 15 de Agosto 2017.

[4]. PINTO, M. O. Fundamentos de Energia Eólica (Em Português do Brasil). LTC, 2013. ISBN: 978-85-216-2160-7.

[5]. Capacidade de Geração Eólica no ano de 2015. [online]. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2016/01/capacidade-de-geracao-eolica-tem-crescimento-de-56-9-em-2015> acesso em 15 de Junho 2017.

[6]. Investimentos no Brasil para o setor Eólico durante 10 anos. [online]. Disponível em:<http://www.abdib.org.br/noticias-do-dia/noticias-do-dia-/investimentos-em-eolica-somam-us-28-bi-em-dez-anos> acesso em 8 de Junho 2017.

[7]. GWEC. Global Wind Report - Annual Market Update 2015. Relatório técnico, Global Wind Energy Council, 2016.

[8]. ODILON AMARENTE, MICHAEL BROWER, J.Z.A.S. "Atlas do Potêncial Eólico Brasileiro". 2001.

[9]. 500 GW em potêncial de Energia Eólica no Brasil [online]. Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br/>. Acesso em: 20 de março 2017.

[10]. Potêncial Eólico Brasileiro [online]. Disponível em: <https://www.slideshare.net/afermartins/casasolar2011-10243851> acesso em 7 de Março 2017.

[11]. KUNDUR.P, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.

[12]. MENDES, P. P. C - Apostila do curso de Estabilidade e Dinâmica I, FUPAI/UNIFEI, Minas Gerais, MG, 2016.

[13]. SOLVINA INTERNACIONAL. "Power Plant Commissioning & Testing - Services for grid integration and operation approval". Relatório técnico, Solvina Internacional AB Sweden.

[14]. DONIZETE, B.B. Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em sistemas elétricos através de compensação dinâmica de reativos. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 1995.

[15]. PAI, M.A, SEN GUPTA, D.P, PADIYAR K.R, "Small Signal Analysis of Power Systems", Alpha Science International, 2004.

[16]. LEÓN, S. Projeto de Estabilizadores de sistemas de potência utilizando sinais remotos via algoritmos genéticos. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, 2011.

[17]. PAL, B., CHAUDHURI, B., "Robust Control in Power Systems". Springer, 2005.

[18]. JEREMIAS, T. Implementação e Análise de Metodologias de Identificação de Oscilações Eletromecânicas em um Ambiente de Aplicativos para Sincrofasores. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.

[19]. TAYLOR, C. "Power System Voltage Stability", McGraw-Hill, 1994.

[20]. TARANTO, G. N. - Notas de aula da disciplina: COE 754 - Dinâmica e Controle de Sistemas de Potência , COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2010.

[21]. MARTINS, N., BARBOSA, A.A., FERRAZ, J.C.R., "Retuning stabilizers for ….the North - South Brazilian interconnection", Institute of Electrical and …Electronics Engineers (IEEE), jun 2005, doi: 10.1109/PESS.1999.784325.

[22]. VIEIRA, J. P. A. Otimização de controladores utilizando algoritmos genéticos para melhoria da capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão de aerogeradores de indução duplamente excitados. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Pará, 2009.

[23]. ANAYA-LARA, O., JENKINS, N., EKANAYAKE, J.; CARTWRIGTH, P.; HUGHES M. Wind energy generation: Modelling and control. John Wiley & Sons, Chichester, UK, 2009.

[24].ONS- Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão à rede básica

INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL APLICADA NA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE AEROGERADORES: ESTUDO EXPLORATÓRIO

Mateus Guilherme Melo de Souza [1], Brennda Louyse Conceição de Moura[1], Mario Orestes Aguirre González[1], David Cassimiro de Melo[1] e Rafael Monteiro de Vasconcelos[1]

1 Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFRN
Grupo de Pesquisa Cri-Ação: Renewable Energy

Avenida Senador Salgado Filho, 3000 - Lagoa Nova, Natal - RN, Brasil

mateusguil.melo@gmail.com, mario@ct.ufrn.br, davidcassi@yahoo.com.br; rafaelmonteirov@yahoo.com.br

Resumo

O aquecimento global proveniente do efeito estufa fez acender na comunidade internacional a necessidade de mudança na matriz energética mundial em direção ao maior uso de fontes renováveis para geração de energia elétrica. Nesse cenário, a energia eólica vem em expansão global. Como essa indústria depende de um equipamento central, o aerogerador, a operação e manutenção é fundamental para a obtenção de altos índices de fator de capacidade. A aplicação de novas tecnologias, como a Inteligência Artificial, na operação e manutenção de aerogeradores pode contribuir para esse objetivo. Este estudo tem como objetivo identificar como está sendo a aplicação de Inteligência Artificial na operação e manutenção de aerogeradores. Para tanto, foi realizada uma pesquisa exploratória utilizando o método de revisão bibliográfica sistemática com a análise de 51 artigos. Como resultado, foram encontradas aplicações tanto para o aerogerador completo, como para equipamentos específicos como *gearbox* e gerador. Os trabalhos também apresentaram resultados satisfatórios em termos de tempo de previsão antes da ocorrência da falha, acurácia na classificação de falhas e economia percentual nas atividades de manutenção.

Abstract

The global warming made the international community aware of the necessity of changes in the global energy matrix towards sustainable energy generation. In this scenario, the wind energy industry has been growing globally. As this industry depends extensively on a single equipment, the wind turbine, the operations and maintenance activities are fundamental in the strive for a higher capacity factor index. The application of new technologies such as Artificial Intelligence may contribute to this

objective. Hence, this paper has the main goal of identify how is the application of artificial intelligence in the wind turbines operations and maintenance activities are being held. In order to do so, an exploratory research through the systematic literature review method was undertaken with the analysis of 51 papers. As a result, either applications for the wind turbine as a whole or for specific pieces of equipment such as gearbox and generator were found. The articles selected also demonstrated good results in terms of early fault identification, accuracy in fault identification and percentual savings in maintenance activities.

1. Introdução

A geração de energia elétrica é um tópico essencial para o desenvolvimento socioeconômico, sendo papel central na economia de alguns países (GONZÁLEZ; GONÇALVES; VASCONCELOS, 2017; LIMA; FERREIRA; VIEIRA, 2013). Considerando a geração da energia elétrica, há a preocupação na comunidade internacional no que tange a matriz energética mundial, principalmente na busca por uma matriz sustentável. Essa preocupação foi expressa no acordo de Paris em 2015 que, para mitigar os efeitos do aquecimento global, teve como discussão o direcionamento da matriz energética mundial em direção ao setor de energias renováveis.

A energia eólica tem papel fundamental nesse crescimento. De acordo com o IRENA (2018), a busca por uma matriz energética com maior participação de fontes renováveis vem crescendo e a prospecção até 2050 é que a energia eólica representará cerca de 36% de toda a produção de energia elétrica, sendo a fonte mais utilizada.

Diante desse cenário, o Brasil se destaca como maior e mais promissor mercado da América Latina (GONZÁLEZ; GONÇALVES; VASCONCELOS, 2017). Com mais de 14 GW de capacidade instalada, o país é o 8° do mundo em capacidade instalada de energia eólica (ABEEÓLICA, 2019). Além disso, só em 2017, a indústria de energia eólica atraiu cerca de 11,4 bilhões de reais em investimentos, gerando 30 mil empregos, além de ser estratégica na produção de energia principalmente para a região nordeste, que enfrenta longos anos de secas que prejudicam a produção de energia por meio das hidrelétricas (ABEEÓLICA, 2018). Dessa forma, o aumento de competitividade dessa indústria é importante não só por questões ambientais, como também econômicas para o Brasil.

Nesse contexto, as atividades de operação e manutenção (O&M) representam uma parcela importante nos custos relacionados a investimentos em energia eólica, e dessa forma, melhorias nessa área podem ter impacto direto na competitividade do setor. De acordo com VESELY (2017), os custos de O&M são responsáveis por cerca de 30% de *Levelized Cost Per KWh* (indicador que mede o custo do ciclo de vida do projeto pela sua produção de energia elétrica).

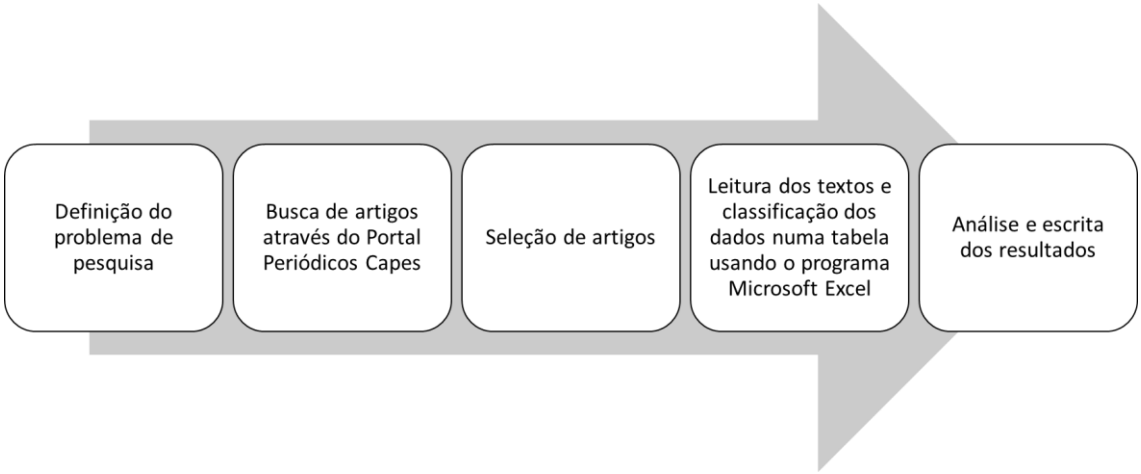
Na busca por aumento de competitividade, os adventos trazidos pela indústria 4.0, como a inteligência artificial, estão revolucionando vários setores, o que não poderia ser diferente na energia eólica. Empresas como GE, Siemens e SAP vêm investindo em pesquisa e desenvolvimento nessa área, com foco relacionado a prevenção de falhas utilizando *Machine Learning* (VESELY, 2017). Além disso, a fabricante MHI Vestas anunciou o uso de um sistema de aquisição de dados 600 vezes mais veloz do que o sistema SCADA tradicional em seu *MVOW Smart Turbine portfolio* (MHI VESTAS, 2018). O uso de técnicas de *Big-data* para exploração eficiente dessas grandes quantidades de dados é mais um motivo para acreditar que as ferramentas da indústria 4.0 estão vindo pra ficar na manutenção de aerogeradores. Diante desse contexto, a pesquisa traz a seguinte problemática: **Como está sendo a aplicação de inteligência artificial na O&M de aerogeradores?**

Dessa forma, esse trabalho tem como objetivo identificar as principais aplicações de inteligência artificial na O&M de aerogeradores. O artigo está dividido em 5 seções, sendo a primeira a introdução. A segunda descreve o método da pesquisa, mostrando o passo-a-passo realizado na revisão bibliográfica sistemática. A terceira sessão apresenta o Estado da Arte relacionando inteligência artificial na operação e manutenção de aerogeradores. Por fim, tem-se os resultados, na sessão 4, e as conclusões e recomendações, última sessão.

2. Método de pesquisa

O método de pesquisa ou procedimento técnico utilizado para esse trabalho é a revisão bibliográfica sistemática. A revisão bibliográfica sistemática é um método de pesquisa confiável que apresenta seus resultados através de conhecimento estruturado e não tendencioso sobre o tema escolhido (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017). A pesquisa foi conduzida em 5 estágios, como mostrado na Figura 1.

Figura 1: Estágios da pesquisa.



O primeiro estágio teve como objetivo encontrar as palavras-chave associadas ao tema através da leitura de teses e dissertações, definindo a problemática de pesquisa como: "como está sendo a aplicação de inteligência artificial na operação e manutenção de aerogeradores?". A partir de então, com o conhecimento inicial sobre as palavras-chave do tema, foi iniciado o segundo estágio, que consistiu na busca de artigos científicos através da base de dados do Portal Periódicos da Capes, portal que congrega 130 bases referenciais, incluindo *Scopus*, *Web of Science* e *Science Direct*, além de outros conteúdos como bases dedicadas ao estudo de patentes, livros, enciclopédias e normas técnicas. A busca foi realizada utilizando a combinação de palavras-chave relacionadas a inteligência artificial e energia eólica mostrada no Quadro 1. Foram buscados somente artigos no idioma inglês.

Quadro 1: Combinação de palavras-chave utilizadas para obtenção dos artigos.

Key Words		
AI	AND	WIND ENERGY
Artificial Intelligence		Wind Energy
Neural Networks		Wind Power
Deep Learning		Wind Turbines
Machine Learning		Wind Farms
Data Mining		Wind Park
IOT		

Na terceira fase, foram lidos os resumos dos trabalhos encontrados na busca, descartando os que não tinham relação com o tema e os artigos repetidos, chegando num total de 51 artigos, esses foram então lidos inteiramente e suas informações relevantes para análise de conteúdo foram coletadas e organizadas numa tabela usando o programa Microsoft Excel. Por fim, essas informações

foram analisadas e usadas para apresentação das principais aplicações de inteligência artificial na operação e manutenção de aerogeradores, de forma a responder a problemática de pesquisa.

3. Estado da arte em inteligência artificial na operação e manutenção de aerogeradores

3.1 Inteligência artificial

A Inteligência artificial (IA) é a habilidade de uma máquina ou artefato de executar funções que caracterizam o pensamento humano. Em computação, esse termo é aplicado a programas e sistemas que podem efetuar tarefas mais complexas do que programação direta, ainda que distante do grau de complexidade do pensamento humano (KALOGIROU, 2002). Ela busca imitar o pensamento humano com o intuito de desenvolver sistemas inteligentes para a solução de problemas complicados. A capacidade de processamento do computador em executar cálculos matemáticos milhões de vezes mais rápido do que a capacidade humana, por vezes, faz algumas áreas da IA terem performance superior ao cérebro humano. A IA é aplicada em vários campos como no design de produtos, na contabilidade financeira, economia, medicina (JHA *et al.*, 2017).

O aprendizado de máquina (*machine learning*) vem crescendo bastante com as aplicações de inteligência artificial aliada a internet das coisas (*IoT*), impulsionando avanços significativos na indústria (VESELY, 2017). No contexto da energia eólica, as ferramentas de inteligência artificial vêm sendo utilizadas em diversas aplicações. Jha *et al.* (2017), ressaltam que a maioria das pesquisas relacionando IA e energia eólica focam na previsão de velocidade do vento e geração de energia, no entanto, outras áreas de conhecimento como projeto do sistema de geração de energia, otimização de riscos, e diagnostico de falha também têm representação na pesquisa.

Os métodos de inteligência artificial que mais aparecem na literatura envolvendo a operação e manutenção de aerogeradores são:

- Redes neurais: De maneira geral, é uma máquina projetada para a modelagem de tarefas particulares exercidas pelo cérebro humano. De forma mais específica, é um processador constituído de unidades de processamento simples com propensão natural de armazenar conhecimento, após passar por um processo de aprendizagem, aonde as conexões entre os neurônios, conhecidas como pesos sinápticos, armazenam o conhecimento adquirido do ambiente (HAYKIN, 1999). Nos trabalhos selecionados por essa pesquisa, esses métodos são usados predominantemente em clusterização de dados, modelagem e classificação.

- Máquinas de vetores de suporte: É um método que mapeia um banco de dados em um espaço de várias dimensões e então o separa através de planos otimizados, permitindo assim uma classificação ótima dos dados (VAPKIN, 1998).
- Arvores de decisão: São métodos de aprendizado supervisionado que separam decisões complexas em uma série de decisões simples divididas em nós, com o objetivo de minimizar ao máximo o erro de previsão, dessa forma, em cada nó, a variável de entrada que mais minimiza o erro é a candidata selecionada a passar para o nó seguinte. Portanto, a previsão acontece ao caminhar do nó raiz até o nó folha, que entrega o output do método. (MAZIDI; TJERNBERG; BOBI, 2017).
- Lógica fuzzy: Em inteligência artificial, a lógica fuzzy tenta imitar o pensamento humano explorando modelos de raciocínio aproximados em vez de exatos, trabalhando com variáveis que variam entre 0 (totalmente falso) e 1 (totalmente verdadeiro) em vez de variáveis binárias (AZADEGAN *et al.*, 2011). Essa lógica é muitas vezes aplicada na construção de *Expert Systems*. Como esses tipos de sistemas se baseiam em regras de especialistas humanos, ele pode conter expressões vagas que muitas vezes são modeladas melhor pela lógica *fuzzy* do que pela lógica booleana (ZADEH, 1983).

3.2 Aplicações de IA para operação e manutenção de aerogeradores

De acodo com Liton Hossain, Abu-Siaba e Muyeen (2018), a inteligência artificial pode ser aplicada na operação e manutenção de aerogeradores em atividades de monitoramento da condição dos equipamentos, através de métodos como Redes Neurais (ANN), *expert systems, space vector modulations* e *fuzzy logic systems.* Alguns exemplos desses trabalhos são descritos a seguir:

- **Sistemas de monitoramento da condição e diagnóstico de falha:** São sistemas criados para monitorar a saúde do equipamento e, em alguns casos, realizar o diagnóstico da falha que eles podem apresentar antes que elas ocorram. Yang, Huang e Yang (2015), integragram *Auto-associative Neural Networks* (AANN) com Graficos de controle *Hotelling* T^2 para detecção de falhas em turbinas eólicas, estudando vários parametros de uma só vez. Bangalore *et al.* (2017) integrou o método *NARX Artificial Neural Network* e M*ahalanobis Distance* para construir um sistema de monitoramento da condição para *gearbox*es de turbinas eólicas.

Wang *et al.* (2017) usou *Deep Neural Networks (DNN), EWMA control charts* e *Dropout algorithm* para identificar 5 falhas diferentes em *gearbox*es de turbinas eólicas baseado em dados de pressão do lubrificante.

Além de sistemas de monitoramento da condição e detecção de falha, outros tipos de aplicações também auxiliam na operação e manutenção de aerogeradores:

- **Sistemas de clusterização:** Sistemas que separam as turbinas em clusters de performance para auxiliar no planejamento da manutenção. Em seus trabalhos Hameed e Wang (2012) e Hameed e Wang (2013), utilizaram Self-organizing Maps Neural Networks (SOMNN) e Back-programation Neural Networks (BPNN) para separar as turbinas de um parque eólico em clusters de performance similar e previsão de potência das turbinas de forma a criar uma estratégia de manutenção otima. Ao cruzar os dados reais de potência de saída com a sua previsão, é possível identificar as turbinas que estão operando abaixo da performance desejada, podendo assim criar estratégias de manutenção para todo o cluster que elas pertencem.

- **Estudo de indicadores:** Estudo de indicadores de manutenção que auxiliam no na sua otimização e controle. Astolfi *et al.* (2015) utlizou *data-mining* para desenvolver dois indices de manutenção*: Global Malfunctioning Index* e o *Detail Malfunctioning Index*. Esses indices foram correlacionados consistentemente com *downtime* (tempo de inatividade), disponibilidade contratual, e disponibilidade de energia e podem ser exportados para qualquer turbina eólica, podendo ser utilizados como meio de avaliação das atividades de operação e manutenção;

- **Robos de inspeção:** Wang *et al.* (2013) usou Redes Neurais para criar um algoritmo de planejamento da tragetória para um robo de inspeção de pás, obtendo um caminho ótimo ao redor da pá.

- **Controle tolerante a falha:** Sistemas que ao prever a falha ativam redundancias para evitar danos ou paradas no sistema. Amina *et al.* (2017), simularam uma turbina eólica, usam um algoritmo baseado em lógica fuzzy para prever a falha em disjuntores abertos no sistema ligado ao gerador (*Doubly Fed Induction Generator*) e ativar suas respectivas redundancias antes da falha ocorrer. Chen,

Fu e Yang (2018) utilizaram *convolutional neural networks (deep learning)* aliados a internet das coisas (sensores) para criar um sistema tolerante a falha para sensores e o *phase break* e substituíndo-os sem problemas em caso da falha ser detectada.

- **Sistemas de inspeção:** Sistemas que realizam inspeção de forma remota. Gantasala, Luneno e Aidanpää (2017), usaram *Back Programation Neural Network* (BPNN) e Método dos elementos finitos para simular o acumulo de peso em pequenas vigas, ressaltando que isso poderia ser uma possível aplicação para detecção de peso extra em pás eólicas. Jiménez, Gomez Muñoz e García Márquez (2018) criaram uma abordagem para detecção e diagnóstico de delaminação em Pás eólicas usando téncinas de machine learning através de dados de ondas guiadas, obtendo melhores resultados com *Weighted K-nearest neighbours* (WKNN) e Redes Neurais (ANN). Jiménez *et al.* (2019) também usaram técnicas de machine learning em pás, porém o estudo foi dedicado a detecção de acúmulo de gelo, atingindo melhores resultados com *Suport Vector Machine* (SVM) e *K-Nearest Neighbours* (KNN).

4. Resultados

Dentre os estudos considerados para essa pesquisa, 2 deles são trabalhos informativos ou de revisão bibliográfica (MARUGÁN *et al.*, 2018; VESELY, 2017). Nos trabalhos de natureza aplicada a utilização de métodos de inteligência artificial na operação e manutenção de aerogeradores, foram abordados tanto equipamentos pontuais das turbinas eólicas, como também toda a turbina como um único equipamento. O Quadro 2 associa os autores aos equipamentos que foram objetivo de estudo em seus trabalhos. É importante ressaltar que alguns autores focaram em mais de um equipamento.

Quadro 2: Relação de equipamentos abordados e os autores dos trabalhos.

Equipamentos	Autores
Pás	Wang *et al.* (2013); Gantasala, Luneno e Aidanpää (2017); Regan, Beale e Inalpolat (2017) ; Lu *et al.* (2018); Jiménez, Gómez Muñoz e García Márquez (2018); Jiménez *et al.* (2019)
Gearbox	Elhor *et al.* (1999); Wang (2013); Wu e Song (2016); Str e Barszcz (2016); Yang, Wang e Zhong (2016); Bangalore *et al.* (2017); Wang *et al.* (2017); Mana, Piccioni e Terzi (2017); Wu *et al.* (2017); Hongshan *et al.* (2018); Lu *et al.* (2018); Jiang *et al.* (2018); Bach-Andersen, Romer-Odgaard e Winther (2018); Guo, Fu e Yang (2018); Yu, Huang e Xiao (2018)
Gerador e parte elétrica	Schleichtingen e Ferreira Santos (2011); Kusiak e Verma (2012b); Verma e Kusiak (2012); Chen e Ye (2014); Amina, Tayeb e Mouloud (2016); Adouni *et al.* (2016); Amina *et al.* (2017); Hongshan *et al.* (2018); Lu *et al.* (2018); Bem Ali *et al.* (2018)
Sistema *Pitch*	Talebi, Sadrnia e Darabi (2014); Talebi, Sadrnia e Darabi (2015); Lu *et al.* (2018)
Sensores	Wang *et al.* (2014); Talebi, Sadrnia e Darabi (2015); Talebi, Sadrnia e Darabi (2014); Chen, Fu e Yang (2018); Kavaz e Barutcu (2018)
Eixo	Ren e Qu (2014)
Aerogerador	Kusiak e Verma (2011); Liu *et al.* (2011); Hameed e Wang (2012); Kusiak e Verma (2012a); Hameed e Wang (2013); Yang, Huang e Yang (2015); Astolfi *et al.* (2015); Yang, Huang e Huang (2016); Malik e Mishra (2017); Lind *et al.* (2017); Mazidi, Bertling Tjernberg e Sanz Bobi (2017); Su e Hu (2018); Yang *et al.* (2018); Huang *et al.* (2018); Sun e Sun (2018)

Com as informações projetadas no Quadro 2, tem-se que 15 artigos abordaram o aerogerador como um único equipamento, enquanto que os equipamentos mais trabalhados de forma pontual são a *gearbox* e o gerador, com 15 e 10 trabalhos publicados sobre eles, respectivamente. O foco nesses equipamentos pode ser explicado pelo seu valor monetário e pela frequência de falha que eles apresentam. De acordo com Chen e Ye (2014), o gerador é o componente da turbina eólica com custo

mais elevado. Wang *et al.* (2017) e Yang *et al.* (2014) afirmam que as falhas na *gearbox* representam mais de 50% das falhas nos aerogeradores. Essas afirmativas mostram que a *gearbox* e o gerador são os equipamentos mais críticos dos aerogeradores, explicando a preocupação maior com eles na literatura.

Após a *gearbox* e o gerador, tem-se as pás abordadas em 6 estudos, os sensores em 5, o sistema de *pitch* em 3 e por último o eixo principal, com um estudo apenas.

4.1 Aplicações desenvolvidas

Os artigos estudados abordaram diferentes aplicações para cada equipamento. É importante destacar que, mesmo as aplicações tendo uma abordagem semelhante, elas podem variar quanto ao seu objetivo final.

Para as pás, foram desenvolvidos sistemas de auxílio a inspeção e robôs de inspeção. (WANG, BINRUI *et al.*, 2013) utilizou redes neurais na otimização do caminho de robôs utilizando um modelo 3D de uma pá eólica. (GANTASALA; LUNENO; AIDANPÄÄ, 2017) criou um sistema capaz de identificar desbalanceamento em vigas com o uso de redes neurais que, segundo eles, pode ser replicado para pás eólicas. Sistemas foram desenvolvidos para usar dados de ondas guiadas na identificação de falhas diversas (REGAN; BEALE; INALPOLAT, 2017), delaminação (JIMÉNEZ; GÓMEZ MUÑOZ; GARCÍA MÁRQUEZ, 2018) e acúmulo de gelo (JIMÉNEZ *et al.*, 2019).

No caso da *gearbox*, todos os trabalhos selecionados tiveram aplicações de sistema de monitoramento da condição, porém, alguns diferenciaram no objetivo final.

Seis trabalhos apresentaram sistemas de monitoramento da condição geral do equipamento. O trabalho realizado por Bangalore *et al.* (2017), usou redes neurais para o monitoramento da condição de *gearbox*, teve o melhor resultado, com previsão de falha 3 meses antes da sua ocorrência. Cinco estudos desenvolveram aplicações de previsão e diagnostico de falha, dentre eles, a o trabalho desenvolvido por (YU; HUANG; XIAO, 2018) obteve melhor resultado com 100% de acurácia na classificação de falhas. Outros trabalhos focaram em componentes específicos da *gearbox*, um trabalho de previsão de falha em engrenagens (STR; BARSZCZ, 2016), e dois trabalhos de previsão de falha em rolamentos (BACH-ANDERSEN; RØMER-ODGAARD; WINTHER, 2018; GUO; FU; YANG, 2018).

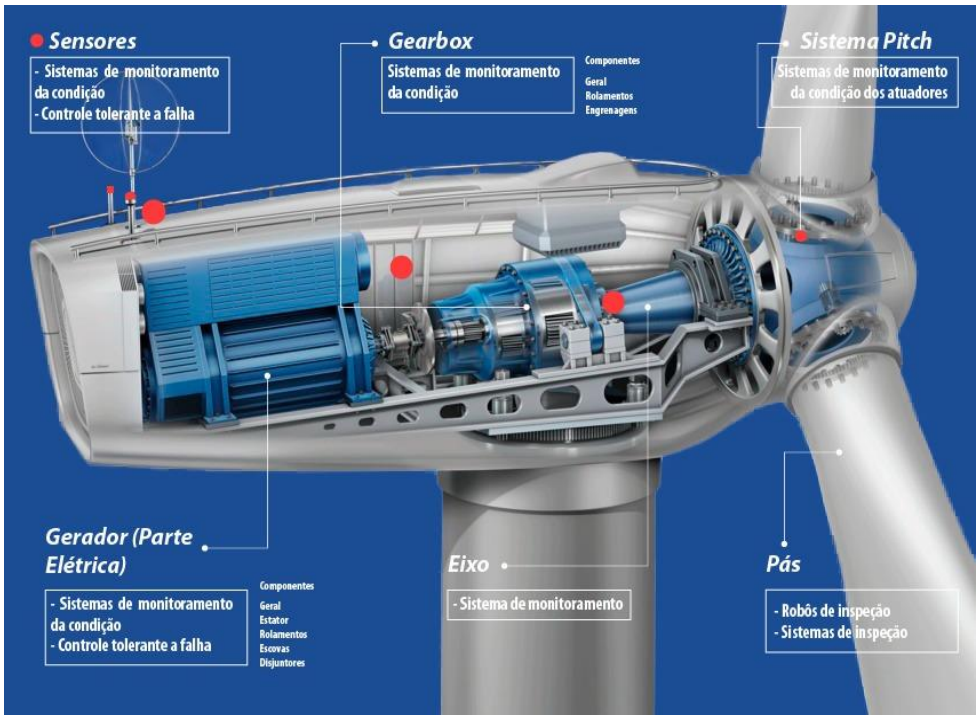
Para o gerador, todos os trabalhos apresentaram sistemas de monitoramento da condição, com a exceção do estudo realizado por Amina et al. (2017) que apresentou um sistema de controle tolerante

a falha para previsão de falha em disjuntores e ativação de redundâncias. Como no caso da *gearbox*, os trabalhos de sistema de monitoramento da condição para geradores tiveram objetivos distintos. Hongshan et al. (2018) utilizou redes neurais para previsão de comportamento geral do equipamento, tendo como resultado a previsão de falha horas antes da ocorrência. Ocorreram também sistemas com previsão de falhas em rolamentos (KUSIAK; VERMA, 2012b; SCHLECHTINGEN; FERREIRA SANTOS, 2011), escovas (VERMA; KUSIAK, 2012), disjuntores (AMINA; TAYEB; MOULOUD, 2016) e falhas especificas de queda de tensão em geradores DFIG (ADOUNI et al., 2016).

Os dois trabalhos que abordaram o sistema *pitch*, utilizaram redes neurais na detecção de falha dos atuadores, e além disso também abordaram a detecção de falhas em sensores de ângulo *pitch* e velocidade angular (TALEBI, N; SADRNIA; DARABI, 2015; TALEBI, NASSER; SADRNIA; DARABI, 2014). Os demais trabalhos que também abordaram os sensores, apresentaram soluções para identificação de falha em sensores de temperatura (KAVAZ; BARUTCU, 2018; WANG, QING *et al.*, 2014) e controle tolerante a falha (CHEN, FEI; FU; YANG, 2018), todos eles utilizaram redes neurais como método de inteligência artificial. O único trabalho que abordou o eixo principal utilizou redes neurais para identificação de falha de alinhamento no eixo das turbinas (REN; QU, 2014).

A Figura 3 apresenta as aplicações desenvolvidas para cada equipamento pontual dentre os artigos selecionados para a revisão bibliográfica sistemática. Nota-se que os componentes mais importantes do sistema do aerogerador foram abordados pelos artigos.

Figura 3: Aplicações desenvolvidas para cada componente dos aerogeradores.



Fonte: Adaptado de (PRUFTECHNIK, [S.d.])

Dos quinze trabalhos que abordaram o aerogerador como sistema, sete desenvolveram aplicações com o objetivo de identificação de falhas gerais, tendo melhores resultados como 16 horas de tempo de aviso antes da ocorrência de falhas direcionadas a *gearbox* (HUANG *et al.*, 2018) e 98% de acurácia na identificação de falhas (LIU *et al.*, 2011). Dois trabalhos foram mais específicos, com identificação de falhas de balanceamento (MALIK; MISHRA, 2017) e monitoramento da vibração do aerogerador (LIND *et al.*, 2017).

Outros dois trabalhos dedicaram-se ao estudo de indicadores, sendo um voltado para a criação de indicadores que auxiliam no planejamento e avaliação da manutenção (ASTOLFI *et al.*, 2015) e o outro dedicado ao estudo de indicadores de manutenção de turbinas eólicas chinesas, fazendo uma crítica geral sobre o desempenho delas (SU; HU, 2018).

Três trabalhos desenvolveram aplicações para a otimização da estratégia de manutenção de parques eólicos. Dois deles desenvolveram sistemas de separação de turbinas em clusters utilizando dados de potência de saída, para dessa forma otimizar a manutenção na execução de atividades de manutenção no cluster inteiro (HAMEED; WANG, 2013, 2012). Outro estudo utilizou redes neurais na otimização do planejamento de manutenção avaliando os componentes principais do aerogerador

(segundo o estudo, pás, *pitch*, *gearbox* e gerador) como equipamentos pontuais e trazendo métricas de redução do custo de manutenção de 46% para parques *offshore* e 38% para parques *onshore* (LU *et al.*, 2018).

5. Conclusões e recomendações

A produção de energia elétrica é de fundamental importância para o desenvolvimento da sociedade e no momento atual de preocupação com o aquecimento global, a atenção da comunidade internacional volta-se para a geração de energia por fontes sustentáveis, como a energia eólica.

O ponto chave desse tipo de geração de energia elétrica é o aerogerador, e o desenvolvimento das atividades de operação e manutenção deles têm impacto direto no aumento de competitividade do setor, dessa forma, a adoção de tecnologias da indústria 4.0 como a inteligência artificial na operação e manutenção de aerogeradores pode trazer avanços para essa indústria.

Quanto a questão levantada no início do estudo sobre "como está sendo a aplicação de inteligência artificial na operação e manutenção de aerogeradores?" foi respondida detalhadamente nas sessões 3 e 4 desse trabalho. Considera-se que essas aplicações são desenvolvidas principalmente para sistemas de monitoramento da condição, sistemas de inspeção (incluindo robôs), sistemas de controle tolerante a falha, estudo de indicadores, sistemas que auxiliam no planejamento de manutenção.

Quanto os métodos de inteligência artificial utilizados, a maioria dos trabalhos utilizou redes neurais, arvores de decisão, máquinas de vetores de suporte e lógica *fuzzy* em suas aplicações, tendo como objetivo principalmente a classificação de dados, clusterização, modelagem e seleção de parâmetros.

Pode-se destacar que os componentes mais importantes dos aerogeradores foram contemplados nos artigos, e que vários dos trabalhos tiveram resultados satisfatórios em termos de tempo de previsão antes da ocorrência da falha e acurácia de classificação de falhas, além de resultados qualitativos de melhoria da estratégia de manutenção.

Nota-se, como lacuna no estado da arte, a ausência de valores monetários nos resultados, com apenas um trabalho apresentando resultados de redução percentual de custos de manutenção. Trabalhos futuros que apresentem seus resultados em termos de economia para a indústria podem

trazer a atenção ainda maior de grandes players em relação à pesquisa e desenvolvimento em inteligência artificial na operação e manutenção de aerogeradores.

Referências

ABEEÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2017**. 2018.

ABEEÓLICA. **Energia eólica chega a 14,71 GW de capacidade instalada**. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/noticias/energia-eolica-chega-a-1471-gw-de-capacidade-instalada/>. Acesso em: 28 fev. 2019.

ADOUNI, A. et al. FDI based on Artificial Neural Network for Low-Voltage-Ride-Through in DFIG-based Wind Turbine. **ISA Transactions**, v. 64, p. 353–364, 2016.

AMINA, B. et al. Artificial intelligence-based fault tolerant control strategy in wind turbine systems. **International Journal of Renewable Energy Research**, v. 7, n. 2, 2017.

AMINA, B.; TAYEB, A.; MOULOUD, D. Intelligent Open Switch Fault Detection for Power Converter in Wind Energy System. **Applied Artificial Intelligence**, v. 30, n. 9, p. 886–898, 2016.

ASTOLFI, D. et al. Data mining techniques for performance analysis of onshore wind farms. **Applied Energy**, v. 148, p. 220–233, 2015.

AZADEGAN, A. et al. Fuzzy logic in manufacturing: A review of literature and a specialized application. **International Journal of Production Economics**, v. 132, n. 2, p. 258–270, 2011.

BACH-ANDERSEN, M.; RØMER-ODGAARD, B.; WINTHER, O. Deep learning for automated drivetrain fault detection. **Wind Energy**, v. 21, n. 1, p. 29–41, 2018.

BANGALORE, P. et al. An artificial neural network-based condition monitoring method for wind turbines, with application to the monitoring of the gearbox. **Wind Energy**, v. 20, n. 8, p. 1421–1438, ago. 2017.

BEN ALI, J. et al. Online automatic diagnosis of wind turbine bearings progressive degradations under real experimental conditions based on unsupervised machine learning. **Applied Acoustics**, v. 132, n. April 2017, p. 167–181, 2018.

CHEN, F.; FU, Z.; YANG, Z. Wind power generation fault diagnosis based on deep learning model in internet of things (IoT) with clusters. **Cluster Computing**, v. 6, p. 1–13, 2018.

CHEN, Q.; YE, M. Analysis of the Fault Diagnosis Method for Wind Turbine Generator Bearing Based on Improved Wavelet Packet-BP Neural Network. **Intelligent Computing in Smart Grid and Electrical Vehicles**, p. 13–20, 2014.

ELHOR, N. et al. Neural networks for wind turbine supervision. **e&i Elektrotechnik und Informationstechnik** , p. 366–369, 1999.

GANTASALA, S.; LUNENO, J. C.; AIDANPÄÄ, J. O. Investigating how an artificial neural network model can be used to detect added mass on a non-rotating beam using its natural frequencies: A possible application for wind turbine blade ice detection. **Energies**, v. 10, n. 2, p. 1–21, 2017.

GONZÁLEZ, M. O. A.; GONÇALVES, J. S.; VASCONCELOS, R. M. Sustainable development: Case study in the implementation of renewable energy in Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v. 142, p. 461–475, 2017.

GUO, P.; FU, J.; YANG, X. Condition monitoring and fault diagnosis of wind turbines gearbox bearing temperature based on kolmogorov-smirnov test and convolutional neural network model. **Energies**, v. 11, n. 9, 2018.

HAMEED, Z.; WANG, K. Clustering Analysis to Improve the Reliability and Maintainability of Wind Turbines with Self-Organizing Map Neural Network. **International Journal of Performability Engineering**, v. 9, n. 3, p. 245–260, 2013.

HAMEED, Z.; WANG, K. Development of Optimal Maintenance Strategies for Offshore Wind Turbine by Using Artificial Neural Network. **Wind Engineering**, v. 36, n. 3, p. 353–364, 2012.

HONGSHAN, Z. et al. Anomaly Detection and Fault Analysis of Wind Turbine Components Based on Deep Learning Network. **Renewable Energy**, v. 127, p. 825–834, 2018.

HUANG, Z. et al. Condition Monitoring of Wind Turbine Based on Copula Function and Autoregressive Neural Network. **MATEC Web of Conferences**. v. 04008, p. 1–5, 2018.

IRENA. **Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050.** 2018.

JHA, S. K. et al. Renewable energy: Present research and future scope of Artificial Intelligence. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, n. April, p. 297–317, 2017.

JIANG, G. et al. Multiscale Convolutional Neural Networks for Fault Diagnosis of Wind Turbine Gearbox. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. PP, n. c, p. 1, 2018.

JIMÉNEZ, A. A. et al. Linear and nonlinear features and machine learning for wind turbine blade ice detection and diagnosis. **Renewable Energy**, v. 132, p. 1034–1048, 2019.

JIMÉNEZ, A. A.; GÓMEZ MUÑOZ, C. Q.; GARCÍA MÁRQUEZ, F. P. Machine learning for wind turbine blades maintenance management. **Energies**, v. 11, n. 1, p. 1–16, 2018.

KALOGIROU, S. A. Artificial Intelligence in Renewable Energy Systems Modelling and Prediction. **World Renewable Energy Congress VII**. 2002.

KAVAZ, A. G.; BARUTCU, B. Fault detection of wind turbine system using neural networks. **Journal of Sensors**, v. 2018–Janua, p. 103–108, 2018.

KUSIAK, A.; VERMA, A. A data-mining approach to monitoring wind turbines. Sustainable Energy, **IEEE Transactions on sustainable energy**, v. 3, n. 1, p. 150–157, 2012a.

KUSIAK, A.; VERMA, A. Analyzing bearing faults in wind turbines: A data-mining approach. **Renewable Energy**, v. 48, p. 110–116, 2012b.

KUSIAK, A.; VERMA, A. Prediction of Status Patterns of Wind Turbines: A Data-Mining Approach. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 133, n. 1, p. 011008, 2011.

LIMA, F.; FERREIRA, P.; VIEIRA, F. Strategic impact management of wind power projects Fátima. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 25, p. 277–290, 2013.

LIND, P. et al. Normal Behaviour Models for Wind Turbine Vibrations: Comparison of Neural Networks and a Stochastic Approach. **Energies**, v. 10, n. 12, p. 1944, 2017.

LITON HOSSAIN, M.; ABU-SIADA, A.; MUYEEN, S. M. Methods for advanced wind turbine condition monitoring and early diagnosis: A literature review. **Energies**, v. 11, n. 5, 2018.

LIU, Y. et al. Automatic Fault Detection for Wind Turbines Using Single-Class Machine Learning Methods. **Applied Mechanics and Materials**, v. 58–60, p. 2602–2607, 2011.

LU, Y. et al. Condition based maintenance optimization for offshore wind turbine considering opportunities based on neural network approach. **Applied Ocean Research**, v. 74, p. 69–79, 2018.

MALIK, H.; MISHRA, S. Artificial neural network and empirical mode decomposition based imbalance fault diagnosis of wind turbine using TurbSim, FAST and Simulink. IET Renewable **Power Generation**, v. 11, n. 6, p. 889–902, 2017.

MANA, M.; PICCIONI, E.; TERZI, L. Wind turbine fault diagnosis through temperature analysis: An Artificial Neural Network approach. **Diagnostyka**, v. 18, n. 1, p. 9–16, 2017.

MARUGÁN, A. P. et al. A survey of artificial neural network in wind energy systems. **Applied Energy**, v. 228, n. April, p. 1822–1836, 2018.

MAZIDI, P.; TJERNBERG, L. B.; BOBI, M. A. S. Wind turbine prognostics and maintenance management based on a hybrid approach of neural networks and a proportional hazards model. **Journal of Risk and Reliability**, v. 231, n. 2, p. 121–129, 2017.

MHI VESTAS. **MHI Vestas Unveils Pioneering MVOW SMART Turbine Product Portfolio**. Disponível em: <http://www.mhivestasoffshore.com/mhi-vestas-and-ramboll-collaborate-on-industry-first/>. Acesso em: 5 dez. 2018. , 2018

PRUFTECHNIK. **Align wind turbines**. Disponível em: <https://www.pruftechnik.com/br/top/press/success-stories/rotalign-optalign-align-wind-turbines>. Acesso em: 28 fev. 2019.

REGAN, T.; BEALE, C.; INALPOLAT, M. Wind Turbine Blade Damage Detection Using Supervised Machine Learning Algorithms. **Journal of Vibration and Acoustic**s, v. 139, n. 6, p. 061010, 2017.

REN, K.; QU, J. Identification of shaft centerline orbit for wind power units based on hopfield neural network improved by simulated annealing. **Mathematical Problems in Engineering**, v. 2014, 2014.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, n. June 2016, p. 590–601, 2017.

SCHLECHTINGEN, M.; FERREIRA SANTOS, I. Comparative analysis of neural network and regression based condition monitoring approaches for wind turbine fault detection. **Mechanical Systems and Signal Processing**. 2011

STR, M.; BARSZCZ, T. Application of Artificial Neural Network for Damage Detection in Planetary Gearbox of Wind Turbine. **Shock and Vibration**, v. 2016, p. 1–13, 2016.

SU, C.; HU, Z. Reliability assessment for Chinese domestic wind turbines based on data mining techniques. **Wind Energy**, v. 21, n. 3, p. 198–209, 2018.

SUN, Z.; SUN, H. Health Status Assessment for Wind Turbine. **Mathematical Problems in Engineering**, v. 2018, n. 2, p. 16, 2018.

TALEBI, N.; SADRNIA, M. A.; DARABI, A. Fault detection of wind energy conversion systems using recurrent neural networks. **International Journal of Sustainable Energy**, v. 34, n. 1, p. 52–70, 2015.

TALEBI, N.; SADRNIA, M. A.; DARABI, A. Robust fault detection of wind energy conversion systems using dynamic neural networks. **International Journal of Sustainable Energy**, v. 2014, n. September 2014, p. 1–19, 2014.

VERMA, A.; KUSIAK, A. Fault Monitoring of Wind Turbine Generator Brushes: A Data-Mining Approach. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 134, n. 2, p. 021001, 2012.

VESELY, E. Consider automated machine learning for wind turbine asset maintenance. **Power**, v. 161, n. 9, p. 1–15, 2017.

WANG, B. et al. Path planning for detection robot climbing on rotor blade surfaces of wind turbine based on neural network. **Advances in Mechanical Engineering**, v. 2013, 2013.

WANG, L. et al. Wind Turbine Gearbox Failure Identification with Deep Neural Networks. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 13, n. 3, p. 1360–1368, 2017.

WANG, Q. et al. A Sensor Network Modeling and Fault Detection Method for Large Wind Farms by Using Neural Networks. **IEEE International Conference on Control & Automation**. 2014.

WANG, X. Fault Diagnosis on Transmission System of Wind Turbines Based on Wavelet Packet Transform and RBF Neural Networks. **Applied Mechanics and Materials**. v. 375, p. 1102–1105, 2013.

WU, B. et al. Fault diagnosis for wind turbine based on improved extreme learning machine. **Journal of Shanghai Jiaotong University (Science)**, v. 22, n. 4, p. 466–473, 2017.

WU, C. M.; SONG, Q. H. Fault diagnosis of wind turbine vibration based on wavelet transform and neural network. **Journal of Information Hiding and Multimedia Signal Processing**, v. 7, n. 4, p. 898–905, 2016.

YANG, H. H.; HUANG, M. L.; HUANG, P. C. Detection of Wind Turbine Faults Using a Data Mining Approach. **Journal of Energy Engineering**, v. 142, n. 3, p. 04015021, 2016.

YANG, H. H. et al. An approach combining data mining and control charts-based model for fault detection in wind turbines. **Renewable Energy**, v. 115, p. 808–816, 2018.

YANG, H. H.; HUANG, M. L.; YANG, S. W. Integrating auto-associative neural networks with hotelling T2 control charts for wind turbine fault detection. **Energies**, v. 8, n. 10, p. 12100–12115, 2015.

YANG, W. et al. Wind turbine condition monitoring: technical and commercial challenges. **Wind Energy**, p. 673–693, 2014.

YANG, Z. X.; WANG, X. B.; ZHONG, J. H. Representational learning for fault diagnosis of wind turbine equipment: A multi-layered extreme learning machines approach. **Energies**, v. 9, n. 6, p. 1–17, 2016.

YU, W.; HUANG, S.; XIAO, W. Fault Diagnosis Based on an Approach Combining a Spectrogram and a Convolutional Neural Network with Application to aWind Turbine System. **Energies**, v. 11, n. 10, 2018.

ZADEH. The role of fuzzy logic in the management of uncertainty in expert systems. **Fuzzy sets and systems**. v. 11, p. 199–227, 1983.

PROPOSTA DE APLICAÇÃO DOS PRINCÍPIOS LEAN E ÁGIL NA CONSTRUÇÃO DE PARQUES EÓLICOS ONSHORE: UM ESTUDO DE CASO

Adriana Georgia Borges Soares[1], Johnny Wilky Medeiros da Silva[2], Mário Orestes Aguirre González[3]

1, 2, 3 - Departamento de Engenharia de Produção/ PEP/CRIAÇÃO/UFRN

Avenida Senador Salgado Filho, 3000 - Lagoa Nova, Natal - RN, Brasil

adrianageorgia@hotmail.com, jwmedeiros@gmail.com, mario@ct.ufrn.br

Resumo

O processo de construção de parques eólicos está despertando o interesse das partes interessadas devido ao seu constante crescimento. No entanto, a construção ainda enfrenta desafios como as incertezas do projeto, a necessidade por mão de obra qualificada, redução de custos, desafios técnicos e de engenharia e a pressão de investidores por prazo de construção do parque eólico. A busca pelo aumento da eficiência dos processos e o uso da tecnologia da informação para eficácia da comunicação, são algumas das soluções adotadas para lidar com estes desafios. À vista disso, este trabalho tem como objetivo propor a aplicação dos princípios *lean* e ágeis na construção de um parque eólico *onshore* apresentando seus benefícios por meio de estudo de caso em uma empresa referência em construção de usinas eólicas. As ferramentas propostas foram o *Daily meeting*, *burndown Charts*, quadro de *Kanban* para melhoria da comunicação da equipe do projeto, *software online* para promoção da agilidade, Mapeamento do fluxo de valor, para eliminação dos desperdícios na etapa de construção, 5s para o aumento da transparência entre processos, *First run studies* para melhoria contínua e *benchmark* para medição de desempenho.

Palavras-chave: Construção de Parques Eólicos; Eficiência; Flexibilidade; Lean; Ágil.

Abstract

The process of building wind farms is raising the interest of stakeholders because of their steady growth. However, construction still faces challenges such as project uncertainties, the need for skilled labor, cost reduction, technical and engineering challenges and investor pressure for the construction of the wind farm. The search for increased efficiency of processes and the use of information technology for effective communication are some of the solutions adopted to deal with these challenges. In view of this, this work aims to propose the application of lean and

agile principles in the construction of an onshore wind farm presenting its benefits through case study in a reference company in construction of wind farms. The proposed tools were the daily meeting, burndown Charts, Kanban framework for project team communication improvement, online software for agility promotion, value stream mapping, waste elimination at the construction stage, 5s for the increase of transparency between processes, First run studies for continuous improvement and benchmark for performance measurement.
Keywords: Construction of wind farms; Efficiency; Flexibility; Lean; Agile.

1. INTRODUÇÃO

Na atualidade a energia eólica representa uma tendência importante à medida que os países adotam tecnologias de energia renovável para diversificar sua matriz energética. A energia eólica é a fonte de energia que mais cresce no mundo e abastecerá a indústria, as empresas e as residências com eletricidade limpa e renovável por muitos anos.

No Brasil, além dos 14,71 GW de capacidade instalada, há outros 4,33 GW já contratados em construção ou projeto, o que significa que, ao final de 2024, serão pelo menos 19,04 GW considerando apenas contratos já viabilizados em leilões e com outorgas do mercado livre publicadas e contratos assinados até agora (ABEEÓLICA, 2019).

Desta forma, o processo de construção de parques eólicos está despertando o interesse dos *stakeholders* desta indústria, haja visto seu constante crescimento (ELOLA; PARRILLI, 2013). A construção de parques eólicos compreende a criação de acesso rodoviário, construção civil das bases das torres e da subestação, da fundação, a montagem de cabos de transmissão elétrica e a montagem de torres eólicas e de rotores. Ao se planejar essas etapas, os aspectos do local a ser instalado o parque eólico devem ser levados em consideração (GOUVEIA, 2013).

No entanto, a construção ainda enfrenta desafios como as incertezas do projeto, a necessidade por mão de obra qualificada, redução de custos, desafios técnicos e de engenharia e a pressão de investidores por prazo de construção do parque eólico. Além disso, caso uma decisão tomada nos estágios iniciais for impraticável ou simplesmente errada, todo o projeto do início ao fim sofrerá. Aplica-se a regra básica 20/80, em que 20% das decisões tomadas no início de um projeto afetarão 80% do resultado no final e vice-versa. Portanto, um grande esforço deve ser feito para delinear a estratégia do projeto (THOMSEN, 2014).

Neste sentido, a busca pelo aumento da eficiência das equipes para fazer mais com menos e a tecnologia da informação foram algumas das soluções adotadas para lidar com estes desafios (DELHOM, 2010; KERZNER, 2009). Para isso, a adoção da abordagem ágil na gestão de projetos torna-se um método eficiente na busca por vantagens competitivas, como o aumento

da qualidade, diminuição do tempo de entrega e dos riscos, ampliação da satisfação do cliente e flexibilidade. Isto associado a outras técnicas podem retornar resultados ainda mais satisfatórios.

A integração com outras técnicas pode ser observada em vários segmentos, como por exemplo o setor da construção civil, no qual a filosofia *lean* vem sendo aplicada desde os anos 1990 e conhecida como Construção Enxuta *(Lean Construction*). Segundo Ansah et al., (2016), o *Lean Construction* apresenta uma nova e robusta abordagem na solução de problemas existentes na indústria da construção. Sua utilização pode resultar na redução das perdas nas construções e nos impactos ambientais, melhoria no desempenho e colaborar com a redução de custos para a indústria.

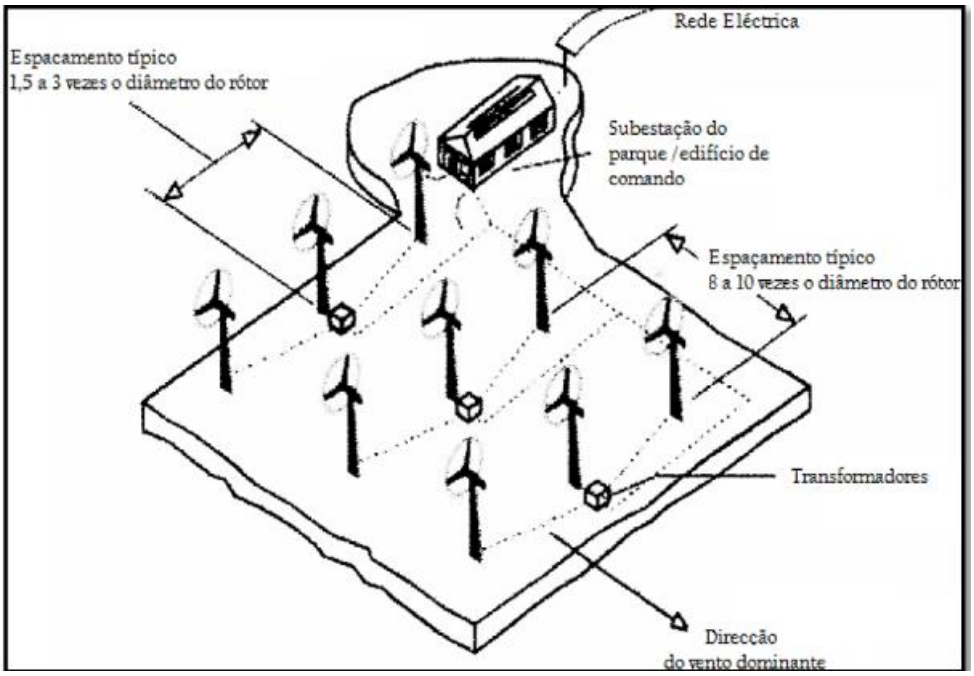
Perante a isso, a questão que deu origem a pesquisa foi: "Como seria a aplicação dos princípios *lean* e ágil na fase de construção de parques eólicos?"

Para responder a questão problema, este trabalho tem como objetivo propor a aplicação dos princípios *lean* e ágeis na construção de um parque eólico *onshore* apresentando seus benefícios, a partir de um estudo de caso em uma empresa referência em construção de usinas eólicas. O trabalho está estruturado em 7 seções. A seção 1 considerou a introdução. As seções 2 e 3 apresentam a fundamentação teórica dos temas: eólica *onshore*, construção civil de parques eólicos e princípios *lean* e ágeis aplicados na construção civil. A seção 4 descreve o método da pesquisa. A seção 5 o estudo de caso e a seção 6 a proposta de aplicação dos princípios *lean* e ágeis na construção de usinas eólicas *onshore* e a seção 7 as considerações finais.

2. ENERGIA EÓLICA *ONSHORE*

A geração de energia eólica utiliza os ventos como fonte primária. Este processo ocorre por meio de um aerogerador, também chamado de turbina eólica, que é caracterizado por possuir três pás (ou hélices) que faze girar um eixo perpendicular às mesmas. Essa configuração é formada por uma torre, geralmente produzida por aço e concreto; um rotor, composto pelo conjunto do cubo e das pás; e a nacele, constituída pelo gerador e sistemas de controle. O conjunto destes elementos são interligados por cabos de média tensão e cabos de comunicação ligados a uma subestação e a um edifício de comando, que se liga a uma rede elétrica de transporte, em um local denominado parque eólico ou usina eólica. A Figura 1 apresenta o desenho de um parque eólico (CGEE, 2012).

Figura 1- Principais elementos de um parque eólico



Fonte: Pinho, 2008.

2.1 Construção de parques eólicos *onshore*

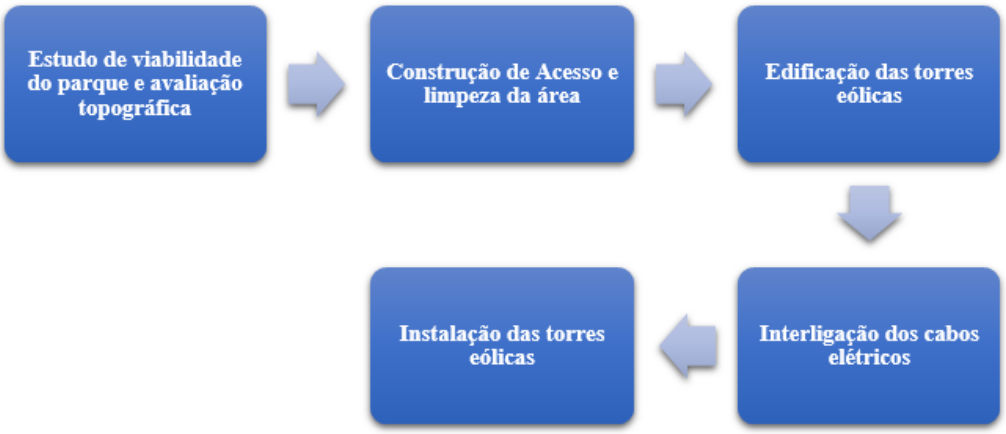
A etapa de construção compreende as atividades de engenharia responsáveis por erguer o parque, envolvendo grande número de profissionais e diferentes equipamentos. São várias as obras e implantações necessárias para entrega da usina para a equipe de operação, como por exemplo, infraestrutura de base (vias de acesso internas e externas), construção civil, concretagem das bases dos aerogeradores, obras elétricas, e a montagem dos aerogeradores (PEREIRA, 2016).

Primeiramente, são feitos estudos preliminares para auferir a disponibilidade dos ventos. O potencial eólico, ou prospecção dos ventos, é levantado com o intuito de saber se um local apresenta condições adequadas para a instalação do parque eólico, observando a velocidade média dos ventos, e o cálculo para o nível de energia elétrica. Além disso, as condições topográficas e de vegetação são pesquisadas nessa etapa para garantir a viabilidade do local (ALÉ et al., 2008).

Após a etapa de prospecção eólica, o processo de edificação do parque segue cinco etapas principais até sua conclusão, como exibido na Figura 2. A primeira fase constitui-se na avaliação topográfica e estudo de viabilidade da área onde a usina será instalada. Depois, são construídos os acessos internos e efetuada a limpeza da área de construção para que os guindastes e caminhões possam se locomover nas próximas etapas. Na terceira etapa, são alicerçadas as fundações das torres eólicas. O estabelecimento dos cabos elétricos de

interligação é feito na quarta etapa. E por fim, a torre eólica é instalada nas fundações edificadas anteriormente (ZANKOULA; KHOURYB, 2015).

Figura 2- Processo de construção de um parque eólico



Fonte: Elaboração própria, 2019.

Conforme explicitado, o processo de construção de parques eólicos é composto por uma série de atividades, e, portanto, requer o uso de ferramentas de gestão para que o seu projeto e seus processos tornem-se eficientes.

3. PRINCÍPIOS *LEAN* E ÁGEIS NA CONSTRUÇÃO CIVIL

3.1 Gerenciamento ágil de projetos

Um projeto é uma organização temporária na qual recursos são direcionados para um trabalho, visando uma mudança benéfica (TURNER, 2008). Com o objetivo de incentivar o gerenciamento de projetos a nível global foi fundada em 1969 uma instituição sem fins lucrativos, denominada de Project Management Institute (PMI). O PMI publicou o PMBOK (Project Management Body of Knowledge), um guia de referências abrangendo conhecimentos sobre gestão de projetos (COUTINHO, 2009).

Apesar do gerenciamento de projetos tradicional, mais próximo ao PMBOK, ter se mantido atualizado, circunstâncias que requer criatividade, incerteza e urgências não conseguem ser atendidas em sua totalidade pela abordagem tradicional (CHIN, 2004). Com base nisso, surgiu o Manifesto Ágil para o Desenvolvimento de *Software*, com conceitos aplicados a projetos urgentes com requisitos mutáveis de maneira diferente da visão tradicional (BECK et al., 2001).

De acordo com Cervone (2011), o gerenciamento ágil de projetos está profundamente enraizado nos princípios do manifesto para o desenvolvimento ágil de software: (1) indivíduos

e interações entre eles mais do que processos e ferramentas; (2) *software* em funcionamento mais que documentação abrangente; (3) colaboração com o cliente mais que negociação de contratos; e (4) responder a mudanças mais do que seguir um plano.

Para Owen et al., (2006) a implementação do gerenciamento ágil de projetos na construção civil é inevitável e traz melhorias para as organizações que prosperam com a mudança, e que fomentam uma cultura onde os trabalhadores podem contribuir para a aprendizagem organizacional e, portanto, a rentabilidade. Entretanto, para Chen et al. (2007), alguns requisitos ágeis, poderiam não ter êxito em algumas fases de um projeto de construção.

Por exemplo, na construção, a flexibilidade de mudança pode ocorrer na fase de projeto, porém na fase de construção se torna bem mais difícil e podem gerar custos extras e atrasos no projeto (BERTELSEN, 2002). Á vista disso, a abordagem ágil integra-se com a filosofia *lean* com o intuito de aperfeiçoar o projeto de construção.

3.2 *Lean Construction*

Com o sucesso da produção enxuta em diversos setores da indústria, surgiu uma série de modelos de construção enxuta com a eventual aplicação dos princípios enxutos na indústria da construção (GAO; LOW, 2014). Segundo Howell et al. (2010), o interesse em aplicar a abordagem enxuta para o setor da construção ocorreu na década de 1990. Devido ao tempo de entrega longo e o desperdício considerável no processo de construção. A construção enxuta para Wen (2014), é uma nova de modalidade de gerenciamento de projetos de construção, que o autor considera como especialmente adequado para projetos complexos, mutáveis e rápidos.

Womack e Jones (2004), enumerou 11 princípios que definem a *Lean Construction* e que têm servido de base desde então a diversos estudos: (1) Reduzir a percentagem das atividades que não agregam valor; (2) Aumentar o valor do produto final recorrendo à análise sistemática nas necessidades do cliente; (3) Reduzir a variabilidade (4) Reduzir tempo de ciclo – *lead time*; (5)Simplificar através da redução de passos, partes e ligações; (6) Aumentar a flexibilidade do resultado final (7) Aumentar a transparência do processo (8) Focar o controle no processo global; (9) Melhoria contínua do processo (10) Manter o equilíbrio entre as melhorias de fluxo e as melhorias no processo de conversão e (11) *Benchmark*.

3.3 Integração dos conceitos na construção civil

A aplicação conjunta de princípios enxutos e ágeis traz um desenvolvimento iterativo com forte ênfase nos parceiros da cadeia de suprimentos em termos de avanço de habilidades. Ao integrar os processos ágeis e enxutos aos processos de construção civil, a gestão do projeto será beneficiada pela flexibilidade, alto desenvolvimento iterativo, envolvimento das partes interessadas, abrindo oportunidade para redução de custos e favorecendo respostas rápidas para

tomada de decisão à jusante (sentido dos clientes) dos processos. Como um canteiro de obras é uma combinação de fabricação e montagem, um local de construção deve ser considerado como um local de fabricação que adote princípios enxutos e ágeis (TAYLOR, 2012; BIS, 2011; RIBEIRO; FERNANDES, 2010; SAINI et al., 2018).

4. MÉTODO DA PESQUISA

O método adotado tem objetivo exploratório descritivo, pois permite o aprofundamento nos conceitos relacionados a eólica *onshore*, com ênfase no seu processo construção e características das filosofias *lean* e ágil. O enfoque é qualitativo, visto que a abordagem da problemática tem o objetivo propor a aplicação dos princípios enxutos e ágeis na construção de parques eólicos *onshore*. Quanto aos procedimentos técnicos, este artigo pode ser classificado como estudo de caso, pois utilizou de uma empresa referência na construção de parques eólicos.

Sendo assim, o presente trabalho pode ser dividido em três etapas: Revisão bibliográfica, Estudo de caso e Proposta de aplicação dos princípios *lean* e ágeis na construção de usinas eólicas *onshore*.

a) **Revisão bibliográfica:** Foi realizada uma revisão bibliográfica acerca da energia eólica *onshore* com ênfase na etapa de construção, princípios *lean* e ágeis aplicados na construção civil, abordando a integração destes dois conceitos. Para isso, foram buscadas informações em: teses, dissertações, livros e artigos nacionais e internacionais.

b) **Estudo de caso:** Foi feito um estudo de caso com uma empresa de construção de parques eólicos, para o melhor entendimento do seu processo de construção. Para cumprimento desta etapa, foi realizada uma entrevista semiestruturada (Apêndice) com o principal responsável pelo gerenciamento da construção dos parques eólicos.

   A entrevista se deu na empresa estudo de caso, e iniciou com perguntas genéricas a respeito das etapas necessárias para o processo de construção de usinas eólicas, assim como suas principais barreiras/dificuldades, a fim de compreender detalhadamente cada atividade.

   Em seguida, o roteiro da entrevista foi dividido em dois momentos: Gerenciamento de projetos tradicional/ágil e *lean Construction*. As questões foram elaboradas com base nos principais conceitos e princípios das diferentes abordagens, com o intuito de verificar a se existe a possível adoção destas na empresa. O Quadro 1 apresenta os artigos utilizados para a criação do roteiro da entrevista, assim como os principais tópicos abordados.

Quadro 1- Literatura utilizada para a elaboração do roteiro da entrevista

Tópicos da entrevista	Autores
Gerenciamento de projetos tradicional/ágil	
Processo de gerenciamento de Projetos	NURDIANI ET AL., (2016); MCMAHON, 2005; OUNAIES et al., 2006; WELLINGTON et al., 2005; MOLHANEC, 2007; HU et al., 2009; MARTIN et al., 2004.
Gestão de equipes e cooperação	RODEWOHL (2014); FERNANDES (2012); WANG et al., (2012); VALLON et al., (2015); NURDIANI et al., (2016).
Controle e Tecnologia	RODEWOHL (2014); FERNANDES (2012); WANG et al., (2012); NOWOTARSKI e PASLAWSKI (2016); VALLON et aL, (2015); NURDIANI et al., (2016).
Lean Construction	
Eliminação dos desperdícios	KOLADIYA (2017); RODEWOHL (2014); BARROS (2005); MERSCHBROCK (2017); NOWOTARSKI e PASLAWSKI (2016).
Indicadores de desempenho	KOLADIYA (2017); BARROS (2005); MERSCHBROCK (2017); NOWOTARSKI e PASLAWSKI (2016); TAYLOR, 2012.
Gestão de Pessoas	BARROS (2005); MERSCHBROCK (2017); NURDIANI et al., (2016); TAYLOR, (2012).

Fonte: Elaboração própria, 2019.

c) **Proposta de aplicação dos princípios *lean* e ágeis na construção de usinas eólicas *onshore*:** com base no referencial teórico acerca das características *lean* e ágeis e eólica *onshore* e do estudo de caso com uma empresa de construção civil responsável pela implantação de parques eólicos, serão propostas aplicações das características referentes a estes conceitos para o aprimoramento tanto na fase do planejamento, quanto no processo de construção.

5. ESTUDO DE CASO

A Empresa Alpha é uma empresa que executa diversas obras em construção civil, industrial, de infraestrutura viária e urbana, entre outras na região nordeste. Participou de umas das primeiras construções de parques eólicos e após o sucesso na construção desse parque, a firma continuou a ser contratada para outras construções eólicas. Assim, a empresa se tornou uma referência na construção de parques eólicos, tendo construído mais de 700 fundações para torres eólicas e 300 quilômetros de acessos rodoviários.

5.1 Perfil do entrevistado

As questões referentes ao projeto e ao processo de construção das usinas eólicas foram indagadas ao Gerente de Engenharia que está na empresa há três anos e participa plenamente

do planejamento e execução da construção, possuindo, portanto, domínio de conhecimento nesta área.

5.2 Processo de construção civil de um parque eólico

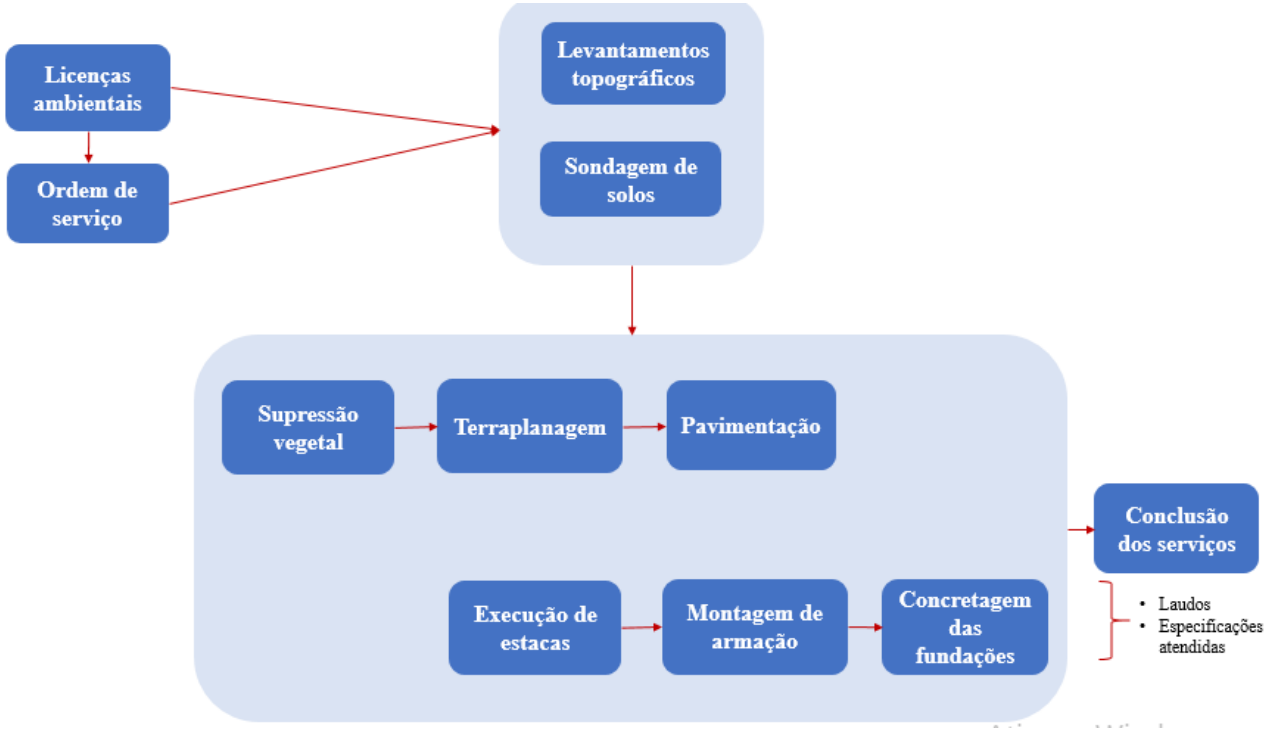
Foi relatado que o processo de construção civil inicia após emitidas as licenças ambientais necessárias e a ordem de serviço pelo proprietário do parque eólico. O planejamento das atividades de construção civil do parque pode chegar até duzentas horas e a obra de seis meses a um ano e meio.

Após a ordem de serviço, são realizados levantamentos topográficos e sondagens de solo. O levantamento topográfico é necessário para o levantamento planialtimétrico e confecção do projeto de obras viárias, as sondagens de solo servirão para estudo das camadas do solo e seus resultados serão utilizados para a confecção dos projetos das soluções das fundações para as torres eólicas, dependo do resultado a fundação poderá ser direta ou indireta (com a utilização combinada com estacas).

Enquanto os projetos estão sendo elaborados, inicia-se a mobilização das equipes e equipamentos para a obra, esta etapa começa com a montagem do canteiro de obras, que engloba os escritórios, a usina de concreto e os laboratórios de solos e de concreto. Com os projetos aprovados é iniciada a etapa de supressão da vegetação de acordo com o eixo licenciado, após a supressão é realizada a atividade de movimentação de terra ou terraplenagem, e execução das camadas do pavimento das vias. Em paralelo a esta atividade ocorre a confecção das fundações, montagem da armadura, instalação de forma e concretagem. Após a concretagem a fundação passa pelo processo de cura, para posterior desforma e aterro da fundação, deixando-o apta para início da montagem.

Todos os processos são inspecionados e executados conforme definições de projeto e normas técnicas aplicáveis, os controles tecnológicos são realizados em todas etapas para evidenciar a qualidade do serviço executado. E por fim, a obra somente é considerada entregue após a conclusão dos serviços e entrega de todos os documentos e laudos que comprove o atendimento as especificações de projeto. A Figura 3 apresenta de forma detalhada o processo de construção civil.

Figura 3- Processo de construção civil da Empresa Alpha



Fonte: Elaboração própria, 2019.

5.3 Principais dificuldades enfrentadas

As principais dificuldades nas etapas citadas são: Supressão vegetal: necessidade de liberação pelas equipes de afugentamento de fauna e arqueologia; Terraplenagem: necessidade de cuidados para evitar a instalação de processos erosivos; Pavimentação: necessidade de empréstimo de material provenientes de jazidas mineral, estas que devem ser previamente licenciadas; Concretagem das fundações: para fundações indiretas é necessário a mobilização de equipamento perfuratriz, a liberação para montagem da armadura somente ocorre depois que todos os ensaios realizados nas estacas devem ser emitidos e aprovados. A concretagem deve ocorrer de uma só vez, sem intervalos, o que podem levar até 12h, assim é necessário o devido planejamento de insumos e equipe para não haver paralisação.

5.4 Abordagem tradicional/ágil

Foi informado que para a construção dos parques fundamentam-se na proposta teórica do PMBOK, no qual o cronograma e o plano são seguidos miuciosamente. Entretanto, o entrevistado afirma ter conhecimento de algumas ferramentas ágeis como o *scrum* e utiliza constantemente tecnologias da informação como meios de comunicaçao e gerenciamneto com a equipe.

5.4.3 Processo de gerenciamento de Projetos

O projeto se inicia com a negociação do contrato. Para isso, é feito um estudo do

mercado e necessário ter experiência e expertise no assunto, segundo o entrevistado. Os preços precisam estar dentro do mercado, pois com o aumento da competitividade, qualquer ganho em produtividade é algo determinante em uma negociação. Deve-se levar em consideração em termos de gerenciamento de projetos se o *layout* do parque eólico será incluído ou não no contrato. Caso afirmativo, a construtora planeja o *layout* de construção das fundações de torres e acesso, além dos projetos técnicos e detalhamentos das atividades necessárias durante a execução. As posições dos aerogeradores são sempre pré-estabelecidas pela contratante, pois são escolhidas mediante extenso estudo prévio.

É utilizado como modelo para o gerenciamento de projetos o PMBOK, e como *software* além do MS Project é utilizado o TOTVS, que gerencia a obra do começo ao fim e garante o controle de todas as operações e processos da construção e oferece mobilidade na troca de informações em todo fluxo. As técnicas de Gerenciamento de Projetos utilizadas são: caminho crítico, reuniões de controle, análise de desempenho, análise de valor agregado, matriz de comunicação, reporte do desempenho, análise de premissas, etc.

5.4.1 Gestão de Equipes e cooperação

Foram elencados como participantes da equipe do projeto o Gerente de Projetos, Equipe Técnica, Equipe Administrativa, Equipe de Produção, Equipe de Qualidade, Segurança, Meio Ambiente e Saúde e o Escritório de Projetos (corporativo). A comunicação entre estes se dá por meio de telefone, *Skype, e-mail* e matriz de comunicação e responsabilidade. Além disso, as equipes da linha de frente da produção se comunicam via rádio e presencialmente é feito duas reuniões diárias uma no início do turno (*check-in*) e outra no final do turno (*check-out*) onde os lideres participam com seus subordinados para fazer a comunicação horizontal**.**

Durante a operação, podem fazer parte da equipe o gerente técnico (responsável pelas programações mensais e semanais), engenheiro de produção, gerente de obra e um técnico em planejamento. Foi relatado que no total de uma obra, poderiam participar até 300 pessoas, contando o pessoal operacional, tático e estratégico.

Em relação à autonomia das equipes, foi relatado que toda a equipe tem autonomia, entretanto, as decisões mais cruciais ficam concentradas apenas em uma pessoa e algumas precisam passar pela empresa contratada para gerenciar o parque ou pelos gerentes de qualidade que representam o cliente.

Os *stakeholders* são considerados pessoas da alta liderança que apoiam as mudanças de cenário e ajudam no aculturamento das equipes na obra, existindo cooperação. Sua participação ativa é fundamental na gestão de desempenho e gestão do projeto. As principais partes interessadas da construção dos parques eólicos, são: o cliente (ou contratante), a comunidade,

o governo (órgãos reguladores), o executor e os fornecedores de produtos da construção civil, como cimento, metal e equipamentos. A presença destes no projeto foi constante, tendo em vista a sua importância. Por exemplo, paralisação da obra dependendo da situação (contratante) ou problemas relacionados às licenças ambientais (governo). Desta forma o atendimento dos requisitos destas partes interessadas é crucial.

5.4.2 Controle e Tecnologia

Os prazos seguem o cronograma traçado e caso não seja cumprido, é feito um replanejamento para verificar os impactos e possíveis ações de mitigação. No que se refere ao uso da tecnologia da informação, existe o uso de drones para fins de imagens do canteiro de obras, permitindo assim ver o seu avanço, sendo também úteis para a etapa de levantamento topográfico. Quando questionado sobre a utilização de alguma ferramenta para visualização real do comportamento da construção civil do parque eólico antes do mesmo ser iniciado, foi relatado que no momento não há uso, porém, já estão no processo de pesquisa para uma possível implantação.

Foi citado que existe um cronograma gerencial contemplando todas as atividades da obra. Em relação às reuniões, com base no Sistema de Excelência Operacional da empresa, existem três tipos para o monitoramento e acompanhamento do projeto. No primeiro bloco de reuniões, existem as reuniões setoriais por semana, incluindo uma reunião com o Gerente de Contrato para verificar desempenho na semana anterior e promover melhorias para as próximas semana. Já no segundo bloco existem as reuniões de alinhamento do *Last Planner System*- LPS onde é repassado o cronograma visando as seis semanas para frente e validando a programação semanal. O terceiro bloco são reuniões mensais com os gestores do contrato.

A empresa lida com mudanças inesperadas no projeto por meio do gerenciamento de risco do contrato, levantando antecipadamente as possíveis mudanças e novas estratégias. Quando as mudanças ocorrem, é feita uma nova revisão do cronograma gerencial, onde é visto quais os impactos estão sendo gerados por essa alteração inesperada do projeto. Feito este mapeamento, é elaborado um plano de ação para recuperar possíveis atrasos e se for o caso, diminuir o custo não previsto. O acompanhamento dos riscos se dá pelo estudo do contrato, onde é levantado os principais riscos do contrato, feito acompanhamento através de plano de ação e atualizações do cronograma gerencial.

5.5 *Lean construction*

Foi relatado que a empresa Alpha considera importante e aplica alguns dos princípios do *lean construction* para gestão da construção de parques, tendo em vista que estes ajudam a reduzir os desperdícios e garantem uma melhor produtividade nos processos. Para isso, existe

um Sistema de Excelência Operacional, voltado para a cultura *lean* e que faz parte do planejamento estratégico.

5.5.1 Eliminação dos desperdícios

Em relação à eliminação dos desperdícios é utilizada a rotina de GEMBA (o lugar real onde o valor é acrescentado) nas frentes de serviço e controle de apontamentos de campo e Workshop de produtividade- WS, revisão contínua dos processos com o intuito de otimizá-los. Para o entrevistado, a adoção do *Just in time* é considerada ideal para o fornecimento de materiais, entretanto para a construção civil dos parques torna-se complicado devido a existência de alguns materiais críticos como cimento, brita, areia, água e aço, precisam ser estocados para que não haja possibilidade de atrasos devido a falta destes.

Para eliminação dos custos com transporte, os maiores fornecedores de insumos estão em regiões próxima aos parques e há relação de parcerias entre eles. Também existem ferramentas de gerenciamento visual nas obras, para orientar operários e visitantes, como quadros de gestão a vista e murais de aviso nas áreas de vivência.

5.5.2 Indicadores de desempenho

Os principais indicadores utilizados são os Indicadores Chaves de Desempenho – KPIs de produção e produtividade, que são calculados ao final de cada turno na reunião de *Checkout* e apresentados semanalmente nas reuniões gerenciais. As perdas também são avaliadas através de indicadores de controle de equipamentos. O método de valor agregado também é utilizado após a apropriação da mão de obra e dos materiais, comparando a produção prevista com o trabalho realizado. A produtividade dos funcionários é calculada apontando as horas de trabalho de cada frente de serviço nas atividades realizadas. Em relação à comparação com outras obras é realizado uma reunião mensal entre estas, para análise de desempenho dos principais serviços.

5.5.3 Gestão de pessoas

Os critérios utilizados na seleção do pessoal para trabalhar diretamente na obra é a experiência que na maioria dos casos está relacionado com a produtividade. Existe também um plano de contratação de mão de obra local, no qual capacitam-se esses profissionais. Os trabalhadores da obra têm acesso ao planejamento, nas seções de *Pull Planning*, no qual os líderes das frentes participam ativamente do planejamento detalhado de cada atividade. Após as seções os lideres recebem semanalmente a sua programação semanal para ser disseminada com os seus liderados através de reuniões e mural de acompanhamento de obra. Além disso, existe treinamento para todos os profissionais capacitados para exercerem suas atividades, conforme o SGI (Sistema de Gestão Integrada).

6. PROPOSTA DE APLICAÇÃO DOS PRINCÍPIOS *LEAN* E ÁGEIS NA CONSTRUÇÃO DE USINAS EÓLICAS *ONSHORE*

Com base no estudo de caso, foi dito e analisado que o gerenciamento do projeto da construção civil de parques eólicos da empresa Alpha, é fundamentado no PMBOK, seguindo minuciosamente o cronograma planejado, uso de corrente crítica e de um plano. Entretanto, apesar do sucesso de suas obras civis, utilizar apenas este tipo abordagem tradicional em seus projetos, não garante a flexibilidade para lidar com imprevistos, rapidez e eficácia na comunicação, oferecidos pela abordagem ágil. Ainda assim, apesar da abordagem ágil garantir a flexibilidade de mudança na fase de projeto, existem dificuldades nesta garantia na construção civil pois as mudanças nas operações e retrabalhos podem gerar custos extras e atrasos no projeto (BERTELSEN, 2002).

Neste sentido, a abordagem ágil integra-se com a filosofia *lean* com o intuito de aperfeiçoar o projeto de construção. O *lean* é uma excelente técnica de fabricação e administração para alcançar a excelência nos produtos e serviços, especialmente para uma indústria como a energia eólica, onde o capital deve ser cuidadosamente gerenciado e controlado para atrair e garantir novos investimentos (THOMAS, 2015). Foi apresentado que a empresa Alpha faz uso do *lean construction*, aplicando algumas de suas ferramentas nos seus processos, como o GEMBA e gestão visual, entretanto apenas isso não é suficiente para eliminação dos desperdícios em uma obra tão complexa como esta. Desta forma, serão propostas as aplicações de alguns dos princípios de ambas as abordagens nos tópicos a seguir.

6.1 Proposta de aplicação dos princípios ágil

- **Indivíduos e interações entre eles mais do que processos e ferramentas:** A grande ênfase na flexibilidade para a mudança pode ser alcançada com a comunicação entre a equipe de projeto e de trabalho. Foi apresentado que a equipe do projeto utiliza algumas ferramentas para se comunicar, como a matriz de comunicação, uma sugestão seria o incremento desta técnica com o framework *scrum*, o qual desenvolve a comunicação por intermédio de *daily meeting* (reuniões diárias), *burndown Charts* (gráfico utilizado para representar diariamente o progresso do trabalho em desenvolvimento), quadro de *Kanban*, etc, permitindo a comunicação e visibilidade do projeto. Sempre perguntando a cada membro da equipe o que foi feito, quais são os planos e se existem impedimentos.

- ***Software* em funcionamento mais que documentação abrangente:** O *software online* utilizado é o MS Project. Entretanto ainda não existe a utilização de ferramenta para visualização real do comportamento da obra antes da mesma ser iniciada. Uma tendência existente no setor eólico em consequência do avanço do uso de sistemas computacionais é o

Modelo de Informação de Construção (BIM). Esta ferramenta vem sendo constantemente aplicada em conjunto com as práticas *lean* no gerenciamento da construção. Um projeto desenvolvido utilizando o BIM oferece melhor compartilhamento de dados, custos reduzidos e maior valor de vida útil, além de aumentar a integração das partes interessadas no processo (MURPHY, 2016; BISHOP; STOCK, 2010).

- **Colaboração com o cliente mais que negociação de contratos:** A importância da participação dos *stakeholders* no projeto para empresa é considerada importante. Órgãos licenciadores e comunidade local, desempenham um papel crítico durante a construção de um parque eólico (GOLDEMBERG; LUCON, 2007; IMPROTA, 2008). A falta do gerenciamento do contato com esses agentes causa grandes problemas durante o processo de construção. Isso agregado ao pensamento ágil de envolvimento dos *stakeholders* durante a execução do projeto faz com que tarefas que os envolvam devam ser bem elaboradas. Durante o planejamento da construção do parque eólico, algum representante deve estar facilmente disponível para que a aprovação geral do planejamento e qualquer dúvida que possa surgir obtenha resposta de maneira rápida.

- **Responder a mudanças mais do que seguir um plano:** Na fase do planejamento são utilizadas até duzentas horas para elaborar os detalhes técnicos da construção civil e o detalhamento completo do cronograma. De acordo com a abordagem ágil, é recomendado que o planejamento seja feito aos poucos, com a participação dos *stakeholders*, entregas divididas em partes menores, o projeto sendo replanejado com frequência para se adaptar dinamicamente aos obstáculos enfrentados, e não deixar que as mudanças ocorram para que possa ser tomada uma atitude, diminuindo assim o tempo de planejamento da obra (CERVONE, 2011).

6.2 Proposta de aplicação dos princípios do *lean construction*

- **Eliminar desperdícios e aumentar o valor do produto:** Para eliminação efetiva das atividades que não agregam valor e prevenção dos desperdícios nas obras, deve ser aplicado a ferramenta o Mapeamento do Fluxo de Valor. Para isso, a construtora deve definir qual o processo de construção civil do parque eólico se deseja mapear primeiro, realizando o desenho do estado atual a partir da coleta das informações como: tempos, número de pessoas envolvidas em cada processo, etc. O desenho do estado futuro do processo construtivo virá na sequência, acompanhado do plano de trabalho e implementação. O objetivo desse plano é fazer com que o estado futuro se torne realidade (PINTO, 2012).

- **Aumentar a transparência do processo:** Algumas técnicas do *lean* ajudam nessa visualização, como o gerenciamento visual e o processo 5S (ambiente de trabalho visual). A ferramenta de aumento de visualização fala sobre comunicar informações-chave de maneira

efetiva para as equipes de projeto e de trabalho por meio de várias placas e sinais espalhados pelo canteiro de obras, esta prática é realizada pela empresa estudo de caso. As equipes podem ser lembradas de que elementos como fluxo de trabalho, metas de desempenho e ações específicas, caso possam visualizar os sinais e placas (EL-KOURD, 2009; MOSER; DOS SANTOS, 2003). Isso inclui sinais sobre a segurança, o cronograma e a qualidade (PEREIRA, 2016). A ferramenta do 5S aplicada no ambiente de trabalho é separada em ações que estabelecem como um local de trabalho pode se tornar mais otimizado (EL-KOURD, 2009). As ações que devem ser aplicadas são: organizar (*Sort*); endireitar (*Straighten*); padronizar (*Standardize*); brilhar (*Shine*); manter (*Sustain*).

- **Melhoria contínua do processo:** O *first run studies* é uma ferramenta *lean* que faz parte do esforço de melhoramento contínuo e é usada quando um procedimento precisa ser melhorado. Inclui estudos de produtividade e uma revisão dos métodos de trabalho. Esses estudos comumente usam arquivos de vídeo, foto ou gráficos para mostrar o processo ou ilustrar as instruções de procedimento a ser melhorado. O primeiro passo é escolher uma operação da construção que deve ser examinada em detalhes, trazendo novas ideias e sugestões para explorar maneiras de executar melhor esse trabalho. Por exemplo, caso a equipe acredite que o processo concretagem de fundações possa ser mais eficiente, tendo em vista que existem problemas de paralisação nesta atividade, esse procedimento deve ser documentado e relatado de forma completa com vídeos, relatos, fotos e temporizado para análise e aprimoramento do processo (PEREIRA, 2016).
- ***Benchmarking***: Em relação aos indicadores de desempenho sugere o *Benchmarking* interno comparando o desempenho entre departamentos ou processos dentro da própria empresa, descrevendo com maior exatidão e transparência quais as situações de menor desempenho, em localizações distintas (PINTO, 2012).

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O custo de mercado é algo determinante em uma negociação. Com o aumento da competitividade, qualquer ganho em produtividade e diminuição desse custo é fundamental para o setor eólico. O uso *lean* como filosofia de gestão auxilia nesta redução e no aumento da eficiência das operações, e quando integrado com outras abordagens como a ágil, promove a flexibilidade e rapidez nos processos.

Respondendo a pergunta: “Como seria a aplicação dos princípios *lean* e ágil na fase de construção de parques eólicos?”, este trabalho propôs a aplicação dos princípios da abordagem ágil para gerenciamento de projetos e do *lean construction* e suas variadas ferramentas por meio

de estudo de caso com uma empresa referência em implantação de parques eólicos. As ferramentas propostas foram o *Daily meeting*, *burndown Charts*, quadro de *Kanban* para melhoria da comunicação da equipe do projeto, *software online* para promoção da agilidade, Mapeamento do fluxo de valor, para eliminação dos desperdícios na etapa de construção, 5s para o aumento da transparência entre processos, *First run studies* para melhoria contínua e *benchmark* para medição de desempenho.

Como recomendação para trabalhos futuros, sugere-se a realização de estudos em mais empresas deste setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEOLICA, A. B. DE E. E. **Números ABEEólica.** Disponível em:< http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/02/N%C3%BAmeros-ABEE%C3%B3lica-01.2019.pdf>. Acesso em 28 fev. 2019.

ALÉ, J. et al. **Aspectos da Calibração de Anemômetros nos Empreendimentos Eólicos**. v. 4, 2008.

ANSAH, R. H. et al. Lean construction: an effective approach for project management. **ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences**, v. 11, n. 3, p. 1607-1612, 2016.

BARROS, E. S. Aplicação da Lean Construction no setor de edificações: um estudo multicaso. 2005.

BERTELSEN, S. Bridging the gap–towards a comprehensive understanding of lean construction. IGLC-10, Gramado, Brasil, 2002.

BIS. Infrastructure supply chains: barriers and opportunities, department for business", Innovation and Skills, BIS, London, 2011.

CERVONE, H. Frank. Understanding agile project management methods using Scrum. **OCLC Systems & Services: International digital library perspectives**, v. 27, n. 1, p. 18-22, 2011.

CGEE. Análises e percepções para o desenvolvimento de uma política de CT&I no fomento da energia eólica no Brasil. Brasília, 2012.

CHEN, Q. et al. Interface management-a facilitator of lean construction and agile project management. **International Group for Lean Construction**, v. 1, n. 1, p. 57-66, 2007.

CHIN, G. **Agile project management how to succeed in the face of changing project requirements.** New York: AMACOM, 2004.

COUTINHO, Í. D. A. **Estudo da aderência dos processos de gestão de projetos em empresas de engenharia consultiva de Belo Horizonte**. Dissertação de mestrado. PPGA em Administração, Universidade FUMEC, Belo Horizonte, 2009.

DENHOLM, P. et al. **Role of energy storage with renewable electricity generation**. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2010.

ELOLA, Aitziber; PARRILLI, Mario Davide; RABELLOTTI, Roberta. The resilience of clusters in the context of increasing globalization: The Basque wind energy value chain. **European Planning Studies**, v. 21, n. 7, p. 989-1006, 2013.

FERNANDES, M. C. T. Um sistema ágil na gestão da construção. In: **Congresso Construção 2012**. 2012.

GAO, S., LOW, S. P. **The Toyota Way model: an alternative framework for lean construction.** Total Quality Management & Business Excellence, 2014.

GOUVEIA, Y. C. DA S. **Construção de um parque eólico industrial**. Instituto Superior De Engenharia De Lisboa, 2013.

HOWELL, G. A. et al. Construction engineering— Reinvigorating the discipline. **Journal of construction engineering and management,** 2010.

HU, Z. et al. Research on Agile Project Management with Scrum Method. p.26–29. IEEE. DOI: 10.1109/SSME.2009.136, 2009.

KERZNER, H. **Project management**: **a systems approach to planning, scheduling, and controlling.** 10th ed. Hoboken, N.J: John Wiley & Sons, 2009.

KOLADIYA, B. Research trends of Lean Construction and its compliance with Toyota Production System for year 2016. 2017.

MARTIN, A.; BIDDLE, R.; NOBLE, J. The XP customer role in practice: Three studies. Agile Development Conference, 2004.**Anais.** p.42–54. IEEE, 2004.

MCMAHON, P. E. Bridging Agile and Traditional Development Methods: A Project Management Perspective. **Technology by Any Other Name**, v. 801, p. 16, 2004.

MOLHANEC, M. **The Agile Methods** - an Innovative Approach in the Project Management. p.304–307. IEEE. DOI: 10.1109/ISSE.2007.4432868, 2007.

MERSCHBROCK, C. et al. **Lean production construction: prospects for the Icelandic construction industry**. 2009. Tese de Doutorado.

NOWOTARSKI, P.; PASLAWSKI, J. Lean and agile management synergy in construction of high-rise office building. Archives of Civil Engineering, v. 62, n. 4, p. 133-148, 2016.

NURDIANI, I. et al. The impacts of agile and lean practices on project constraints: A tertiary study. **Journal of Systems and Software**, v. 119, p. 162-183, 2016.

OUNAIES, H. Z.; JAMOUSSI, Y.; AHMED, M. B. PROJECT MANAGEMENT IMPROVEMENT IN EXTREME PROGRAMMING. **Revista de Procesos y Métricas de las tecnologías de la información**, v. 3, n. 1, p. 25–31, 2006.

OWEN, R. et al. **Is agile project management applicable to construction?** Conference or Workshop, London, 2006.

PEREIRA, Pedro Baesse Alves. **Planejamento e controle na construção civil de parques eólicos: proposta exploratória de uma abordagem híbrida de gerenciamento de projetos**. Dissertação de Mestrado, 2016.

PINHO, António José de Aguiar Monteiro et al. **Gestão de projectos de parques eólicos:** contributos para a melhoria do processo. 2008.

PINTO, Jorge Manuel Fonseca et al. **Lean Construction**: proposta de metodologia de avaliação de projetos de construção. 2012.

RIBEIRO F. L; FERNANDES M. T. Exploring agile methods in construction small and medium enterprises: a case study. **Journal of Enterprise Information Management**, v. 23, n. 2, p. 161-180, 2010.

RODEWOHL, C. **The presence of Lean Construction principles in Norways transport infrastructure projects**. Dissertação de Mestrado. Institutt for bygg, anlegg og transport, 2014.

SAINI, M. et al., Critical factors for transferring and sharing tacit knowledge within lean and agile construction processes. **University of Salford**, Manchester, 2018.

TAYLOR, S. Offsite production in the UK construction industry. **Report: Construction Engineering Specialist Team**, 2012.

THOMSEN, Kurt. **Offshore wind: a comprehensive guide to successful offshore wind farm installation**. Academic Press, 2014.

TURNER, J. R. **The Handbook of project-based management: leading strategic change in organizations**. New York: McGraw-Hill Education, 2008.

VALLON, R. et al. An Agile and Lean Process Model for Mobile App Development: Case Study into Austrian Industry. **JSW**, v. 10, n. 11, p. 1245-1264, 2015.

WANG, X. et al. "Leagile" software development: An experience report analysis of the application of lean approaches in agile software development. **Journal of Systems and Software**, v. 85, n. 6, p. 1287-1299, 2012.

WEN, Ye. Research on Cost Control of Construction Project Based on the Theory of Lean Construction and BIM: Case Study. **The Open Construction and Building Technology Journal**, v. 8, n. 1, 2014.

WOMACK, J. P.; JONES, D. T. **A máquina que mudou o mundo**. Gulf Professional Publishing, 2004.

ZANKOULA, E.; KHOURYB, H. Simulation of On-Shore Wind Farm Construction Process in Lebanon, 2015.

APÊNDICE

Roteiro de pesquisa

A pesquisa de campo faz parte do curso de mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção (PEP) da Universidade Federal do Rio Grande do Norte. O objetivo da pesquisa é investigar os aspectos presentes na construção civil de um parque eólico em uma empresa de referência na área. Para a execução da pesquisa o profissional Gerente de engenharia deverá ser entrevistado.

A pesquisa será dividida nos seguintes tópicos: **Abordagem ágil:** Processo de gerenciamento de Projetos, Gestão de equipes e cooperação e Controle e Tecnologia. ***Lean Construction:*** Eliminação dos desperdícios, indicadores de desempenho e gestão de pessoas.

Roteiro
1. Baseado na sua experiência, quais os passos iniciais para a negociação da construção de um parque eólico?
2. Quais são as etapas da construção de um parque eólico?
3. Quais são as principais barreiras enfrentadas na construção de um parque eólico?
Gestão de projetos ágeis
4. Conhece abordagens ágeis em gerenciamento de projetos? Se sim, quais?
5 Por quem é formada a equipe do projeto?
6 Quem eram os *stakeholders*? E como se deu a participação destes na construção do parque?

7 Como é feito o controle e monitoramento das atividades da construção do parque? a. Existe um cronograma? b. Qual a frequência das reuniões? c. Os prazos são cumpridos de acordo com o planejamento? e. Existe o emprego da tecnologia da informação (drones, sensores) para o monitoramento nas obras f. É utilizada alguma ferramenta para visualização do comportamento da obra (custos, cronograma) antes da mesma ser iniciada?
8 Caso aconteça alguma mudança inesperada no projeto, como se lida com isso?
9. Como ocorre a comunicação entre a equipe de projeto?
10. Algum método de gerenciamento de projeto é usado? a. É utilizado algum software para o gerenciamento do projeto? b. Quais ferramentas/técnicas de gerenciamento de projetos que utilizam?
Lean Construction
13. A empresa conhece a filosofia *lean*? Acha que é benéfica para projetos de construção pequenos e grandes?
14. A empresa avalia o desempenho de sua produção? Se sim, quais são os principais indicadores de desempenho usados pela empresa?
15. Você acha que os suprimentos de material *lean* / JIT são uma solução adequada na construção?
16. Identifique quais são as maiores fontes de desperdício? Há algum tipo de controle nestes?
17. Há comparações entre o desempenho da produção com seus concorrentes ou outra obra da construtora que esteja em ritmo da produção?
18. Os fornecedores estão próximos ao parque? Há um relacionamento de parceria com estes?
19. Quais são os critérios utilizados na seleção do pessoal para trabalhar diretamente na obra? a) Experiência, agilidade, tempo de obra, produtividade, etc.
20. Os trabalhadores da obra têm acesso ao planejamento? Se sim, de que forma?
21. Há treinamento para o pessoal diretamente envolvido com a produção da obra?
22. Como sua organização mede a produtividade dos funcionários e seus processos de trabalho?
23. Há ferramentas de gerenciamento visual nas obras para orientar operários e visitante?

Uso de Usinas Reversíveis Submersas como forma de Armazenamento de Energia Eólica

Dante Bachi Junior [1]
Geraldo Lúcio Tiago Filho [2]

RESUMO: Atentando para a relevância do desenvolvimento de tecnologias para o armazenamento de energia, assunto que ganha importância com a crescente necessidade de integrar energias de fontes renováveis intermitentes, de modo eficiente, a matriz energética nacional. É que, no presente trabalho propõe-se uma tecnologia de armazenamento de energia em centrais submersas, lacustres ou marinhas, utilizando a energia eólica como fonte e o gradiente de pressão de reservatórios submersos como acumuladores de energia. O sistema proposto se destaca por apresentar elevados índices de: (1) Competitividade (nível de maturidade das tecnologias empregadas na construção do empreendimento), (2) Escalabilidade (ilimitada capacidade de armazenamento de energia e potência), (3) Replicabilidade (independência meteorológicas e geográfica do local onde é inserida) e (4) Versatilidade (inovação tecnológica). Portanto, conclui-se que, a Usina Hidráulica Reversível Submersa Eólica – UHRSE, pode ser uma alternativa técnica e economicamente viável para o armazenamento de energia de fonte eólica no fundo do oceano da região Nordeste do Brasil, região que lidera a geração de energia a partir de fonte eólica *onshore* e possivelmente *offshore*.

PALAVRAS-CHAVE: Armazenamento de energia, energias renováveis e fonte eólica.

ABSTRACT: Striving for the economy of development of energy storage technologies, an issue that has been gaining importance as an efficiently intermittent renewable energy source, a national energy matrix. The present work presents a submerged energy storage technology using wind energy and pressure gradient of submerged reservoirs as energy accumulators. The main system presents high levels as follow: (1) Competitiveness (maturity level of speeds applied in the construction); (2) scalability (nergy and power load capacity; (3) Replicability (meteorological and geographic independence of the place where is insert) and (4) Versatility (technological innovation). Therefore, UHRSE can be a technical and economically alternative for the storage of wind energy in the ocean floor of the Northeast region of Brazil, a region that leads the generation of energy from source onshore and possibly offshore.

KEY WORDS: Storage of energy, renewable energy and wind power.

---

(1) Mestre em Ciências em Engenharia de Energia pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI.
(2) Doutor em Engenharia Civil-Hidráulica, Mestre em Mecânica-Máquina de Fluxo, Centro Nacional de Referências em PCH-Professor Titular do Instituto de Recursos Naturais – Universidade Federal de Itajubá UNIFEI.

I. Introdução

A nível mundial, a utilização da energia elétrica é um desafio com que as sociedades se deparam. Elas necessitam de recursos energéticos acessíveis técnico-economicamente, sócio e ambientalmente sustentáveis e com baixas emissões de carbono.

As tecnologias de geração de energia com baixa emissão de carbono para a atmosfera (fontes renováveis e captura de carbono) associadas a ganhos de eficiência na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica contribuirão para a redução significativa da emissão dos gases do efeito estufa. Identificando-se os passos necessários para estas mudanças tecnológicas em toda a cadeia de produção e uso da energia elétrica, as decisões governamentais e as práticas de comercialização de energia poderão ser melhor encaminhadas. Dentre os recursos energéticos, a eólica e solar detém o maior potencial para satisfazer essa necessidade, apesar dessas tecnologias gerarem eletricidade a partir de recursos intermitentes.

Segundo Santos (2016), um sistema elétrico precisa mais do que apenas energia, ele necessita de recursos elétricos para que essa energia seja disponibilizada com qualidade e confiabilidade em diferentes escalas temporais de forma a adequar às necessidades do sistema. Os operadores podem implementar diversas técnicas de equilíbrio de carga que aumentam a flexibilidade do sistema elétrico. Um dos métodos utilizados é precisamente o armazenamento de energia. No entanto, ainda que as tecnologias de armazenamento de energia elétrica sejam diversas e possuam características variadas, nenhuma tecnologia de armazenamento possui as características adequadas para atuar em todos os campos de aplicação, como por exemplo: capacidade de armazenamento e tempo de descarga.

Para além da grande diversidade de tecnologias e campos de aplicação, a crescente introdução de energia produzida via fontes renováveis (solar, eólica, etc.) no sistema elétrico impõe dificuldades técnicas devido à sua intermitência. Embora a utilização de sistemas de armazenamento de energia - SAE seja uma opção atrativa para a sua suavização, o custo de grande parte destas tecnologias de armazenamento é ainda muito elevado. Consequentemente, parar ou reduzir a produção de energias elétrica a partir de fontes renováveis é, muitas vezes, uma opção mais econômica que o armazenamento desta energia quando existe excesso de produção (SANTOS, 2016).

Contudo, os “custos muito elevados” das tecnologias de armazenamento podem ser atenuados considerando a necessidade histórica do setor elétrico, cuja a demanda deve

estar em sintonia com à oferta. E nesse contexto, o SAE permite que haja uma "harmonia" entre oferta e demanda, uma vez que, permite a geração de energia elétrica em determinado momento e utilize a disponibilidade energética do sistema em outro. Por esta razão, o armazenamento de energia pode potencializar a entrada de fontes de baixa emissão de carbono, substituindo grandes fontes emissoras de gases poluentes, tornando-as economicamente competitiva e, o setor elétrico, mais sustentável e resiliente.

Segundo Silva *et al*.,(2016), além da principal utilidade do SAE, que é a de fornecimento de potência, existem ainda outros muitos serviços como: (1) arbitragem, serviço que envolve o conceito do termo inglês "time-shifting", que se refere a armazenar energia durante os períodos de preços baixos, descarregando-a do armazenador durante períodos de preços elevados, (2) rastreamento de carga, ou "load following", refere-se ao sistema de armazenamento equilibrar a oferta de energia, principalmente a geração, e a demanda do usuário final (carga) dentro de uma região ou área específica ao longo intervalos de tempo que variam de minutos a algumas horas, e (3) o serviço de "black-start" também conhecido como auto restabelecimento. Em caso do acontecimento de uma falha catastrófica na rede, o sistema de armazenamento pode atuar no processo de restauração de uma estação de energia sem depender da rede de transmissão de energia elétrica externa.

Um SAE pode também aliviar o sistema em momentos de congestionamento pelo fato de o sistema de armazenamento poder descarregar nos casos em que a rede se encontra já saturada, ou seja, durante picos de demanda (SILVA, 2016).

O armazenamento de energia é indiscutivelmente a próxima grande fronteira do setor energético mundial nesse século. Os SAEs abrem uma infinidade de oportunidades para acelerar a transição da matriz energética mundial rumo as energias sustentáveis.

Portanto, o objetivo deste trabalho é explorar fatores dos parâmetros: (1) competitividade, (2) escalabilidade, (3) replicabilidade e (4) versatilidade que ajudem a determinar o potencial de sucesso da instalação de uma Usina Hidráulica Reversível Submersa Eólica- UHRSE no fundo do oceano no Nordeste brasileiro.

2. Competitividade

Segundo Santos (2016), a competitividade diz respeito à possibilidade de redução do custo da tecnologia considerando o seu nível de desenvolvimento e a possibilidade de avanços e descobertas tecnológicas na área. São tecnologias com elevado

índice de competitividade, aquelas que possuem um custo baixo ou alto, mas ainda níveis de desenvolvimento baixos (em P&D de protótipo) ou tecnologias já em estados avançados de desenvolvimento (comerciáveis e maduras) com baixo custo. Destaca-se em especial o bombeamento hidráulico.

O bombeamento hidráulico é ainda um dos meios mais atrativos de armazenar energia. O sucesso deste meio deve-se ao conjunto de características técnicas que possui para além das restantes características de outros sistemas de armazenamento, como: térmicos, químicos, eletroquímicos, elétricos e outros mecânicos. Adicionalmente, o seu custo nivelado de eletricidade (€/kWh/ciclo) é muito reduzido quando comparado com outras tecnologias ainda que o custo de investimento (€/kWh) seja relativamente alto. Porém, o custo de investimento não deve ser utilizado como meio de comparação entre tecnologias sem que seja primeiro estudado o grau de desenvolvimento da tecnologia em causa. Este parâmetro designa-se de potencial de redução de custos.

Para a avaliação do potencial de redução de custo é primeiro importante avaliar o nível de desenvolvimento da tecnologia em causa. Diferentes níveis de desenvolvimento possuem uma probabilidade diferente de redução de custo, de forma que quanto mais elevado for o nível de desenvolvimento tecnológico, mais reduzido é seu custo. Este facto fica especialmente evidente em duas tendências. Primeiro, é a da descida do custo da tecnologia ao longo do tempo com os avanços no seu desenvolvimento. Segundo, é que à medida que a tecnologia se desenvolve é cada vez mais difícil baixar o seu custo. Estas duas tendências serão utilizadas para o estudo do potencial de redução de custos. Para que tal seja possível é necessário diferenciar primeiro os níveis de desenvolvimento de cada tecnologia.

2.1. O Sistemas de Armazenamento de Energia – SAE por Bombeamento Hidráulico.

Os sistemas de armazenamento de energia – SAE podem ter aplicações e capacidades bastante distintas e, ainda, ser de resposta lenta ou de resposta rápida, abrangendo uma ampla gama de tecnologias. Dentre elas destacam-se as de natureza mecânica fazendo uso da energia gravitacional (usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação e reversíveis). Trata-se de uma tecnologia madura que é utilizada pela maioria das instalações de armazenamento de energia em operação totalizando, em 2016, em cerca de 95,2% da potência instalada no mundo 193,1 GW. Em 2016, de acordo com as estatísticas do Departamento de Energia dos EUA, existiam 352 empreendimentos de usinas reversíveis em operação no mundo, destaque para o Japão com 44 usinas 28,7 GW,

os EUA com 50 usinas 28,9 GW, a China com 34 usinas 32 GW, a Alemanha com 29 usinas 6,7 GW, a, Espanha com 22 usinas 22 GW, a Itália com 19 usinas 7,6 GW e a França com 11 usinas 5,9 GW (ANE, 2016).

A tecnologia está baseada na implantação de reservatórios localizados em dois (ou mais) níveis. A água é bombeada para o reservatório superior nos períodos de menor demanda de eletricidade e descarregada para o reservatório inferior gerando energia nos períodos de maior demanda. A energia é armazenada na forma de energia potencial gravimétrica e a eficiência dos sistemas encontram-se na faixa de 75 a 85%. A tecnologia é aplicada numa ampla faixa de potência de dezenas de megawatts a gigawatts, sendo competitiva para aplicações envolvendo grande quantidade de energia e potência instalada elevada. Os sistemas de bombeamento hidráulico apresentam vida útil e custo de capital semelhantes aos dos projetos de geração hidroelétrica e, da mesma forma, compartilham restrições semelhantes tais como de localização para implantação dos reservatórios inferior e superior, impactos ambientais, custo de capital inicial e prazos elevados para a implantação (ANE, 2016).

As usinas reversíveis podem ser construídas basicamente de três formas:

- Circuito Fechado (*closed loop*) - Utiliza dois reservatórios que podem ser lagos artificiais ou lagos naturais adaptados sendo que nenhum deles é ligado a um rio. Necessita apenas de água para reposição das perdas por evaporação e/ou infiltração via de regra proporcionada por um curso d'água, cuja parte da vazão afluente compensa estas perdas;
- Circuito Aberto (*open loop*) - Utiliza dois reservatórios sendo pelo menos, um deles, constituído a partir de uma fonte natural de água. Às vezes combina bombeamento para armazenamento de energia com uma hidrelétrica convencional;
- Circuito Semiaberto - Utiliza dois reservatórios sendo um deles artificial e o outro uma fonte natural de água, geralmente um rio, porém existem exemplos de utilização da água do mar (usina de Yanbaru, Okinawa, Japão). Encontra-se em estudo no Chile uma usina reversível híbrida adotando como reservatório inferior o próprio mar e utilizando energia solar para suprir a energia necessária ao bombeamento d`água para o reservatório superior.

De um modo geral, as usinas reversíveis são utilizadas em operação descontínua e possuem altas quedas permitindo que os reservatórios sejam de pequenas dimensões e, portanto, de baixo impacto ambiental. Dependendo da forma construtiva dos reservatórios das usinas reversíveis, muitos dos potenciais impactos ambientais produzidos por usinas reversíveis são similares aos de uma usina hidrelétrica convencional.

Usinas hidrelétricas com quedas maiores do que 600 m de uma forma geral utilizam turbinas do tipo Pelton, entretanto presentemente existem usinas reversíveis com quedas brutas superiores a 600 m com unidades reversíveis turbinas/bombas de vários estágios do tipo Francis. Para quedas menores que 600 m, geralmente são utilizadas turbinas reversíveis, isto é, operam tanto como turbinas como bombas. O atual estado da tecnologia permite às máquinas reversíveis que operem no modo "síncrono" quando estiverem gerando energia, e "assíncrono" quando estiverem operando como bombas (ANE, 2016).

Além da capacidade de armazenamento, eficiência, maturidade da tecnologia e tempo de descarga, a vantagem das máquinas reversíveis em relação às outras tecnologias de armazenamento de energia (centrais térmicas) é o tempo curto (02 minutos) para passar do modo de operação de bombeamento para a geração máxima (ANE, 2016).

A Naturstromspeicher, mostrado na Figura 1, localizada em Gaildorf, Alemanha, por exemplo, é um sistema híbrido de armazenamento de energia elétrica que combina uma usina hidrelétrica com uma fazenda eólica. Seu princípio de funcionamento é ao mesmo tempo simples e engenhoso. Em momentos de excedente de energia, a usina reversível é alternada para o modo de bombeamento deslocando água de um reservatório inferior para um tanque superior junto às torres eólicas. Já no caso de um aumento da demanda energética na rede, a água do reservatório superior é descarregada ao reservatório inferior por meio de um conduto forçado acionando as turbinas da usina no processo (VOITH, 2019).

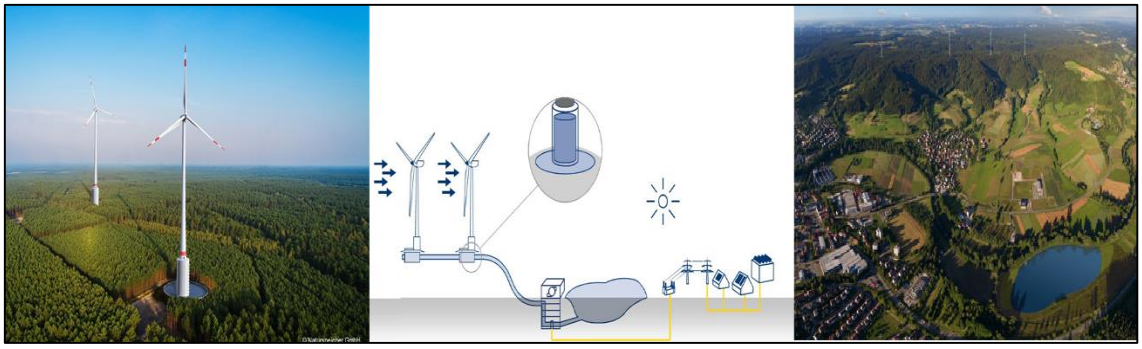


Figura 1: Usina Híbrida - Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica por Bombeamento Hidráulico. Fonte: (VOITH, 2019).

De acordo com o fabricante é composto por dois reservatórios, sendo que o superior tem capacidade total de 160mil m³, e por três turbinas Francis reversíveis (turbinas-bombas) potência total de 16MW. De acordo o sistema tem capacidade de injetar eletricidade na rede em questão de segundos (VOITH, 2019).

2.2. Máquinas Reversíveis

O conjunto das máquinas reversíveis consistem em um motor-gerador e uma turbina-bomba reversível que funciona como uma bomba ou como uma turbina, dependendo da direção de rotação conforme Figura 2. As turbinas-bomba podem ser instaladas em locais com quedas de menos de 50 m até 1.200 m, e com capacidades unitárias que variam de menos de 10 MW a mais de 500 MW (CRUZ, 2018).

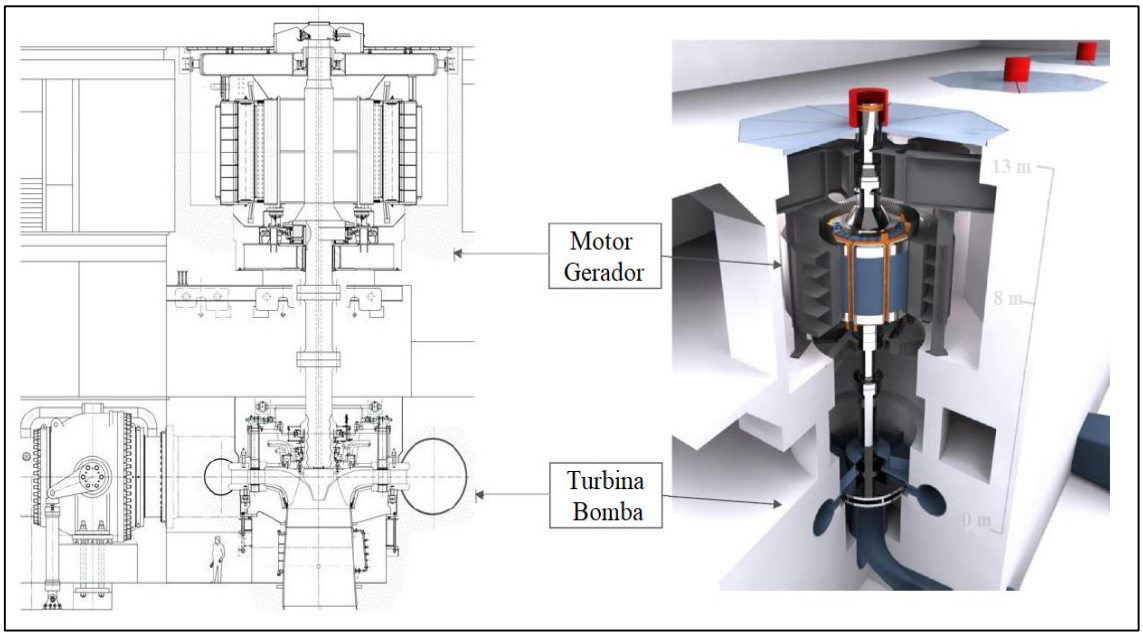


Figura 2: Conjunto de Máquina Reversível. Fonte: (CRUZ, 2018).

Pasquali (2006) e Sallaberger (2012) explicam que o estado atual da tecnologia permite às máquinas eletromecânicas nas UHER operarem em modo síncrono quando estiverem gerando energia e assíncrono quando estiverem acionando as bombas. Assim, a velocidade de rotação da turbina-bomba pode ser variada, permitindo ajustar a capacidade da bomba para utilizar apenas a quantidade de energia disponível no momento. Isso permite uma estabilização extremamente eficiente da rede. Com base em Schreiber (1978), todos os tipos de turbinas de reação podem ser transformados em reversíveis. A Figura 3 indica a relação entre a queda e velocidade específica dos principais tipos de turbinas reversíveis (apud CANALES et al., 2015).

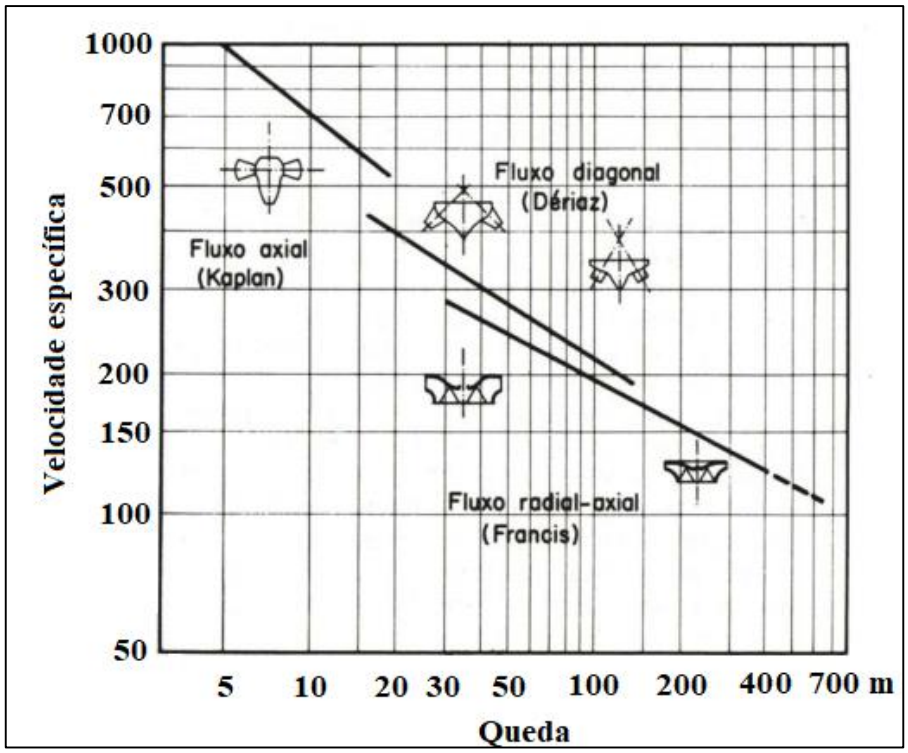


Figura 3: Relação entre Altura de Queda e Velocidade Específica de Turbinas Reversíveis
Fonte: (SCHREIBER, 1978)

Segundo Schreiber (1978) e Vennemann et al. (2010), quedas maiores que 700m exigem turbinas do tipo Pelton, acarretando, conforme Figura 4, que a configuração do equipamento inclua três máquinas: turbina, motor-gerador e bombas múltiplos estágios (apud CANALES *et al.*, 2015).

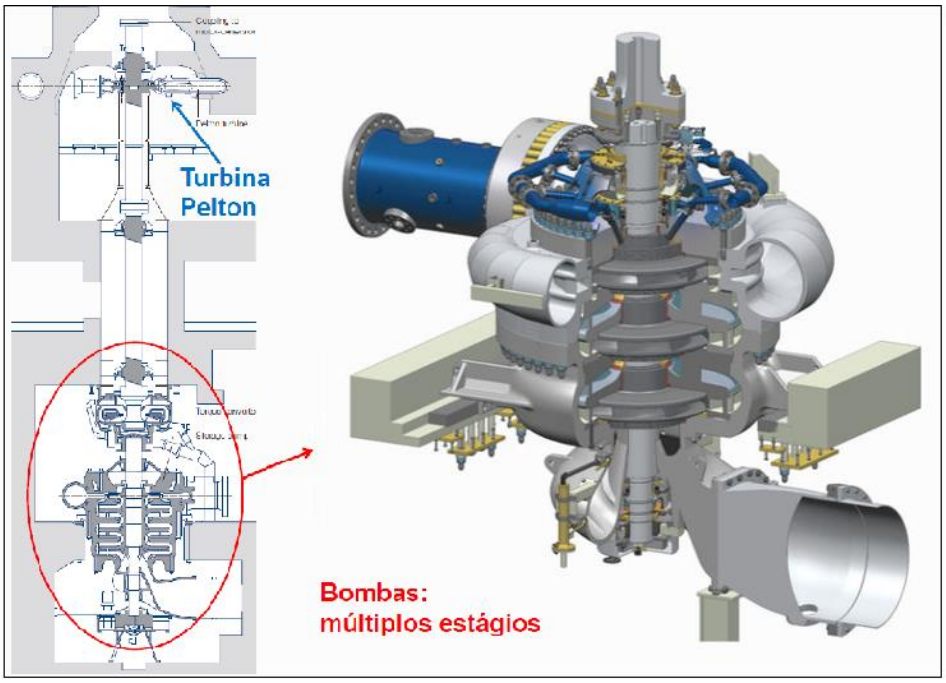


Figura 4: Bombas Múltiplos Estágios**.** Fonte: (CRUZ, 2018).

Segundo Canelas *et al*. (2015), as máquinas reversíveis permitem aproveitar melhor a energia elétrica gerada a partir de fontes de energia renováveis, como a radiação solar e o vento, as quais apresentam disponibilidade imprevisível. Para minimizar os efeitos negativos desta aleatoriedade, as Usinas Hidrelétricas Reversíveis – UHER, armazenam em um reservatório superior o excedente de eletricidade produzida nas horas de menor consumo, na forma de energia potencial da água. Depois, nos picos de consumo, a água acumulada é devolvida a um reservatório inferior para acionar as turbinas e gerar energia elétrica. Esta compensação pode ser diária, semanal ou sazonal.

Além da capacidade de armazenamento, eficiência, maturidade da tecnologia e tempo de descarga, Vennemann *et al.* (2010, apud Canales *et al.*, 2015), afirmam que outro fator importante que distingue positivamente as UHER das outras tecnologias de armazenamento é o curto tempo necessário para passar do bombeamento para geração máxima (~2 minutos, enquanto que uma turbina a gás precisa de 7 a 15 minutos para aquecer uniformemente, como já foi mencionado antes).

2.3. Usina Hidrelétrica Reversível Submersa Eólica – UHRSE como SAE.

No sistema elétrico brasileiro o armazenamento de energia sempre foi efetuado com a utilização de centrais hidrelétricas com reservatórios de acumulação, para garantia de fornecimento de energia elétrica, com a participação da geração termelétrica como *back-up* no sistema interligado e na base nos sistemas isolados. A redução progressiva da construção de usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação tem aumentado a participação da geração termelétrica mormente nos períodos de baixa regimes hidrológicos. O sistema elétrico brasileiro é de natureza hidrotérmica, com uma participação crescente das fontes renováveis intermitentes com destaque para a geração eólica e com sinais de crescimento acelerado da geração fotovoltaica na geração distribuída.

Em um cenário de uso crescente das fontes renováveis e intermitentes de geração de energia elétrica em substituição ao emprego de combustíveis fósseis amplia-se, na ausência de reservatórios de acumulação, a necessidade de outras formas de armazenamento de energia para compatibilizar a produção e a demanda de energia elétrica.

Neste trabalho, propõem-se apresentar a analisar um modelo de aproveitamento energético ao setor elétrico brasileiro através das tecnologias de armazenamento de energia por bombeamento hidráulico constituída na forma de Usina Hidrelétrica

Reversível - UHR em “circuito semiaberto”. Esta UHR é submersa, tendo um corpo d’água como um dos reservatórios e um “acondicionamento” em dutos (tubulações) submersos como reservatório de acumulação, tubulações essas, interligadas a uma casa de máquina em terra, onde se encontram as turbinas eólicas do tipo “fluxo cruzado de ar”.

A Usina Hidroelétrica Reversível Submersa Eólica - UHRSE poder ser considerada inédita ao gênero de armazenamento de energia a começar pelo seu aspecto construtivo e operacional. O empreendimento é constituído por um conjunto de dutos submersos, um conjunto de “turbina-bombas reversível hidráulicas” e complementado por um grupo de turbinas à fluxo de ar com dimensionamentos específicos para cada projeto. Na extremidade mais profunda dos dutos submersos são acoplados os “módulos submersos”, local de instalação das turbinas-bombas, localizados no fundo do corpo d’água, isto é: no fundo de oceanos, mares, lagos, reservatórios hidroelétricos etc. Sendo que, as mencionadas turbinas-bombas reversíveis operam tanto na função de geração de eletricidade como na função de bombeamento hidráulico quando operada no sentido inverso, armazenando energia (Figura 2).

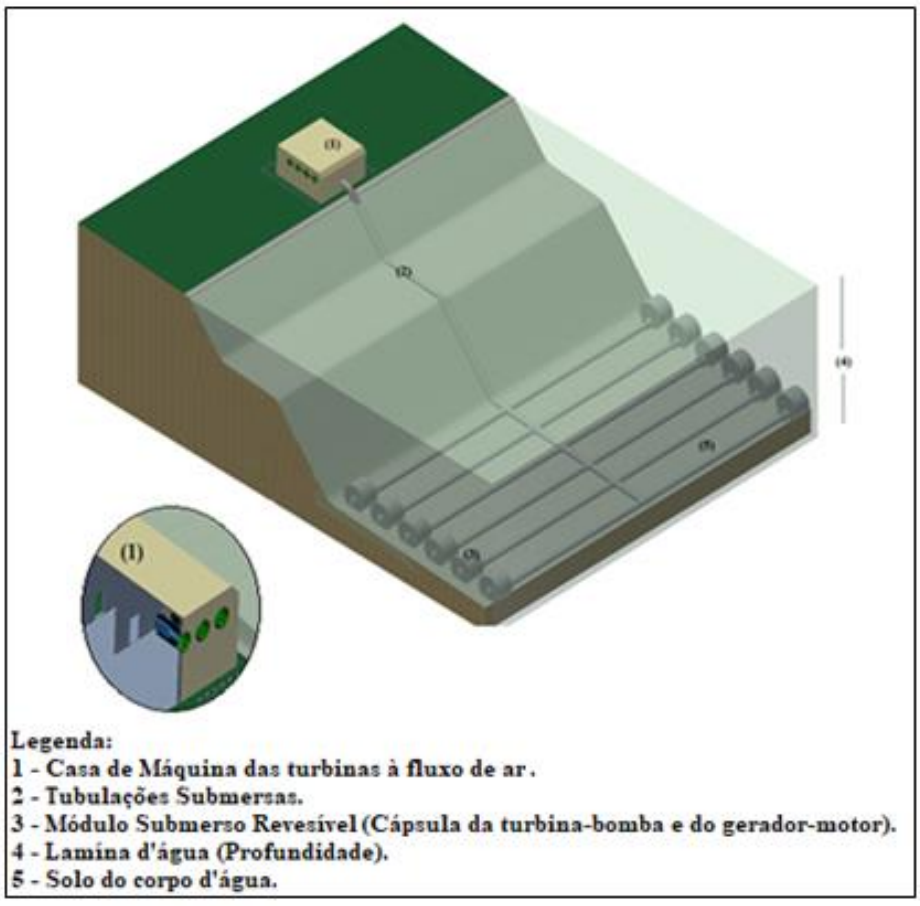


Figura 5: Usina Hidrelétrica Reversível Submersa Eólica – UHRSE. Fonte: Própria.

Um dos fatores que tornam a UHRSE significativamente diferente dos meios

comumente utilizados para geração de energia elétrica reside no fato de que ele não polui, não afeta o meio ambiente, não altera as condições do meio onde é montado somente movimenta água no interior dos dutos e a devolve no mesmo local que a pegou.

É extremamente prático, funcional e econômica em termos construtivos e de O&M se comparado o fator "escala" as outras formas de armazenamento de energia, fruto do grau de maturidade das tecnologias empregadas.

A inovação tecnológica consiste da exploração do gradiente de pressão no fundo dos corpos d'água, ou seja, a água fluir para o interior das tubulações com uma força enorme e esse potencial (energia mecânica) é utilizado. Ao inundar o interior das tubulações a massa de água se movimenta (fluxo de ar) em direção a casa de máquina em terra fazendo com que as turbinas, instaladas em seu interior, produzam energia elétrica a partir do fluxo de ar.

Procurou-se introduzir nesse projeto um novo conceito com base em turbina-bombas reversíveis, Figura 3, ou seja, no modo turbina convertem energia mecânica em eletricidade semelhante as usinas hidrelétricas convencionais mas no modo bombeamento o sistema e esvaziado as tubulações, restabelecendo a diferença da pressão no fundo do corpo d'água. Dessa maneira, a UHRSE pode armazenar energia elétrica e propiciar utilização eficiente das energias renováveis como a eólica, por exemplo. E ainda, não há restrição das tubulações quanto as suas extensões e quantidades.

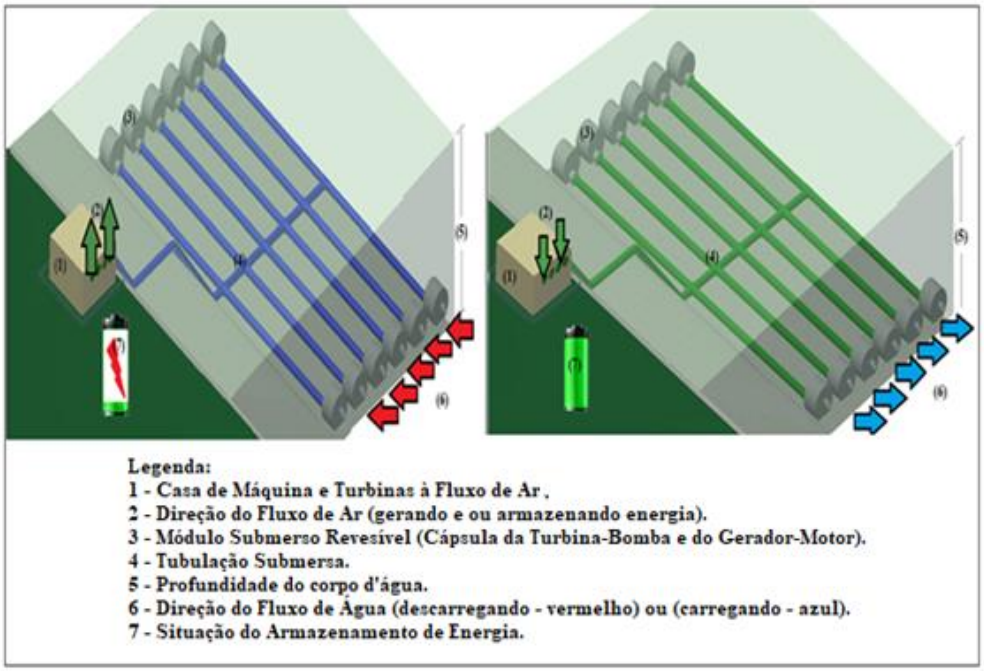


Figura 6: Processo para Geração de Eletricidade (Descarregando) e Processo para Armazenamento de Energia (Carregando). Fonte: Própria.

Salienta-se que cada um dos módulos submersos reversíveis instalados nas respectivas extremidades de cada um dos dutos contém em seu interior um motor-gerador reversível assim, como uma turbina-bomba reversível, equipamento esse primordial para efetuar a reversão do fluxo de água, ou seja, as turbinas-bombas reversíveis hidráulicas podem ser operadas tanto na função de turbina para geração de energia elétrica como na função de bomba quando operada no sentido inverso retirando a água, esvaziando as tubulações.

Além disso, no tocante a mencionada casa das máquinas, divide-se em dois compartimentos, o primeiro que funciona como cabine de ar e o segundo como sala de manutenção, sendo que na dita cabine de ar está localizada na extremidade em terra do duto submersos e as citadas turbinas à fluxo de ar, estas postadas em uma das laterais dessa casa das máquinas tal como observado através das ilustrações da Figura 3.

Operacionalmente observando, no que diz respeito às turbinas-bombas reversíveis, quando elas operam na função de turbina propriamente dita, a fim de gerar energia elétrica, os dutos submersos são inundados, fato esse que faz com que a massa de ar, proveniente do interior dos ditos dutos submersos seja empurrada para a casa das máquinas (fluxo de ar) e estando pressurizada é forçada a passar pelas aberturas superiores existentes na dita casa das máquinas onde se encontram as turbinas à fluxo de ar, movimentando-as e gerando também energia elétrica.

Depois, quando as mencionadas turbinas-bombas reversíveis passam a operar na função de bomba propriamente dita, a fim de evacuar a água dos referidos dutos submersos com objetivo de “Armazenar Energia”, ocorre à sucção da massa de ar de volta a referida cabine de ar e aos dutos submersos, o que ocasiona o acionamento das turbinas Wells novamente, gerando ainda mais energia elétrica.

Torna-se importante afirmar que a UHRSE em questão, é uma forma eficaz de geração de energia elétrica, tanto do ponto de vista dos impactos ambiental, social e técnico-econômico, uma vez que o fato de proporcionar armazenar energia elétrica fora do horário de pico de consumo para disponibilizá-lo nos horários de pico ou mesmo para funções de regularização de sistema elétrico de abastecimento, já são indícios de eficiência ambiental e social. As mencionadas usinas de armazenamento reversível também podem ser configuradas de várias formas. A eficácia da usina ora proposta no âmbito ambiental se destaca quando observamos que a água coletada no fundo dos corpos d’água e o ar na superfície são devolvidos exatamente no mesmo local, evitando a contaminação do meio aquático no fundo dos corpos d’água.

3. Escalabilidade

A escalabilidade é a capacidade de adicionar mais ou menos unidades de armazenamento ao SAE na sua totalidade sem que isso afete o desempenho do sistema. É medida em especial recorrendo aos valores de capacidade de potência e energia máximos e mínimos que estão disponíveis e construídos atualmente (SANTOS, 2016).

Para uma UHRSE, a condicionante de escalabilidade depende diretamente das dimensões volumétricas das tubulações submersas, ou seja, desta que formata um dos reservatórios da UHRSE. Portanto, o limitador de capacidade de potência está relacionado a: (1) capacidade volumétrica do reservatório formado pela rede de dutos, (2) espaço físico disponíveis, no fundo dos corpos d'água, para instalação da infraestrutura de dutos e (3) tecnologia disponível para construção de redes de dutos.

3.1. Tecnologia para Construção de Redes de Dutos em Águas Profundas no Brasil.

Segundo o IBP (2017), em 2016 o Petrobras iniciou a operação do Gasoduto Rota 2 e as instalações do Gasoduto Rota 3, conforme previsto no Projeto de Exportação do Gás Natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santo (Figura 7). Esse significativo esforço na implantação de uma complexa infraestrutura de escoamento, confirmou-se necessária em razão da produção crescente de GN, chegando em janeiro de 2017 à 42 MM m³/d.

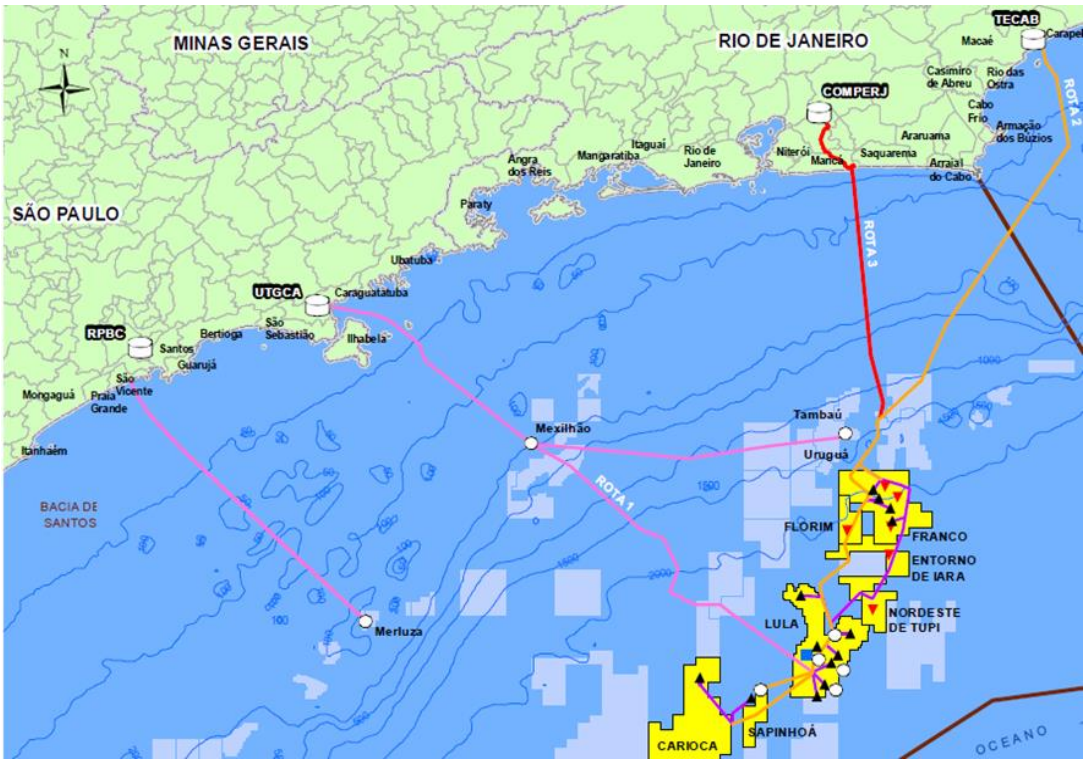


Figura 7: Projeto de Exportação do GN no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Fonte:(PETROBRAS,2014).

O Gasoduto Rota 3 irá ampliar o sistema de transporte de gás natural atualmente composto pelos Gasodutos Lula-Mexilhão (LL-MXL) e Mexilhão-Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (MXL-UTGCA), Gasoduto Rota 1, e pelo Gasoduto Rota 2 – Cabiúnas, que interliga o Campo de Lula (área de Iracema) ao Terminal de Cabiúnas – TECAB (PETROBRAS, 2014). Na Tabela 1, encontram-se as características.

Gasoduto Trecho Marítimo	Comprimento (quilômetro)	Diâmetro (polegadas)	Profundidade Máxima (metros)
Rota 1 (MXL-UTGCA)	146 km	34”	170 m
Rota 1 (LL-MXL)	289 km	18”	2.130 m
Rota 2 (LL-TECAB)	382 km	24”	2.250 m
Rota 3* (LL-TECAB)	184 km	24”	1.630 m

Tabela 1: Principais Características dos Gasodutos por Rota. **(*)** Em construção desde 2016.
Fonte: (PETROBRAS, 2014).

Segundo a Petrobras (2014), para a instalação de dutos são empregadas técnicas específicas de acordo com as características de cada ambiente marinho ou terrestre. O trecho marítimo é instalado através do lançamento da tubulação por uma embarcação de apoio específica para esta operação. A tubulação, já soldada e com o revestimento externo inspecionado, é liberada de forma contínua e monitorada pela embarcação (Figura 8), sendo acomodada sobre o leito marinho.

Figura 8: *SOLITAIRE* - Maior Navio de Lançamento de Dubos do Mundo.
Fonte: (MARINE INSIGHT, 2016).

De propriedade e operado pela Allseas, um conglomerado naval holandês envolvido em atividades de construção marítimas, o Solitaire é usado principalmente para lançar dutos com diâmetros grandes e médios. Estatisticamente, o Solitaire tem capacidade de transportar 22.000 toneladas de tubulação, enquanto lança os tubos a uma distância de 1.000 quilômetros em um ano. Em termos de velocidade, isso significa mais de nove quilômetros de tubulação por dia, considerando a velocidade máxima oferecida pelo navio de 13,5 nós, esta é talvez a característica mais notável e singular do navio em termos de capacitância.

4. Replicabilidade

A replicabilidade, definida como sendo a capacidade que existe em reproduzir na totalidade um sistema, sem que exista alteração das suas características operacionais, torna-se assim indicador importante do sistema uma vez que a construção de sistemas idênticos em locais diferentes diminui a variabilidade das características do sistema (no espaço e no tempo) e o nível de estudos a fazer sobre o local de construção. Assim, é sempre preferível um sistema com um nível de replicabilidade elevado. Aqui é avaliada a dependência geográfica e meteorológica do local em que se insere a tecnologia; para alguns sistemas o meio onde se inserem constitui a impressão digital da tecnologia, sendo cada instalação única. Em outras palavras, esta característica refere-se essencialmente à necessidade de adaptar o meio ambiente ao sistema de armazenamento. Assim, quanto mais condições forem necessárias exigir ao meio para suportar o sistema, menor será replicabilidade do sistema (SANTOS, 2016).

No geral, a dependência das características geográficas do local é mais penalizada pelo fato de alterar todas as características do sistema. A dependência das condições meteorológicas afeta o sistema apenas a nível temporal e não espacial, podendo assim variar apenas algumas características, em especial a capacidade de armazenamento e a auto descarga, a nível horário, diário ou sazonal. A proposta simplificada para a classificação geral desta dependência, considera: (1) dependência de local de construção específico, (2) dependência da temperatura (3) dependência da pluviosidade (SANTOS, 2016).

A concepção da UHRSE favorece a adaptação ao meio ambiente, sendo que o sistema não exige qualquer condição que já não exista, com pouquíssimas alterações pontuais. A propósito, não há dependência das condições meteorológicas: temperatura e pluviosidade quando instaladas em oceanos e mares, corpos d'água com significativo volume e profundidade. Portanto, os oceanos e mares são ideais para a instalação das UHSRE.

4.1. Potencialidade da Costa do Nordeste Brasileiro.

De acordo com Goes et al., (2017), a Plataforma Continental Brasileira - PCB é bastante diversificada, alternando-se principalmente em relação à sua largura, sendo mais larga nos setores norte e sul e mais estreita no setor Leste (Nordeste) com valores máximos de 320, 220 e 90 km, respectivamente. Na porção nordeste, observa-se o

estreitamento em relação às demais com declividade mais acentuada e grau de elevação igualmente maior que o observado nas outras. Neste setor, verifica-se, Figura 9, uma topografia mais acidentada, por vezes igualmente correlacionada ao aporte sedimentar continental, aqui menor.

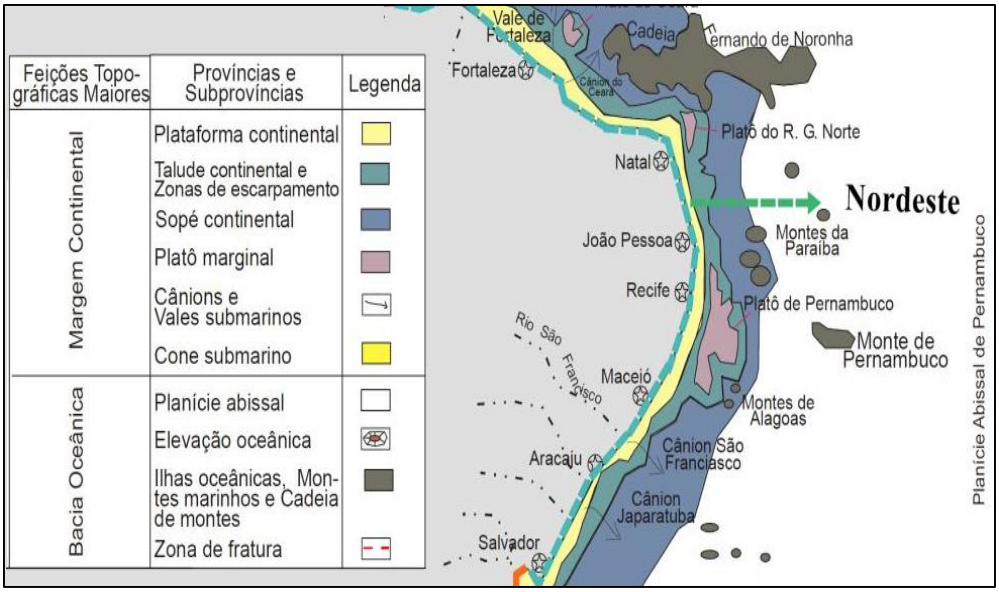


Figura 9: Províncias Morfológicas da Margem Continental Brasileira Setor Nordeste.
Fonte: adaptado de (GOES et al., 2017).

A Plataforma continental é uma faixa de terra submersa existente em todo litoral de todos os continentes que, em um suave declive, termina ao dar origem ao "Talude continental", conforme mostrado na Figura 10. Geralmente, a plataforma possui uma extensão de 70 a 90 km e profundidade de 200 metros até atingir as bacias oceânicas. Junto com o "Talude continental" e os "Depósitos sedimentares", quando existentes, os três formam o que se denomina "Sopé continental", parte considerada pertencente à crosta continental, porém submersa (Delaware & Lehigh, 2019).

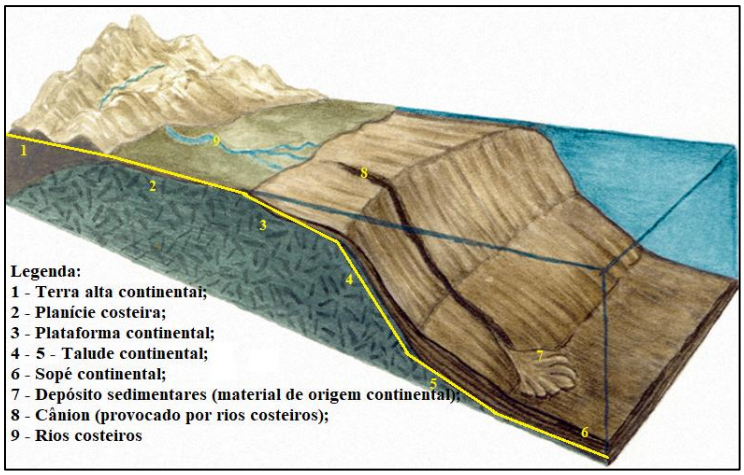


Figura 10: Relevo na Adjacência de Plataforma Continental.
Fonte: *The Delaware & Lehigh National Heritage Corridor* (2019).

Ainda de acordo com Goes et al., (2017) a plataforma continental adjacente ao Estado da Paraíba apresenta-se como a de menor extensão brasileira, com gradiente suave e talude vertical a uma profundidade de 77 m. A plataforma continental da Bacia Sergipe Alagoas possui uma largura que varia de 18 km em sua região sul (SE) a 42 km em frente a Maceió (AL). Na borda da plataforma o cânion do Rio São Francisco (AL), chega a apresentar 11 km de largura com um desnível de 700 m ao fundo. Já o cânion do Rio Japaratuba (SE) apresenta uma largura de 21 km na borda com um desnível 1.400 m entre a mesma e o fundo. Em ambos há predominância de sedimentos terrígenos ou siliciclásticos, característica desta porção da PCB, desde a linha de costa à sua quebra.

Contudo, a maior parcela configura-se como uma plataforma continental caracterizada por baixa erosão continental, baixo aporte sedimentar, além de processos erosivos marinhos insuficientes (GOES et al., 2017).

A PCB setor Nordeste possui largura de 36 a 55 km e sua quebra, início da região do Talude continental, ocorre entre 40 e 80m de profundidade, conforme a Figura 6.

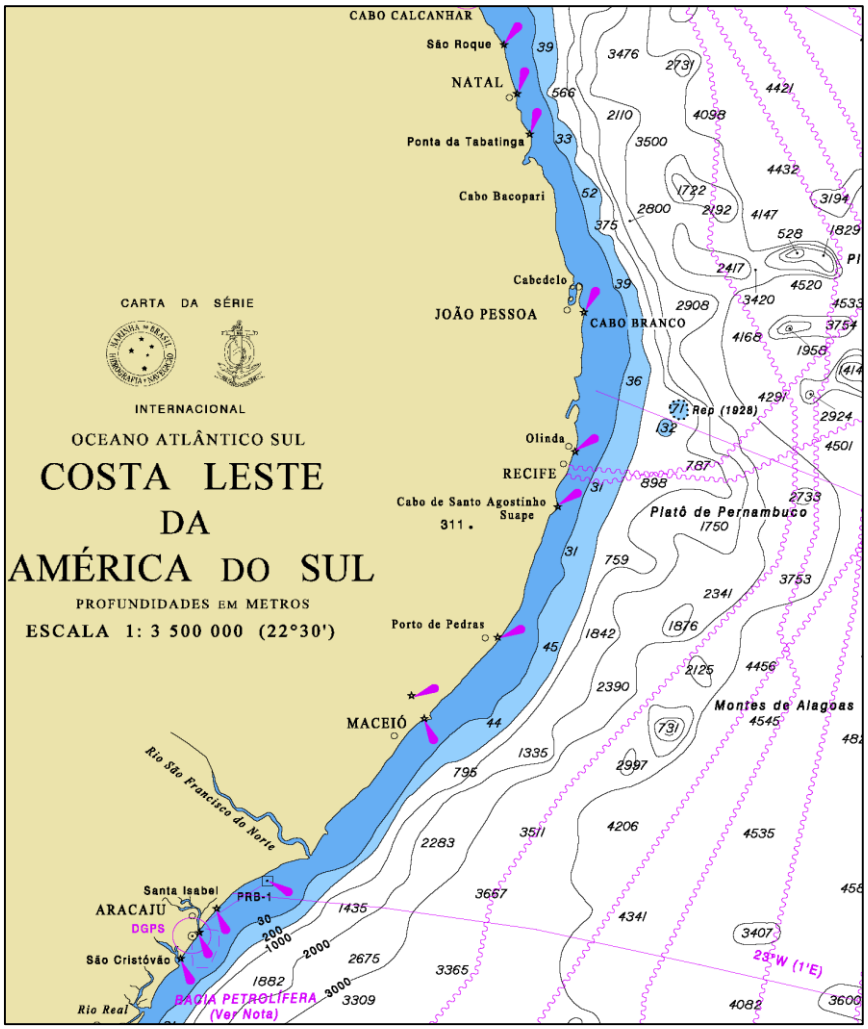


Figura 9: Carta de Profundidades da Costa do Nordeste Brasileiro. Fonte: (IBGE, 2011).

5. Versatilidade

O fator limitante do sucesso de um Sistemas de Armazenamento de Energia - SAE por Bombeamento Hidráulico, a exemplo de uma Usina Hidráulica Reversível, é o fato de ser um método de armazenamento estacionário de grande escala. Esta limitação é especialmente imposta pelo espaço físico que necessita. Ao contrário das baterias que, em diversas áreas, observou-se o seu crescente desenvolvimento e inovação exatamente por ser um método de armazenamento móvel de pequena escala (SANTOS, 2016).

A importância da versatilidade está ligada à inovação tecnológica. Quanto maior for a versatilidade de uma tecnologia, mais empresas, pesquisadores, produtores e utilizadores estarão interessados nessas tecnologias. Assim sendo, para as tecnologias de SAE por Bombeamento Hidráulico prevê-se como possibilidade de aumento do seu nível de Versatilidade a obtenção de um tempo de resposta mais baixo (SANTOS, 2016).

Segundo Voith (2019), no noroeste de Portugal em Vieira do Minho, a nova usina de armazenamento por bombeamento hidráulico de Frades II está em operação desde abril de 2017. Portugal focou por muitos anos no potencial flexível e dinâmico do SAE por bombeamento hidráulico para estabilizar as redes de energia elétrica. A Technology Group Voith forneceu a usina com duas turbinas-bombas de velocidade variável, cada uma com uma potência nominal de 390 MW, dois motores-geradores assíncronos com uma potência nominal de 440 MVA cada, os sistemas de controle e do conversor de frequência, assim como os componentes de aço hidráulicos. As unidades geradoras são os maiores e mais potentes da sua categoria na Europa. A operadora da usina é a empresa portuguesa de fornecimento de energia Energias de Portugal - EDP.

A tecnologia inovadora do SAE utiliza turbinas de velocidade variável. O novo sistema oferece duas vantagens. Primeiro, a usina pode responder de forma mais rápida e flexível à demanda ativa e reativa da rede de energia elétrica. Segundo, a usina oferece maior estabilidade no caso de uma queda de tensão, reduz a probabilidade de uma falha de energia e permite uma reinicialização rápida no caso de uma queda de energia. A inovação beneficia a EDP porque o motor-gerador com velocidade variável de Frades II eleva o número total de horas operacionais para a usina. Mais horas operacionais e uma disponibilidade maior geram mais lucros ou podem, em última instância, amortizar mais rapidamente os investimentos (VOITH, 2019).

6. O Potencial Eólico na Região Nordeste do Brasil

Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (2018), os dados consolidados do boletim “Info Mercado” mensal, indicam que a geração de energia eólica em operação comercial no país cresceu 19% de janeiro a agosto de 2018 em comparação ao mesmo período de 2017, registrando 4.795 MW médios frente aos 4.032 MW médios.

Durante o mês de agosto 2018, as usinas eólicas registraram a maior produção de energia da história ao alcançar 7.017 MW médios. A produção elevou a representatividade da fonte, em relação a toda energia gerada no período pelas usinas do Sistema, para 11,5% em 2018. A fonte hidráulica (incluindo as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs) foi responsável por 62,2% do total, as usinas térmicas responderam por 25,8 e a fonte Solar com 0,6% (CCEE, 2018).

Na geração por estado, o Rio Grande do Norte se mantém como maior produtor de energia eólica no país com 1.351,2 MW médios de energia entregues nos primeiros oito meses de 2018. Na sequência, aparecem a Bahia com 1.162,7 MW médios produzidos, o Piauí com 619,1 MW médios, o Ceará com 617,3 MW médios e o Rio Grande do Sul com 590,5 MW médios. Ou seja, a região Nordeste do Brasil foi, responsável por aproximadamente 85% de toda energia eólica gerada no país, no primeiro semestre de 2018 (CCEE, 2018). A Figura 7 apresenta por estados a capacidade instalada e a evolução e projeção da capacidade instalada brasileira.

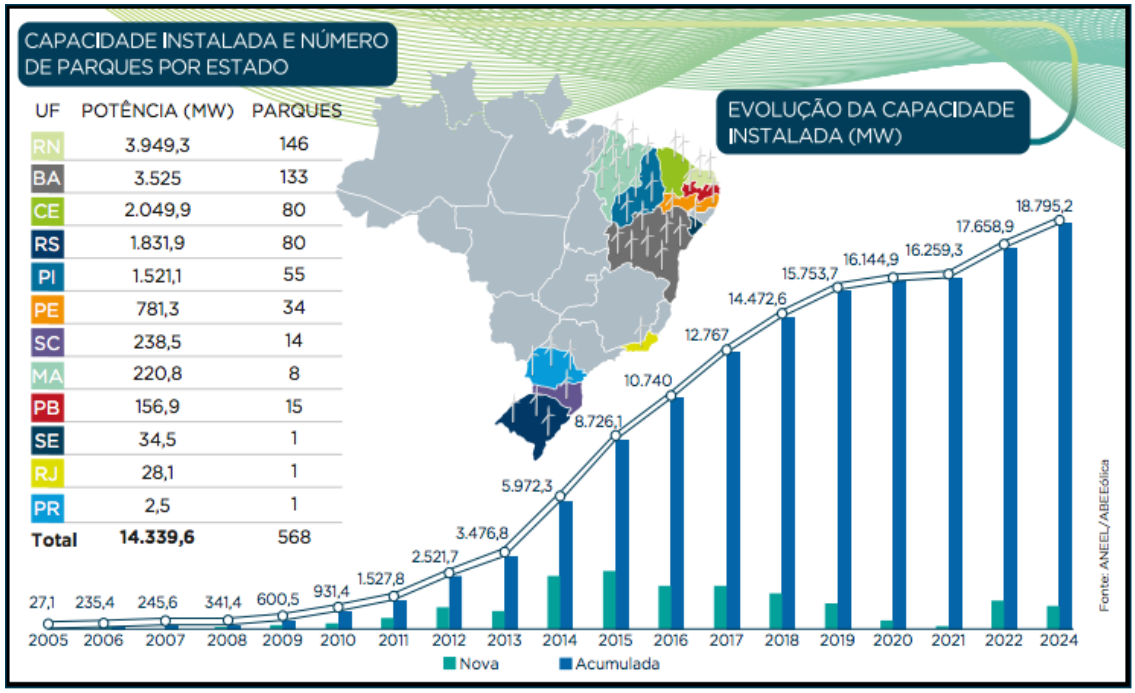


Figura 10: Capacidade Instalada e Evolução da Capacidade. Fonte: (LETRAS AMBIENTAIS, 2018).

7. Primeiro Projeto Piloto de Energia Eólica Offshore do Brasil

Segundo a Petrobras (2018) uma das estratégias do Plano de Negócios e Gestão-PNG prevê "preparar a companhia para um futuro baseado em uma economia de baixo carbono", a partir da redução de emissões de CO_2, do investimento em novas tecnologias e de negócios de alto valor em energia renovável. Em linha com essa estratégia, instalaremos até 2022 a primeira planta eólica do Brasil em alto-mar, no polo de Guamaré, no Rio Grande do Norte. A nova planta, em fase de projeto, será um piloto e ampliará a nossa capacidade de geração eólica. Hoje a companhia conta com os quatro parques de Mangue Seco, em terra, também no Rio Grande do Norte implementados em parceria.

A escolha da região não é casual. Considerando também o Ceará e o potencial eólico *offshore* dos dois estados é de cerca de 140 GW. Isso equivale a mais de dez vezes a capacidade instalada hoje no Brasil, número identificado nos litorais potiguar e cearense, a partir da elaboração do atlas *offshore* do potencial eólico. Além disso, o fator de capacidade médio brasileiro de 41,8%, contra 25%, do médio mundial (PETROBRAS, 2018).

O potencial eólico *offshore* é muito expressivo e a Petrobras se beneficia da experiência em E&P de petróleo e gás natural para participar desse projeto. Uma vantagem do nosso país é que os litorais do Rio Grande do Norte e do Ceará contam com uma vasta área com profundidades inferiores a 50 m, em alguns casos, a distâncias de até 70 km em relação à costa, condição que permite a utilização de subestruturas mais simples para a geração eólica *offshore* (PETROBRAS, 2018).

8. Considerações Finais

A exemplo da Petrobras com seu Primeiro Projeto Piloto de Energia Eólica Offshore do Brasil, a inovação: "Usina Hidráulica Reversível Submersa Eólica – UHRSE" apresentada neste trabalho é o Primeiro Projeto Piloto de um Sistema de Armazenamento de Energia por Bombeamento Hidráulico submerso do Brasil.

Os conceitos construtivos de uma UHRSE caracterizam-se pela utilização de tecnologias maduras e com empregabilidade comprovada em larga escala. Contudo, e por se tratar de uma criação inédita a nível mundial, se faz necessário um esforço dos fornecedores de tecnologia de SAE por Bombeamento Hidráulico, para adapta-las a essa inovadora proposta.

Incontestavelmente, a região Nordeste do Brasil é o local ideal para instalação deste primeiro projeto piloto devido a: (1) neste trecho da Costa Leste da América Latina a plataforma continental é estreita, em média de 70 km, deixando mais próxima do continente com profundidade média de 700 m, ideais para o assentamento das tubulações submersas e (2) a região é a maior produtora de energia eólica do país com maior capacidade instalada e com grandes expectativas de expansão, inclusive *offshore*.

A proposta de um inédito SAE por Bombeamento Hidráulico, através de uma UHRSE, se justifica em razão da intermitência da fonte eólica e a necessidade do Sistema Integrado Nacional - SIN por eletricidade no horário de pico da demanda. Sem dúvida alguma, uma das tecnologias mais utilizadas e bem-sucedidas é o bombeamento hidráulico. Isto devido à elevada capacidade de armazenamento e aos baixos custos, US$ 425,00/kWh, custo da energia nas tecnologias de armazenamento para apoiar a integração com fontes renováveis (ANE, 2016). No entanto, o bombeamento hidráulico necessita condições meteorológicas específicas e geográficas. E para ajudar a determinar o potencial de sucesso e evolução desse SAE intitulado UHRSE, utilizou-se os parâmetros: Competitividade, Escalabilidade, Replicabilidade e Versatilidade.

Por todos os argumentos observados neste trabalho, a tecnologia madura de SAE por Bombeamento Hidráulico possui elevados índices de competitividade e escalabilidade. Porém, segundo Santos (2019), o seu baixo valor de replicabilidade tornam o seu potencial para evolução tecnológica relativamente baixo quando comparado a outras tecnologias. Além disso, não existe possibilidade de aumentar os seus valores de competitividade e escalabilidade, isto porque o valor de custo nivelado de eletricidade é já muito baixo e o seu nível de desenvolvimento bastante alto. Assim sendo, prevê-se uma estagnação do seu potencial para evolução pois não existe qualquer possibilidade de aumentar o seu nível de versatilidade (apenas possível caso se consiga obter um tempo de resposta mais baixo ou de aumentar o seu índice de replicabilidade) pois estes sistemas estarão sempre dependentes do local de construção.

Contudo, uma nova fronteira poderá ser aberta aos SAE por bombeamento hidráulico com o uso Usinas Hidráulicas Reversíveis Submersas Eólicas – UHRSE. Assim, os índices dos parâmetros: (1) Competitividade (nível de maturidade das tecnologias empregadas na construção do empreendimento) e Escalabilidade (ilimitada capacidade de armazenamento de energia e potência), permanece alto e tende a evoluir ainda mais, (2) Replicabilidade (independência meteorológicas e geográfica do local onde é inserida) tende a evoluir muito quando a instalação do SAE ocorrer no solo de

oceanos e mares e (4) Versatilidade (inovação tecnológica) tende a evoluir na direção das turbinas de velocidade variável. Portanto, conclui-se que, a Usina Hidráulica Reversível Submersa Eólica – UHRSE, pode ser uma alternativa para o Armazenamento de Energia de Fonte Eólica no Fundo do Oceano no Nordeste Brasileiro.

Referências Bibliográficas

ANE BRASIL (2016), Academia Nacional de Engenharia – ANE. Info. Disponível em: http://anebrasil.org.br/wp-content/uploads/2018/05/Armazenamento-de-Energia-Fev-2017.pdf

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. (2015). Pumped storage hydropower in Brazil and the world: application and perspectives. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental Santa Maria, v. 19, n. 2, mai-ago. 2015, p. 1230-1249.

CCEE (2018), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Info. Disponível em: www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura

CRUZ, E. C. (2018). Turbinas para Pequenas e Médias Centrais Hidroelétricas e Usinas Reversíveis – Estado da Arte. Disponível em: cbdb.dataapp.com.br/wp-content/uploads/2018/05/Euler-Carvalho.pdf

DELAWARE & LEHIGH (2019), The Delaware & Lehigh National Heritage Corridor. Info. Disponível em: www.delawareandlehigh.org/talesofthetowpath/Bookshelf/Slate/

GOES, E.R.; FERREIRA A.V.J.(2017), Caracterização Morfossedimentar da Plataforma Continental Brasileira. Revista Brasileira de Geografia Física, v.10, n.5, p. 1595-1613.

IBGE (2011), Atlas Geográfico das Zonas Costeiras e Oceânicas do Brasil. Diretoria de Geociências, Rio de Janeiro-RJ.

IBP (2017), Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP. Ciclo de Debates. Disponível em: www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/02/5-Mauro-Yuji-Petrobras-Gas-do-Pré-sal-Ciclo-de-Debates-17-03-2017.pdf

LETRAS AMBIENTAIS (2018). Indústria dos Ventos: Um Negócio Promissor no Brasil. Disponível em: https://www.letrasambientais.com.br/posts/nordeste-gera-85-da-energia-eolica-do-brasil

MARINE INSIGHT (2016). Marine Insight - World Merchant Marine Information Site. Info. Disponível em: www.marineinsight.com/types-of-ships/solitaire-the-largest-pipe-laying-vessel-in-the-world/

PASQUALI, L. M. (2006). Estudo sobre a influência da reservação hidráulica em sistemas de geração eólica isolados. 2006. 67 p. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

PETROBRAS (2014). Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, Gasoduto Rota 3 – Revisão 02. Rio de Janeiro-RJ.

PETROBRAS (2018). Info. Disponível em: http://www.petrobras.com.br/fatos-edados/estamos-desenvolvendo-o-primeiro-projeto-piloto-de-energia-eolica-offshore-do-brasil.htm

SANTOS, A.S.P. (2016), Análise da Evolução Tecnológica na Área de Armazenamento de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente. Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia.

SALLABERGER, M. (2012). Época favorável para investir em usinas hidrelétricas reversíveis. Hydro News - Revista da Andritz Hydro, n. 21, p. 5-7, 2012.

SCHREIBER, G. P. (1978), Usinas hidrelétricas. São Paulo: Edgard Blucher (1978).

SILVA, Y.F.F.C. e; BORTONI E. C. (2016), Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em Redes Inteligentes: Características, Oportunidades e Barreiras, Revista Brasileira de Energia, Itajubá-MG, v. 22, n.1, p. 48-72.

VOITH (2019). Voith GmbH & Co. KGaA. Disponível em: http://voith.com/br/sala-de imprensa-94.html.

VENNEMANN, P.; THIEL, L.; FUNKE, H. C. (2010). Pumped storage plants in the future power supply system. VGB Powertech, 1/2, p. 44-49.

Medium Voltage Collection Circuit Breaker with Mechanically Interlocked Grounding Switch Provides Better Safety and Reliability for Wind and Solar Plants And Their Personnel than Remote Transfer Trip

Augusto X. Morando, Brazil Wind Power 2019

Abstract- The medium voltage circuit breaker with mechanically interlocked grounding switch (aka "grounding breaker") and remote trip protection techniques provide unique forms of protection. In this paper, remote transfer trip and grounding breaker protection techniques are compared.

Damage due to faults in collection circuits happens fast. Remote transfer trip relays that protect the feeder circuit breaker are programmed to delay the trip signal, take more than seven cycles to operate, add deadly incident energy, or operate so quickly that destructive temporary overvoltage (TOV) occurs.

If each feeder breaker on each collection circuit is interlocked with a grounding switch, most, if not all, of the problems seen with remote trip (including grounding transformers) are resolved. This paper reviews the background, design, and operation of the grounding breaker and remote and transfer trip with PSCAD and compares the performance of the two schemes.

This paper shows remote trip is a good protection technique; however, breaker designs that do not ground within wind and SPPs leave the collection circuit floating. The grounding breaker is faster, significantly lowers the incident energy, and keeps the TOV duration under the prior duty curve of the surge arrester where other remote trip schemes do not. The conclusion proposes grounding breaker applied in the design and construction of power-generating projects, such as WPPs and SPPs, constitutes the best practice.

Keywords- combined breaker, grounding switch, remote, transfer trip, WPP, SPP, arc flash, blast, temporary overvoltage, surge arrester, collection circuit, transformer, single line to ground fault, insulation coordination.

1. INTRODUCTION

Although the interlocked-combine breaker grounding switch (aka "grounding breaker") and remote and transfer trip provide protection, the grounding breaker is essential. Faults in collection circuits and the damage created happen fast. The grounding breaker provides more forms of protection in a single unit with less delay than other types of breakers. The grounding breaker operates and protects solar and WPPs by reducing incident energy and avoiding temporary overvoltage (TOV). When TOV is eliminated during the opening of the feeder circuit breaker, the surge arrestors are operated below their prior duty curve, insulation coordination of the feeder circuit is maintained, and the equipment is more reliable. This paper discusses remote trip and the grounding breaker in terms of the TOV.

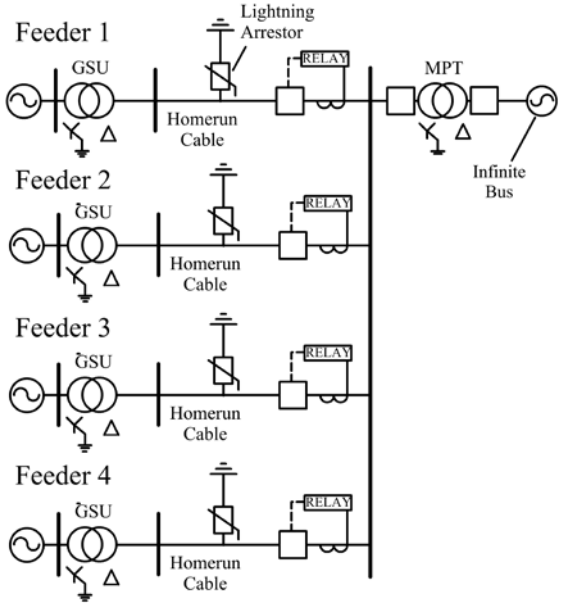


Fig. 1: WPP Single Line w/o Grounding breaker.

First approach, the remote transfer trip within WPPs (aka "WPP") or SPPs (aka "SPP") and how delays caused by such a technique add to equipment damage and diminish the safety and reliability of the collection circuit with respect to arc flash, arc blast, temporary overvoltage, and incident energy. Second approach, it is discussed the operation of the grounding breaker in detail. The PSCAD and ETAP simulations were the tools used to support claims made concerning arc flash and remote transfer trip and to show where the grounding breaker overcomes such problems and provides superior protection compared with remote transfer trip.

Circuit breakers are mechanical switching devices that connect and break the current flowing in the circuit, which can be the nominal current or the fault current. Typical circuit breakers are composed of one switch that is either open or closed. Generally, some WPP or SPP only use non-grounding feeder circuit breakers as shown in Figure 1.

ewrsdfewterwtwretfwret

In the collection circuit of a WPP or a SPP, a typical circuit breaker clears the affected feeder from the main station transformer (i.e., the transmission system) and the transmission system. However, such a design is limited and does not provide functionality, such as anti- islanding or temporary overvoltage mitigation.

Another special type of circuit breaker provides much more functionality and protection; this circuit breaker is called the grounding breaker [1], which requires only one signal from a relay to separate the collection feeder circuit from the main plant transformer. Then the interlocked switch grounds the collection circuit; the full process occurs in about three cycles from the initiation of a fault. With the impedance of the collection circuit (approximately 1/15th of the impedance of an individual wind turbine transformer) and with all three phases effectively bolted to ground, the voltage on the separated feeder quickly collapses.

The grounding breaker shown in Figure 2 is designed for the feeder collection circuits of WPPs and SPPs. The line side of the circuit breaker is composed of vacuum interrupters and bushings to connect to the 34.5 kV collection circuit. For information concerning the operation and ratings of vacuum interrupters, see [7] and [8]. The grounding circuit when closed connects the generator's side of the feeder collection circuit to ground. The grounding breaker within WPPs and SPPs connects between the substation bus and the wind turbines or solar inverters as shown in the single line in Figure 3.

As shown in Figure 4, the GROUNDING BREAKER is closed and the grounding switch is open as indicated by the red outline illustrating a path for the flow of current. When the breaker is commanded to open by the relay, both sets of interlocked vacuum interrupters operate. The line side opens first, and then the ground side closes as shown in Figure 5. The interlocked grounding switch automatically switches the collection circuits to ground immediately after the clearing the fault and the feeder from the plant. As a result, improved anti-island functionality, superior TOV protection, and less incident energy into an arc flash or arc blast are provided.

In WPPs and SPPs, conventional breakers open and disconnect the affected feeder from the transmission system and then allow the delta connected collection circuit to operate without a ground reference.

The grounding breaker, however, provides a better ground reference than a circuit breaker and opens with an electrical switching time of 4–12 ms, or less than one cycle, thus meeting the temporary overvoltage requirements for lighting arrestors.

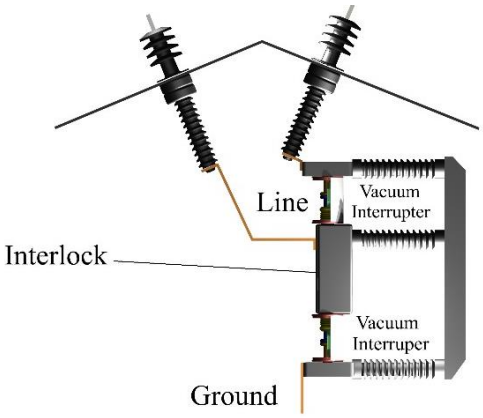


Fig. 2: Grounding Breaker (circuit breaker combined with a grounding switch) operates with one trip signal.

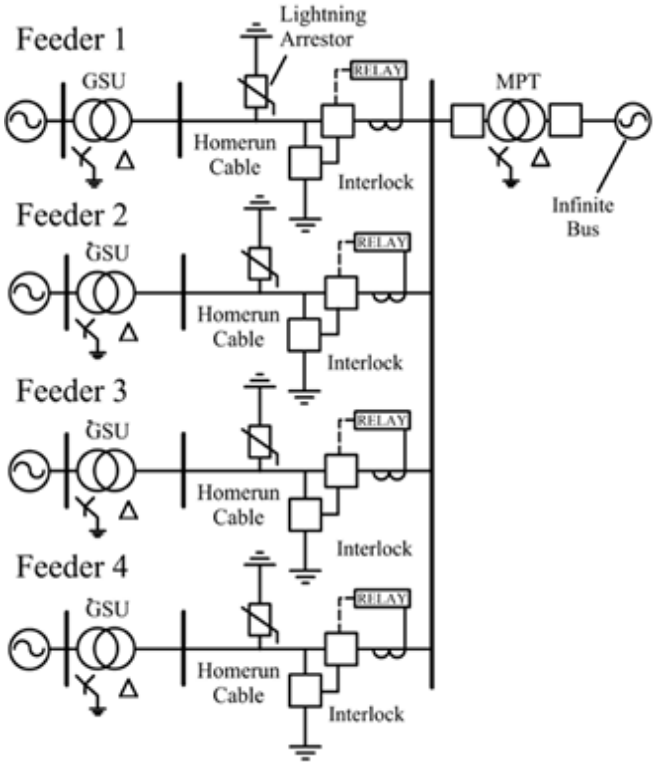


Fig. 3: WPP or SPP with Grounding Breaker Providing Protection at Each Feeder Circuit.

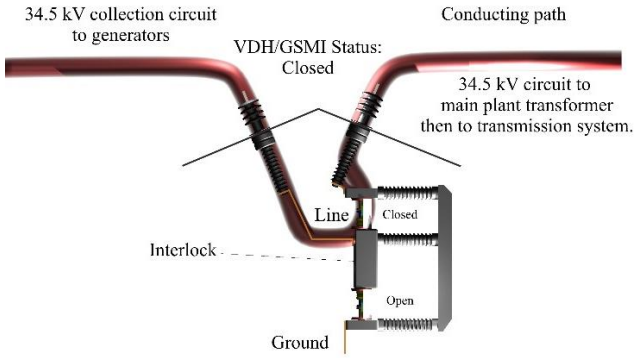


Fig. 4: Grounding Breaker in Closed Status.

ewrsdfewterwtwretfwret

PSCAD simulations shows that remote transfer trip for WPPs and SPPs and how delays caused by such a technique create TOV, more damage to equipment, less revenue, puts personnel's health and safety at risk through lethal arc blast situations. It also shows that the grounding breaker overcomes such problems to provide superior protection compared to it.

The under the simulations conditions, the grounding breaker constitutes a best practice concerning operation and protection of personnel and equipment that work with collection feeder circuits within WPPs and SPPs.

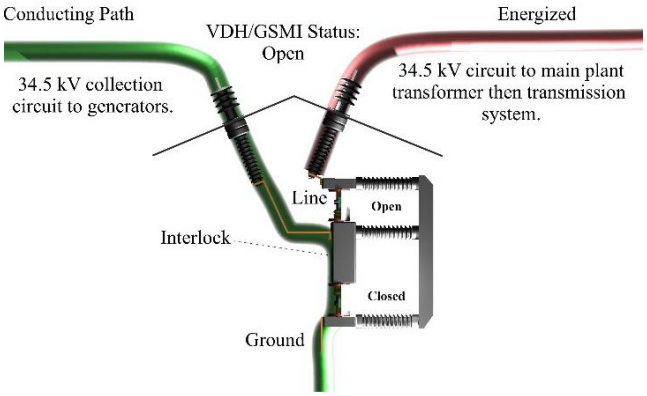


Fig. 5: Grounding Breaker in Open Status.

2. REMOTE TRIP

TOV according to IEEE 1313.1-1996 in part means, "an oscillatory phase to ground or phase to phase overvoltage that is at a given location of relatively long duration in seconds or minutes and that is undamped or weakly damped."

TOV limits peak voltage such as that specified for surge arrestors, where such limits are found expressed as maximum continuous operating voltage (MCOV) in per-unit values for the root-mean-square (RMS) waveforms.

According to the California Public Utilities Commission, transfer trip means "the opening of a circuit breaker or recloser from a remote location by means of a signal over a communication channel such as microwave, power line carrier, radio, or, most likely for devices at the distribution level, a leased telephone line" [3].

The opening of a wind turbine unit or solar inverter circuit breaker from a remote location with a signal over a communication channel, such as fiber, takes time to complete; this delay is called latency. Delays from the initiation of a fault on the collection circuit to the time when the equipment is separated or isolated from the fault is called the clearing time (IEEE Standard 551). WPPs and SPPs are made up of individual collector circuits. When protecting a collection circuit, there are two objectives: clearing the fault from the individual generators and clearing the fault from the plant. For remote trip, it is focus on the timing of both.

As a solution, remote trip for WPPs or SPPs is a protection technique that has two options. In Option A, the feeder breaker is not delayed. The fault is cleared from the plant first and then from the generators. In Option B, the feeder breaker is delayed; therefore, the generators are cleared first and then the plant. Both techniques have dire consequences (see Figures 7, 8, and 9).

If Option A is chosen, the protection objective is to avoid or minimize the time personnel and equipment are exposed to the huge fault currents sourced from the transmission system. The feeder breaker operates first and clears the fault from plant. As a result, the engineers limit and reduce the incident energy and 15,000 amps of current sourced from the transmission system. However, TOV is now a problem.

If Option B is chosen, the protection objective is to avoid temporary overvoltage on the collection circuits. The generators are shut down first and the fault cleared. Then the feeder breaker opens, and the fault is cleared. However, now incident energy is now a problem.

In Option A and also in Option B, for a WPP or a SPP, a relay sends a remote trip with two signals, one to the generators and one to the feeder breaker. The signal to the generators is over a communication line, such as fiber, and runs from the substation (i.e., a remote location) over the fiber communication medium to each individual generator. A trip signal is sent to open the breaker of each generator and/or perform a soft shutdown during a fault.

However, both options have consequences. Figure 6 shows two collection circuits, one with a grounding transformer and one without. When the collection circuit is separate from the plant and the transmission system, the circuit's conductors are delta configured; consequently, the impedance to ground is very high. When the feeder breaker opens, energy supplied to the feeder by the generators (which are on-line and producing power) causes the voltage to increase in the separate collection circuit.

TOV occurs because the remote signal gets to the generators late. The delay is called latency. In a vain attempt to fix the problem of TOV, a grounding transformer is introduced to provide a lower impedance to ground, when the delta configured collection circuit separates. As the grounding transformer cannot pass active power during severe islanding, the transformer still has an excessive voltage increase; consequently, a grounding transformer is not found to solve the problem of temporary overvoltage.

The problem of TOV lies in the fact the generators are not shut down because of latency. Figure 7 shows some of the causes of latency, such as switches, fiber cables (or radio), the control system, and equipment. Standards identify the typical latencies one should expect when sending a signal for equipment to operate. IEC 61850 is a contemporary standard concerning the configuration of devices for electrical substation automation systems. This standard provides methods that allow different components to communicate with each other. Such protocols can run over TCP/IP networks or substation local area networks (LANs) using high-speed switched Ethernet to obtain the necessary response times of less than 4 ms for protective

relaying.

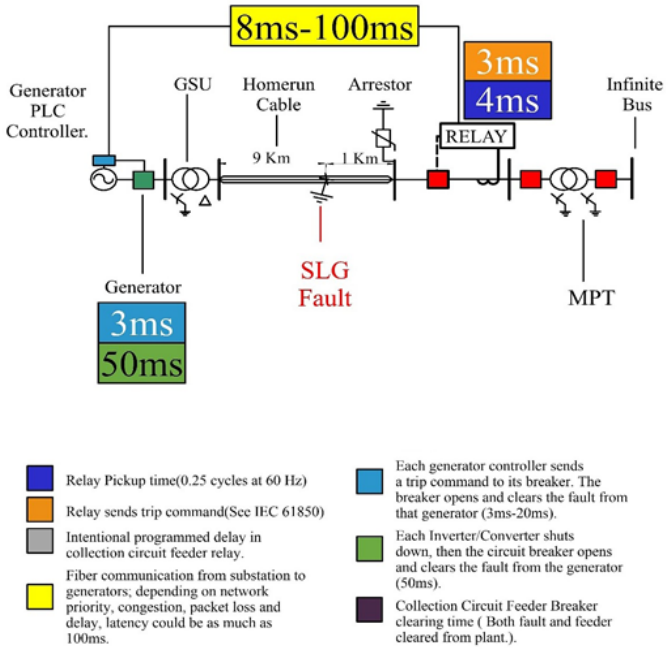


Fig. 6: Collection Circuit and Remote Transfer Trip.

In addition to latency, Table 1 lists the failure modes, which prevent the message from getting to the equipment. If such failure modes are not present and the message gets to the right device, then the typical latency times for remote trip introduce delays; they are shown in Table 2 [4]. In addition, [5] presents that feeder clearing times can exceed 122 ms when remote trip is used. Figures 7, 8, and 9 and Table 3 show that both techniques (delaying feeder breaker clearing or no delay in feeder breaker clearing) have consequences.

Remote Trip Causes of Substation Communication Failure	
Item	Causes
1	Processor Power Supply Failure
2	Cyber Intrusion
3	Firmware Upgrades
4	Data Path Reconfiguration
5	Fiber Optic Cable/Damage Radio Failure
6	Bandwidth Saturation

Table 1: Causes of Remote Transfer Trip Communication Failure

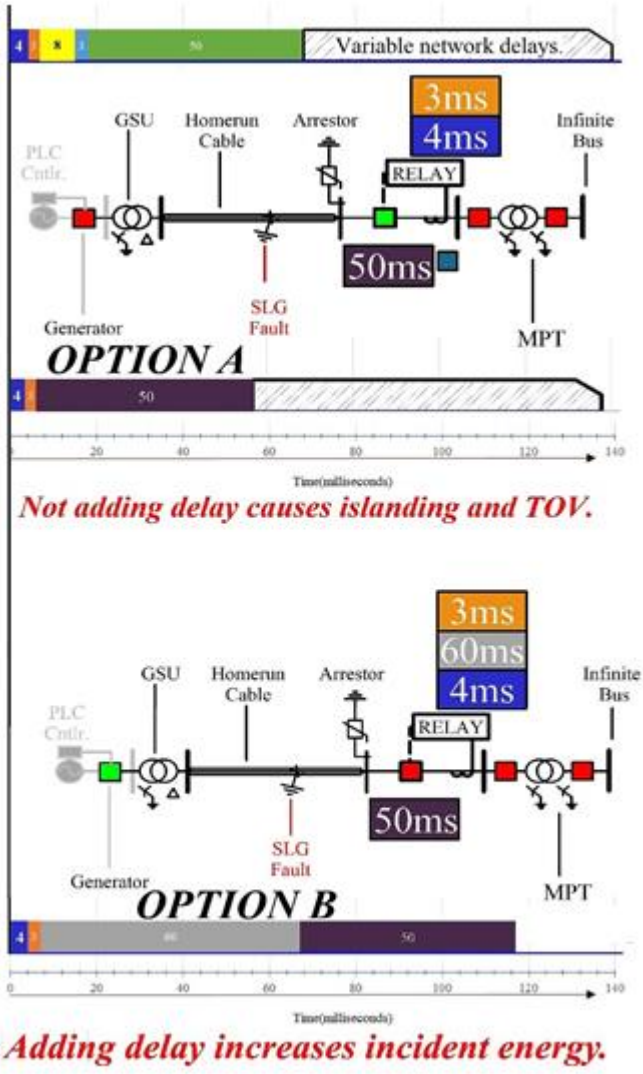


Fig. 7: Option A (TOV) or Option B (Incident Energy).

3. SURGE ARRESTORS AND TEMPORARY OVERVOLTAGE (TOV)

Surge arrestors come with a given temporary overvoltage curve called a duty curve which can be found on a graph supplied by the manufacturer that shows the (50–60 Hz) withstand voltage vs. time for arresters. The time is usually given from 0.01 s to 100,000 s in RMS values in a per-unit rating. The duty curve and the prior duty curve should be higher than the continuous operating voltage of the collection circuit.

The prior duty curve is lower in per-unit voltage than the duty curve and represents that the surge arrestor can be repeatedly subjected to RMS voltages below that value and the arrestor will continue to perform according to the manufacturer's specification. When the voltage exceeds the prior duty curve, the arrestor is damaged, and its current voltage (I-V) characteristic changes. Therefore, when the I-V characteristic is lost, the insulation coordination study

ewrsdfewterwtwretfwret

for the collection circuit is no longer valid, and the entire plant is now at risk.

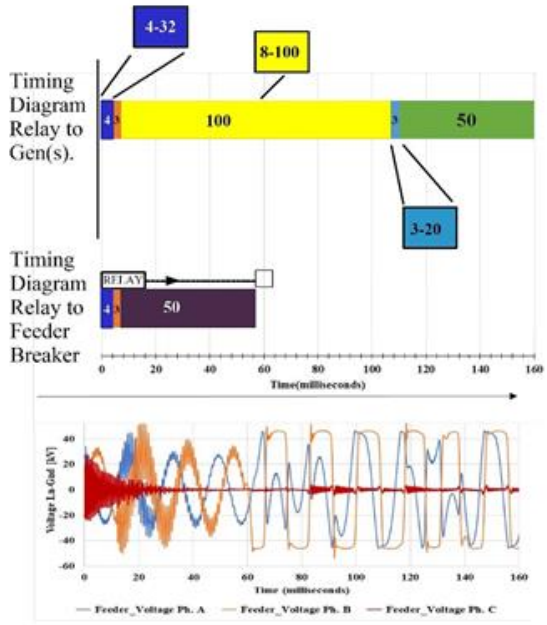
Without a surge arrestor on the collection circuit, the voltage increase would exceed the insulation capabilities of the collection circuit components. When a feeder breaker, which cannot ground the collection circuit, clears the fault (on that collection circuit) from the plant and the transmission system while the generators are producing power, the voltage quickly escalates along with the current through the prior duty curve of the lighting arrestor. When a feeder is separate from the plant, PSCAD simulations with the generators still running show the TOV prior duty curve is typically exceeded regardless of the I-V characteristic used, due to the energy supplied to the collection circuit.

4. Remote Trip and Avoiding Incident Energy

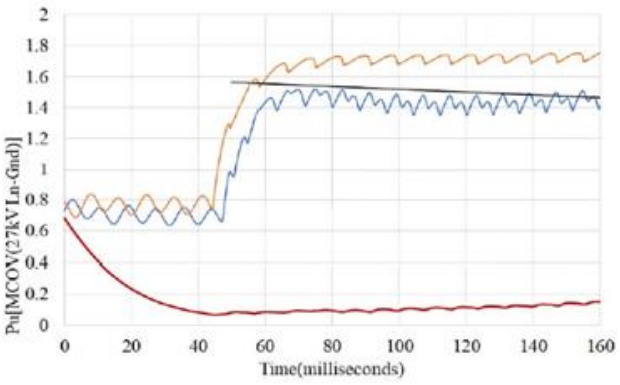
When avoiding incident energy and using Option A, the relay clears the fault from the plant by opening the feeder breaker first. The relay is located at the substation, and the generators are 5 to 10 miles away. As generators are shutdown second as opposed to the breaker being opened first, the incident energy is far less; however, the TOV results in damage to the surge arrestors and then a change in their I- V characteristic [14], which then damages other equipment. Figure 7 shows the timing diagram with Tables 1, 2, and 3 in mind, and Figure 8 shows the delays that occur when communication problems appear in the network.

When avoiding incident energy and enduring TOV (e.g., Option A), the relay clears the generators before the relay clears the feeder breaker. The relay is located at the substation, and the generators are 5 to 10 miles away. As the generators are shut down first before the feeder breaker opens, the delay allows the incident energy to build in the fault; consequently, damage to equipment is more severe, and the fault can be fatal to personnel (see section (043) and Table 4).

Remote trip techniques must be coordinated to protect the equipment within the plant. However, although relays are fast, they do not process information instantaneously. Time delays are always introduced in digital processing and communication equipment (see Figures 7, 8, and 9). When using remote trip, one must keep latency in mind.



Clearing the fault from the plant by opening the feeder breaker without a "programmed delay" and before the generators are off line results in less incident energy and the area of the arc blast boundary is much less; however, the TOV exceeds the prior duty curve of the lightning arrestor and insulation coordination is lost, and that is bad.



" the damaged arrestor may flashover with the next lightning strike, its conduction characteristics, clamping voltage, volt ampere characterstic and other properties will have changed...The damaged arrestor has become a partially open circuit. "[14]

Fig. 8: PSCAD Simulation **Option A**, Remote Trip, and TOV.

Regarding latency, Tables 2 and 3 and Figures 7, 8, and 9 show the latency of the two signal paths where an engineer may add up the signal propagation delays from the substation to the generator. The process begins with the initiation of the fault through the sensing current transformer to the clearing of the fault. The figures start with a relay pickup time of 4 ms and a delay of 3 ms to issue the trip command. From there, the trip command has two paths, one to the feeder breaker and one to the generators.

ewrsdfewterwtwretfwret

Causes of Latency		
Item	Device Operating Time	Time (ms)
1	Input debounce	2
2	Processors	4
3	IEC Message 61850	8–100
4	Misc. updates	4
5	Communication	4–32
6	SPP or WPP Breaker	50+

Table 2: Causes of Latency

If one includes a radio with a latency of 32 ms (net change 24 ms), the total latency with Table 2 in mind is between 72 ms and 146 ms. With such delays included with collection circuit feeder breaker operation, what are the consequences regarding TOV? Two scenarios: The breaker is delayed from opening, and the generators are shut down first. If the breaker is not delayed from opening, and the generators are shut down second. What happens with arc flash and arc blast as they relate to incident energy and TOV?

5. Remote Trip and Incident Energy

Option B introduces incident energy by opening the feeder breaker with a programmed delay, which results in little or no temporary overvoltage. For example, a WPP or a SPP, with a 230 kV to 34.5 kV main substation transformer, which is rated at 90 MVA with 8% impedance, is connected to the transmission system at the point of interconnection. The main plant transformer is Y connected and grounded on the 34.5 kV side. The main plant transformer is connected to a very strong transmission system, and the main station transformer is capable of sourcing 18,000 amps peak on the home run feeder cable, which has a faulted single line to ground. In addition, the other feeders may source between 750 and 1000 amps in the same fault. The longer the feeder breaker is closed, the more time 1800 amps feeds the fault.

Concerning incident energy and remote trip, the arc time and the resulting damage to equipment and injury to personnel are important to consider. Section 70E by the National Fire Protection Association describes procedures for arc flash studies. In this report, ETAP to calculate the incident energy due to arc flash is used.

Concerning arc flashes and remote trip, to protect the equipment on the feeder from temporary overvoltage, a delay is programmed into the feeder relay, which prevents the feeder breaker from opening for at least 117 ms or seven cycles from the start of the fault which exceeds 24 cal/cm^2 at a working distance of 36 in. When considering arc flashes, the increase in arc time is significant and adds to the risks personnel already take when working on such equipment.

Adding to the arc blast, the generators on the feeder collection circuit can also contribute energy while the fault is occurring. The generator's current can be added to the fault current sourced through the main plant transformer to the fault location. When the circuit breaker clears the plant from the fault and interrupts the current, generators are still feeding the fault. Figure 9 clearly shows that as the best case faults can persist for as little as seven cycles. If the fault lasts longer, Table 3 shows at 36 inches after 200 ms the incident exceeds 40 cal/cm^2, which is lethal.

Because remote trip techniques allow for an increased arc time, arc flash, and arc blast, faults become increasingly dangerous due to the added incident energy. An ETAP model of a representative wind farm shows a fault on the transformer where personnel are present and are within the arc flash boundary. The arcing fault current in the ETAP model was approximately 12,000 amps RMS for between 3, 6, and 12 cycles. The results of the model are shown in Table 4.

According to NFPA 70E, annex K issued by the Virginia Division of Mineral Mining, concerning arc flash and blast even with proper personal protective equipment (PPE), severe injury may result from heat from the arc flash, and the resulting force of the pressure wave and shrapnel is lethal [6]. Therefore, it is imperative that the incident energy is minimized.

Concerning remote trip, minimizing incident energy from the transmission system may result in TOV.

Figures 7 and 8 show a timing diagram where the two signals race to the generators and the feeder breaker. In Figure 7, the signal is delayed to the feeder breaker and allows more incident energy. Figure 8 shows the trip signal to the feeder breaker is not delayed; however, the variable latency present in both techniques suggests there is a likelihood of temporary overvoltage and islanding.

Remote/Trip Relay Coordination and Latency (Option B) See IEC and Ref [5]			
Item	Device	Remote Path (ms)	Breaker Path (ms)
1	Feeder Ground Fault	0	0
2	Feeder-Relay Pickup (1/4 cycle to 32 ms; see Ref. [5])	4–32	4–32
3	Relay Programmed Delay	x	11–120 PSCAD (60)
4	Relay processor time	3	3
5	Relay-Trip Signal Transport Lag (IEC 61850) [12], [13]	8–100	x
6	Wind Turbine Controller	3–20	
7	WTG Breaker Opens	50	X
8	WTG Clearing Time	68–205 PSCAD (160)	X
9	Feeder Breaker Opens	X	50
10	Feeder Clearing Time	X	68–205 PSCAD (117)

Table 3: Remote Trip, Relay Coordination, and Latency. Note: At 60-ms delay, incident energy exceeds 24 cal/cm^2 at a working distance of 36 inches. See Table 4.

6. Remote Trip in Summary

Figures 7, 8, and 9 and Tables 1, 2, and 3 show that either way there are dire consequences with remote trip when applied to WPPs and SPPs. Remote trip either delays the opening of the collection circuit feeder breaker and adds to the incident energy in the fault or opens the feeder breaker too soon and causes temporary overvoltage. Energy from the overvoltage rapidly consumes the useful life of the surge arrestors or changes the I-V characteristic, such that the U.S. Nuclear Regulatory Commission states "the damaged arrestor has become a partially opened circuit" [14].

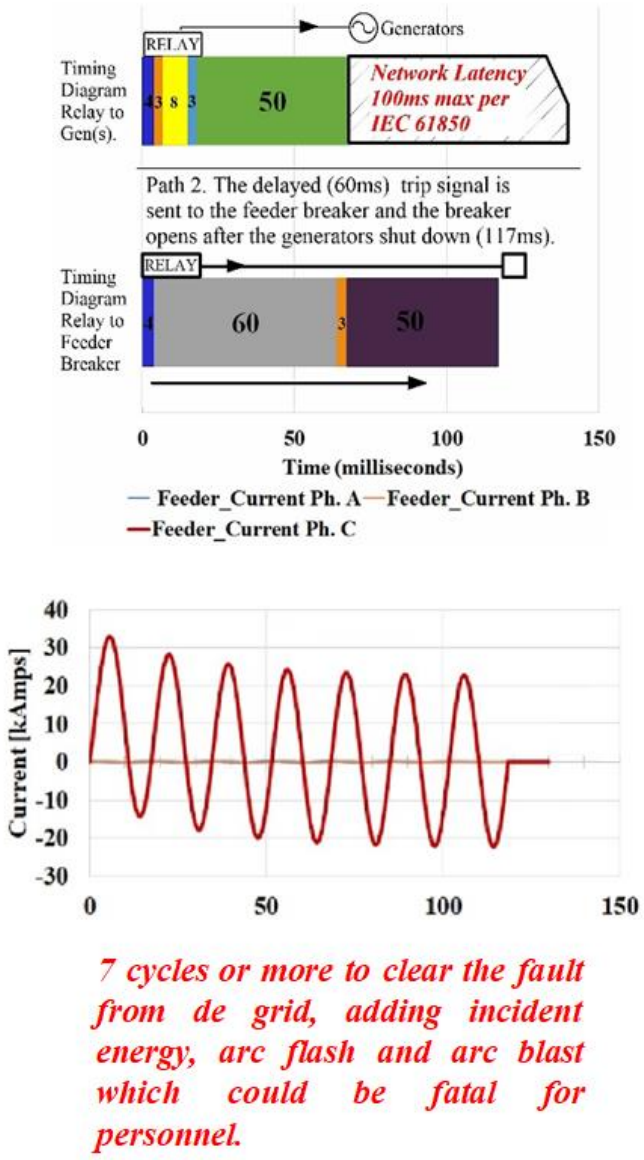


Fig. 9: PSCAD Simulation Option B Incident Energy (See Table 4).

One could presume that the insulation coordination is lost. Unfortunately, several causes of variable latency prevent wind turbines or solar inverters from getting the command at the right time or all the time from the relay connected to the feeder circuit breaker; whereas the resulting latency prevents the wind turbines or solar inverters from shutting down before the feeder breaker opens. When considering incident energy and assuming the relay does not require a handshake (e.g., acknowledgment of the action), the time to disconnect the affected feeder from the transmission system can exceed 100 ms or even 200 ms. Concerning safety, 100 ms to 100 ms at 36 inches away from a fault sourced from the transmission system will exceed the incident energy of 40 cal/cm2 and can be fatal to personnel.

Incident Energy and Injury

ewrsdfewterwtwretfwret

Item	Duration (ms)	Working Distance (in)	Incident Energy (cal/cm^2)
1	50	36	12
2	100	36	24
3	200	36	43

Table 4: Arc Blast/Flash Incident Energy

Because of the resulting arc flash and arc blast (even with proper PPE), severe injury may result from 1) heat from the arc flash, 2) the force of the pressure wave, and 3) shrapnel. Therefore, it is imperative that the incident energy be minimized. When it comes to remote trip, and with the above in mind, relay engineers cannot coordinate the relay for both cases without giving up some degree of protection. If they delay, they add incident energy and injure personnel. If they do not delay, they risk temporary overvoltage that can destroy equipment on the feeder. Therefore, one must keep in mind that delays and failure risks are associated with this technique.

There are devices that remote trip could be used in conjunction with; for example, the combined interlocked breaker grounding switch (GROUNDING BREAKER) is a device that can reduce the incident energy. The GROUNDING BREAKER does not require such delays and has been shown to keep TOV below the prior duty curve of a surge arrestor (see Figure 9). The GROUNDING BREAKER provides a very low impedance path to ground, can clear a fault within 3.5 cycles or 50 ms, and coordinates well with generators and surge arrestors on the feeder circuit.

7. CONCLUSION

When it comes to protecting a WPP or a SPP, the GROUNDING BREAKER is essential. Damage due to faults on collection circuits happen fast. Reports indicate remote transfer trip techniques can introduce a delay of more than 122 ms, and references indicate that the delay can be as long as 205 ms (Table 3) and are not 100% reliable. Although all faults create damage, remote trip delays disconnection from the transmission system and consequently allows high-magnitude fault currents sourced from the transmission system to persist.

A GROUNDING BREAKER if properly coordinated can separate the affected feeder from the transmission system and WPP or SPP within 3.5 cycles. This is less than half the time of a remote trip and guarantees the feeder has a great ground reference. If the remote trip is not operating, the generators may island. In addition, temporary overvoltages can occur and persist for longer periods of time on the feeder collection circuit.

Table 1 shows the likelihood that the transfer trip signal will not (emphasis added) reach all the wind turbines or solar inverters 100% of the time is a near certainty. Although protection schemes may race the signals to the generators and feeder breakers to trip both simultaneously, Table 2 and Table 3 show the delay is long enough to significantly add to the incident energy, where the GROUNDING BREAKER limits it. In addition, if a disruption to communication occurs, there will be units on- line when the line breaker opens; consequently, temporary overvoltage and damage to equipment are very likely to occur.

Comparing Remote Trip to Grounding Breaker		
Topic	**Remote Trip**	**Grounding Breaker**
Incident Energy	Greater than 40 cal/cm2 at 36 in (lethal) @ 200 ms.	Less than 24 cal/cm2 at 36 in.
Temporary Overvoltage	Delayed message causes TOV and loss of insulation coordination.	Prevents TOV and maintains insulation coordination.
Lightning Arrestors	TOV will change the I- V characteristic and collection circuit will not be protected.	Voltage remains below prior duty curve; equipment is better protected.
Generator step up transformer	TOV and loss of insulation coordination will damage the transformer.	Voltage remains below prior duty curve; equipment is better protected
Dangers to personnel	Blast from 40 cal/cm2 is lethal.	At 24 cal/cm2 PPE is available.
Islanding	Trip signal does not get to the generators in time; they produce power into an open circuit causing TOV which damages equipment.	Grounds the home run cable of the collection circuit providing a very low impedance for the generators to produce.
Grounding Transformer	Ineffective at preventing TOV.	Grounding breaker either eliminates the need or complements existing installations and improves protection.
Under Voltage Ride Through	Delayed or unreliable trip signal TOV is present, and ride through could cause islanding.	Collapses voltage in most cases below 15%.

Table 6: Comparison, Remote Trip vs. Grounding Breaker.

A GROUNDING BREAKER once grounded will create a bolted three- phase ground on the home run cable. This, in turn, will create an impedance on the home run cable of less than 2 ohms as seen from the junction box to the GROUNDING BREAKER for a 1000 MCM cable that is 10 km long. Comparing the home run cable impedance to that of the generator step-up transformer impedance, which is j28 ohms at 34.5 kV, the ratio is approximately 15 to 1.

With the home run cable grounded by the GROUNDING BREAKER, and even with some semblance of proper operation on the three-phase grounded feeder, each generator limits the current to a maximum magnitude during

ewrsdfewterwtwretfwret

the fault of approximately 42 amps at 34.5 kV, and the voltage rise across the generator step-up transformer is less than 1.1 kV.

The maximum current (amps) magnitude for all 12, 2 MW generators during the fault, which are current limiting, is approximately 500 amps, and the resulting voltage increases across the home run cable at j2 ohms is less than 1 kV. Consequently, each generator is hard-pressed to keep its AC mains voltage above 10% with the GROUNDING BREAKER creating a bolted three-phase ground on the home run cable.

At that point, each generator should trip offline, and islanding should not occur. In addition, and as an aside and with the above in mind, each generator should coordinate well with low-voltage ride-through requirements.

In this paper, a sequence of events and an operational overview concerning the GROUNDING BREAKER for WPPs and SPPs are presented. With the GROUNDING BREAKER in mind, the following conclusions are shown:

1. The GROUNDING BREAKER operates two vacuum interrupters with an interlock; therefore, the GROUNDING BREAKER operates with at least one trip signal.
2. There are three states with respect to impedances during the operation of the breaker.
3. In the GROUNDING BREAKER, the line interrupters open first, and the ground interrupters close second. With the GROUNDING BREAKER, a faulted feeder is disconnected from the transmission system first, and then the faulted feeder is bolted to ground.
4. The transition state of the GROUNDING BREAKER where both vacuum interrupters are open is from 4 to 12 ms.
5. The operation of a GROUNDING BREAKER demonstrates a clear change in impedance as the GROUNDING BREAKER operates. Generators can detect such a change and act on it.
6. The GROUNDING BREAKER when closed to ground results in a very low impedance of the home run cable to less than 2 ohms measured from a junction box (1000 MCM less than 10 km).
7. TOV duration is minimized by the combination of the fast transition state of the GROUNDING BREAKER and the surge arresters. Note, without a GROUNDING BREAKER, the arrestors can be destroyed by other protection schemes. After that, if the arrestor is not replaced, expensive collection circuit equipment is damaged thereafter.
8. A GROUNDING BREAKER significantly lowers the energy burden on surge arrestors, and engineers can easily coordinate.
9. The GROUNDING BREAKER provides a better reference to ground than a grounding transformer and consequently reduces the burden on surge arrestors.
10. Given the typical design variations of WPPs and SPPs and the generators with current limiting capability, the GROUNDING BREAKER should provide a very low impedance on the feeder circuit and cause the AC mains voltage at each generator to go below the minimum operating voltage and force them offline to prevent islanding. (See the low-voltage ride- through paper.)
11. With fewer modes of failure, the GROUNDING BREAKER is more reliable than remote transfer trip.

The PSCAD simulations show the GROUNDING BREAKER resolves issues of temporary overvoltage and incident energy, where delays are not needed to clear the fault from the plant. The GROUNDING BREAKER completely operates within nearly 50 ms to separate the affected collection circuit and ground it, so it collapses the voltage. The GROUNDING BREAKER relieves the surge arrestor and keeps the resulting TOV below the prior duty curves. As a result, it is concluded that the use of the GROUNDING BREAKER in the design and construction of generating projects, such as WPPs and SPPs, constitutes a best practice.

REFERENCES

[1] http://emaelectromechanics.com/wp/wp-content/uploads/2012/04/EMA_VDH-GSMI.pdf

[2] E. Montich, "Circuit breaker with high speed mechanically- interlocked grounding switch," USPTO Patent 7724489, Aug. 2007.

[3] R. Elliot, "Problems and Solutions Grid Planning and Reliability Policy Paper," California Public Utilities Commission, 2014, Glossary

[4] A. Kulkarni, J. Payne, and P. Misretta, "Integrating SCADA, Load Shedding and High Speed control on an Ethernet Network at a North American Refinery," IEEE Petroleum and Chemical Industry Technical Conference 23-25 September 2013.

[5] R. Downer, "Wind Farm Electrical Systems," IEEE Atlanta IAS Chapter, 2009. ewh.ieee.org/r3/atlanta/ias/Wind%20Farm%20Electrical%20Sy stems.pdf

[6]https://www.dmme.virginia.gov/dmm/PDF/TRAINING/REFR ESHER/electricaltopics/arcflash,blast.pdf

[7] M.B. Schulman and P.G. Slade, "Sequential Modes of Drawn Vacuum Arcs Between Both Contacts for Currents in the Range 1 kA to 16 kA," IEEE Transactions on Components, Packaging and Manufacturing Technology, Vol. 18, No. I, pp. 417-422, March 1995

[8] P.G. Slade, "The Vacuum Interrupter Contact," IEEE Transactions on Components, Packaging and Manufacturing Technology, Vol. 7, No. 1, pp. 25-32, March 1984

[9] Elgred-*Electric Energy System Theory, an Introduction*, McGraw-Hill; Gross-*Power System*

ewrsdfewterwtwretfwret

Analysis, Wiley; Neuenswander-*Modern Power Systems*, International Textbook; Stevenson-*Elements of Power System Analysis*, McGraw-Hill Education, 1994
[10] Joint Working Group, *Fault Current Contributions from Wind Plants: A Report to the Transmission & Distribution*, Power System Relaying and Control Committee, IEEE Power and Energy Society, 2013
[11] PJM WPP Short-Circuit Modeling Guide August 2012 standards include but are not limited to:
ANSI/IEEE C37.101 Guide for Generator Ground Protection
ANSI/IEEE C37.102 Guide for AC Generator Protection
ANSI/IEEE C37.106 Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants
ANSI/IEEE C37.95 Guide for Protective Relaying of Utility-Consumer Interconnections
ANSI/IEEE C37.91 Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers
IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
[12] M.A. Ahmed, "Communication Network Architectures for Smart-Wind Power Farms," www.mdpi.com/journal/energies, p. 3904-3905, June 2014
[13] M.A. Ahmed, "Hierarchical Communication Network Architectures for Offshore Wind Power Farms," www.mdpi.com/journal/energies, p. 3426, March 2014
[14] J.F. Davis, M. Subudhi, and D.P. Carroll, *Aging Assessment of Surge Protective Devices in Nuclear Power Plants*, U.S. Nuclear Regulatory Commission, 1996

ewrsdfewterwtwretfwret

Concerning PRC-024-2 the VDH/GSMI Supports Differentiation between Internal and External Faults

Thomas Wilkins and Miles Downing
Wilkins Consulting Henderson Nevada - U.S.A.
Downing Consulting Engineers, PLLC Portland Oregon - U.S.A.

Augusto X. Morando
EMA Electromecánica S.A., Buenos Aires – Argentina

Daniel Videla and Gustavo Gigena
EMA Electromechanics Inc., Sweetwater - U.S.A.

Abstract - Because the interlocked combine breaker grounding switch (VDH/GSMI, a medium voltage vacuum circuit breaker with mechanically interlocked grounding switch) can help with differentiating between internal faults and external faults, as such, generators would know via the voltage measured at their terminals if a fault was outside the plant and keep running, to meet the US grid code PRC-024-2 under voltage ride-through requirements with zero volts at the point of interconnection. Conversely, with respect to internal disturbances, the VDH/GSMI creates a three-phase bolted ground that causes the generators to either shut down or island into very low impedance and can operate while they wait for the remote trip signal from the substation, where a regular circuit breaker opening would cause high impedances to appear on the home run cable. The generators and high impedance create possible temporary overvoltages that would damage equipment on the separate collection circuit.

PSCAD models show the VDH/GSMI allows generators to differentiate between internal faults and external faults. NERC PRC-024-2's written purpose is to ensure generator owners set their generator protective relays such that generating units remain connected during defined voltage excursions and operate down to zero percent voltage at the point of interconnect (POI) for nine cycles. PSCAD simulations show the VDH/GSMI when it opens and clears and then closes to ground causes the voltage at the mains of each generator on the affected circuit to go below 9% which is significantly below 15% concerning certain ride through requirements. As a benefit, the VDH/GSMI causes the plant to better support the transmission system by providing a differentiating voltage signal between internal and external faults.

Worldwide, utility scale wind or solar facilities have to comply to the local grid code. for instance, Submodulo 3.6 of ONS in Brazil, PT4 (Anexo I) of CAMMESA in Argentina, PRC-02402 of NERC in the USA.

PRC-024-2 requires power plants set their relays so that the plant remains connected during voltage excursions, such that the generator voltage protective relaying does not trip within the no trip zone as measured at the POI; the no trip zone in part includes nine cycles at zero volts. PSCAD simulations indicate the VDH/GSMI can help engineers provide such required PRC-024-2 functionality.

Keywords – grid, code, PRC-024-2, ONS, Submodulo 3.6, CAMMESA, PT 4, breaker, grounding, switch, remote, transfer, trip, wind, solar, electric, power, system, flash, arc, blast, temporary overvoltage, lightning, arrester, collection, circuit, cable, transformer, single, line, ground, fault, isolation, coordination.

I. INTRODUCTION

This paper was prepared to find if the interlocked-combine-breaker grounding switch (VDH/GSMI® or Grounding Breaker) coordinates well with PRC- 024-2 (HVRT-LVRT) requirements when the fault is inside and outside a wind or solar power plant. When the Grounding Breaker opens, clears, and then closes to ground the home run cable, it is expected the voltage will drop below significantly. Should the fault appear outside the plant for nine cycles with near zero volts at full power, it is expected that the voltage measured at the generators should be higher when there is zero voltage at the point of interconnection (POI) than when the Grounding Breaker opens and then grounds the collection circuit. Thus it provides a level of discrimination for protection and trip as measured at the terminals of each individual generator within the solar power plant or wind power plant.

Generators are expected to shut down quickly; or if they island, they island into a three-phase bolted ground, and they can wait for the remote trip signal without creating overvoltage and other damage.

This paper makes use of PSCAD tool to describe the design and theory of the Grounding Breaker operation, as it is applied in wind and solar power plants and how the very low impedances to ground causes very low voltage on the separated collection circuit. The operation of the Grounding Breaker with PRC-024-2 requirements coordinates well with other plant functions during a ride-through event.

The Grounding Breaker is an improvement and evolution in circuit breaker design. Circuit breakers come in a variety of forms: vacuum, air, and gas-insulated switchgear are available for medium-voltage systems, such as a 34.5 kV collection circuit of wind or solar power plant. Circuit breakers are mechanical switching devices, which connect and break the current flowing in the circuit, which can be the nominal current or the fault current. Typical circuit breakers comprise one switch that is either open or closed. Generally, wind power plants and solar power plants only use non-grounding feeder (line) circuit breakers.

When considering a collection circuit for a wind or a solar power plant, the typical circuit breaker clears the affected feeder from the main station transformer and the transmission system. However, such a design is limited and does not provide the same functionality as the Grounding Breaker does, functionality, such as anti-islanding or temporary overvoltage mitigation, needed for today's modern such plants.

The Grounding Breaker requires only one signal from a relay to separate the collection feeder circuit from the main plant transformer. Then the interlocked switch grounds the collection circuit; the full process occurs in about three cycles. With the impedance of the collection circuit cables approximately 1/15th of the impedance of an individual generation step up transformer, and with all three phases effectively bolted to ground, the voltage on the separated feeder quickly collapses.

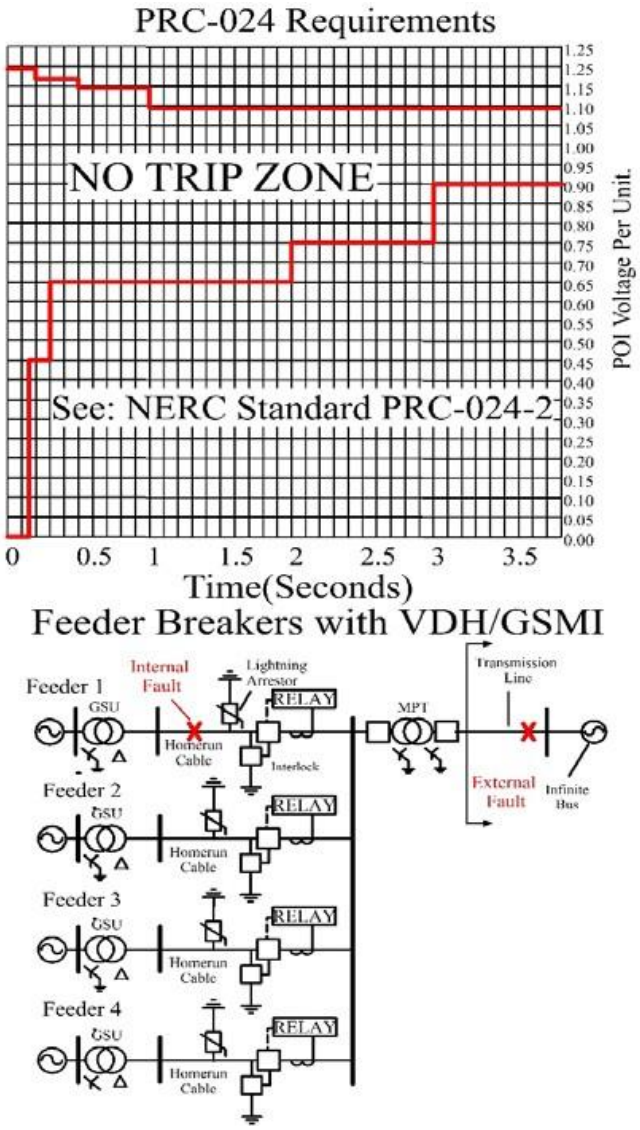


Fig. 1: Wind or Solar Power Plant Single Line.

The National Electric Reliability Corporation (NERC) that acts as an electric reliability organization (ERO) requires relay settings and wind or solar power plants to operate down to zero volts for nine cycles as shown in PRC-024-2 (Figure 1). The Grounding Breaker can help wind or solar power plant designers and engineers provide the functionality required by the local grid code, in this paper, NERC as specified in PRC-024-2.

The Grounding Breaker (Figures 1,3,4 and 11) is designed for the feeder collection circuits of wind power plants and solar power plants. The line-side circuit breaker is composed of vacuum interrupters and bushings to connect to the 34.5 kV collection circuit. For information about the operation and ratings of vacuum interrupters, see [7] and [8]. The grounding circuit when closed connects the generator's side of the feeder collection circuit to ground. The Grounding Breaker within wind or solar power plants connects between the substation bus and the wind turbines or solar inverters (Figure 1).

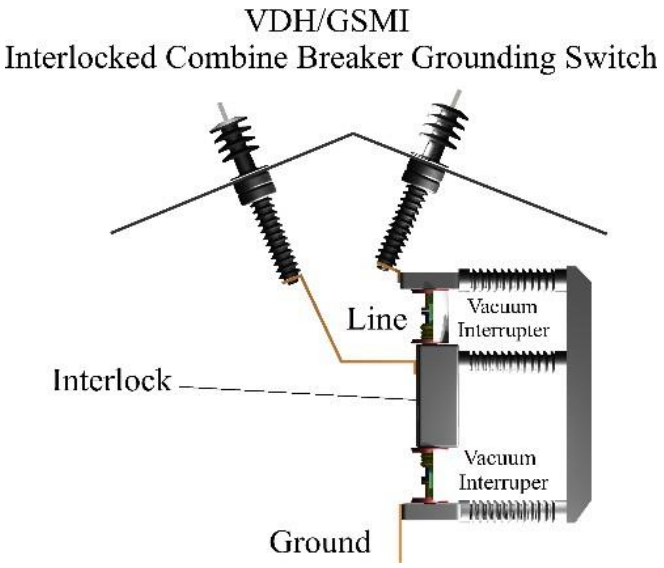


Fig. 2: Combine Breaker Grounding Switch

Figure 2 shows the Grounding Breaker. It consists in a set of three line-side phase vacuum interrupters and a set of three ground vacuum interrupters are interlocked and operate with one trip signal.

In such power plants, conventional breakers open and disconnect the affected feeder from the transmission system and then allow the delta collection circuit to operate without a ground reference (except through the cable susceptance or lightning arresters), unless a grounding transformer is connected to an individual collection circuit. If the grounding transformer provides a reference to ground, however, it is found to provide only a zero sequence path to ground but not a positive or negative sequence path, and consequently is not found to significantly lower collection circuit voltages during islanding [3], [19]. IEEE standards refer to zero sequence impedance. The positive and negative sequence current from the generators has no path, once the grounding transformer has an open secondary.

It is found [19] that the Grounding Breaker, in coordination with lighting arresters provides a better positive, negative and zero sequence ground reference than a grounding transformer and opens with an electrical switching of time of 4–12ms, i.e. less than one cycle. Thus, it grounds the collection circuit immediately and allows the unaffected feeders to generate, also allows the ride-through functionality.

Figure 1 shows the single line for a wind or solar power plant, with the Grounding Breaker; where the interlock and grounding switch are on four collection circuits or feeders, also the home run cable and the Generator Step Up Transformer (GSU) where the GSU is the equivalent of many generators. The delta side of the GSU indicates that the home run cable will float once the line breaker opens. However, the Grounding Breaker will within 38ms from receiving a trip signal, close and ground the affected collection circuit; where

16ms earlier it mechanically began to operate and 4–12ms earlier it electrically began to extinguish the arcs and ground the home run cable. All with one single trip signal.

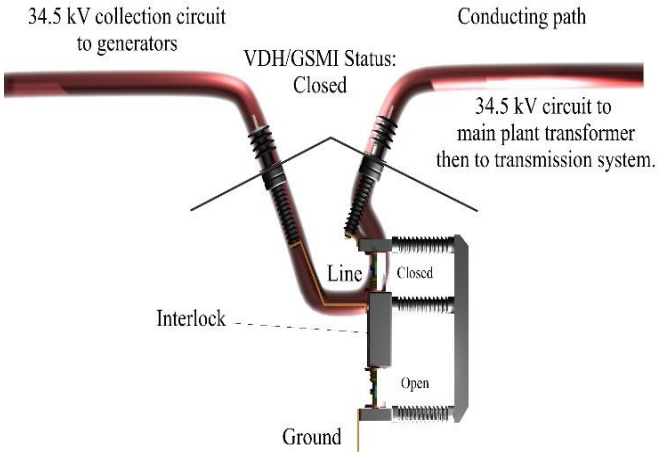


Fig. 3: Grounding Breaker Closed, Ground Switch Open.

Figures 2 and 3 show the Grounding Breaker when it is closed (the ground switch is open). The red bold line indicates the electric path from the generators on the feeder to the main plant transformer.

Figure 4 shows the Grounding Breaker opened where the feeder is grounded as shown with the green path. The home run cable's three phases are bolted to ground. By bolting to ground the home run cable of a feeder, the generators see very low impedance while islanding. Generally, wind and solar power plants should remain on-line during voltage disturbances for specified time periods per PRC-024-2 as shown in Figure 1, where such periods include a transition period and a post-transition period with normal clearing times of four to nine cycles [15].

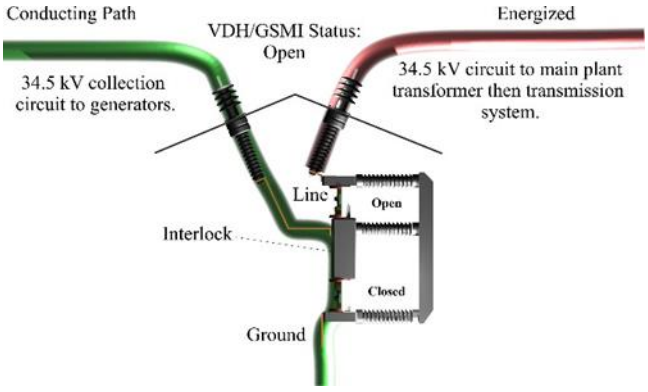


Fig. 4: VDH/GSMI Open, Grounding Switch Closed.

II. FERC ORDER 661 AND NERC PRC_024-02

Concerning FERC order 661, wind and solar generated power plants are required to continue to generate power (e.g., in service) during three-phase faults with normal clearing. Generally, the clearing time and the voltage ride through for a wind power plant for a three-phase fault is nine cycles at a voltage as low as 0.15% of nominal, as measured at the high side of the wind-generated plant step-up transformer at the point of interconnection. Many generator manufacturers can operate with this specification for individual generators. However, NERC issued standard PRC-024-2; this standard requires more than nine cycles at zero voltage as measured at the point of interconnection (Figures 5 and 6).

For years, NERC, an electric reliability organization, has been presenting and reaffirming that a fault that occurs on a transmission line near a wind power plant could cause the voltage at that point to drop to zero. NERC states that; allowing a wind or solar power plant to disconnect when the voltage drops below 15% from the nominal at the point of interconnection; the loss of a transmission line and the loss of the real power (and any reactive power) produced by such plant, results in a double contingency event (loss of the transmission line and the plant itself) [16].

To provide a remedy for this problem, NERC requested that wind or solar power plants (Figure 1) should be altered so that for 150 ms if the voltage at the point of interconnection is reduced to zero the plant would ride through. If after 0.300 s the fault persists, the wind or solar power plant stays connected as long as the voltage is at or above 0.45 pu of nominal voltage. It is presumed that NERC presents such conditions to reduce the risk to the reliability of the electric power system to an acceptable level.

In this section, the Grounding Breaker (Figure 8) provides support for a generation plant concerning PRC-024-2 and ride-through capabilities concerning the many types of faults. For internal and external faults, the Grounding Breaker is shown to provide clear different high (external) and low (internal collection circuit fault) signals to the generators. After the Grounding Breaker opens and clears and then closes and grounds, the resulting line to ground impedance on the home run cable is significantly reduced. With that in mind, the Grounding Breaker provides "easy" islanding capability where the voltage remains very low. As PRC-024-2 requires nine cycles of ride-through capability, with zero voltages at the point of interconnection, the Grounding Breaker supports the generators by providing a voltage level that indicates whether the fault is inside or outside the plant to an individual generator.

III. GROUNDING BREAKER AND PRC-024-2

This section concerns how the Grounding Breaker provides support for a generation plant regarding PRC-024-2 and ride-through capabilities for the many types of faults. After the Grounding Breaker opens and then closes, the line to ground impedance on the home run cable is significantly reduced. It provides an "easy" islanding capability where the voltage remains very low. As PRC-024-2 requires nine cycles of ride-through capability, with zero voltages at the point of interconnect, the Grounding Breaker provides engineers and

designers with an option not found in a typical feeder breaker.

If the fault is within the plant, such a fault can be isolated from the plant and the transmission system with the Grounding Breaker, separating the affected collection circuit. The unaffected feeders are able to ride through and remain on-line. The Grounding Breaker and the ride-through capabilities of the generators work together to meet the regulatory requirements specified in the U.S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) Order 661 and NERC PRC-024-2, and similar grid code applicable in other countries.

Many types of faults can occur. However, this paper considers internal single line faults to ground and external three phase bolted faults. The faults can be within a wind or a solar power plant or outside of such plant. The fault can be on a collection circuit, at a generator, or in a substation. The fault impedance can be high or low; it can be steady or pulsing. Given all the faults, types and locations, the transmission provider requires that the wind or solar power plant ride through and discriminate when it should and should not ride through concerning internal and external faults (Figure 7). The Grounding Breaker is an essential part of fulfilling such requirements.

When the Grounding Breaker provides such low impedance when it grounds the home run cable, the generators either know to shut down when the Grounding Breaker operates or allows the generators to remain on-line and generate into a bolted three-phase to ground. It also allows the protection system to send a remote signal to shut down the generators (Figure 7). By providing symmetry to a faulted collection circuit, it reduces mechanical stress during islanding. Figure 7 shows oscillations disappearing after the Grounding Breaker closes.

If the fault is external, i.e. on the transmission system, and the voltage is zero volts, the Grounding Breaker provides discrimination that other types of circuit breakers do not. When Grounding Breaker operates, it provides a clear signal to the generators that the main plant transformer is or is not part of the circuit. If the fault is on the transmission system, the Grounding Breaker is not expected to operate, similar to other regular breakers. What makes the Grounding Breaker different is that it can ground the collection circuit and provide a clear reference to ground by changing the impedance of the collection circuit.

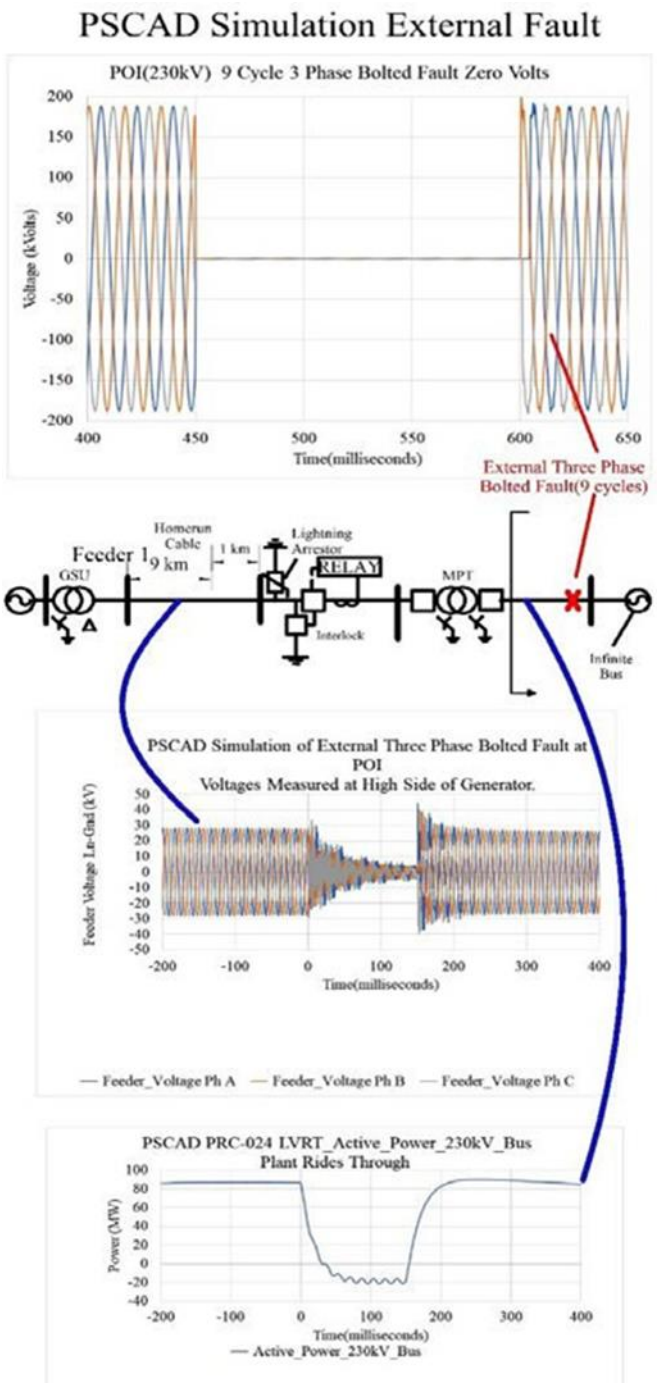


Fig. 5: PSCAD Simulation External Fault.

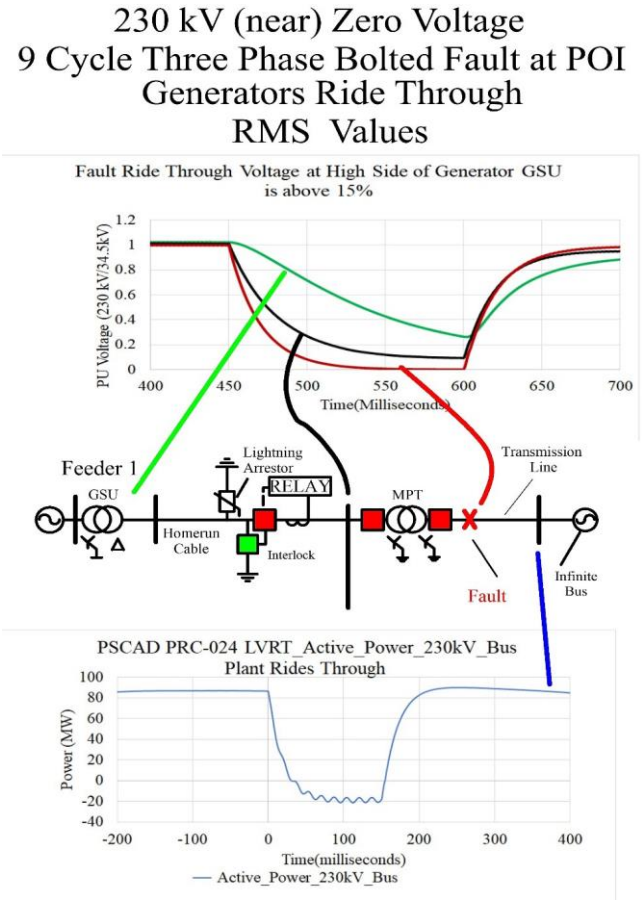


Fig. 6: PSCAD Simulation Voltage Curves during nine Cycles of (Near) Zero Voltage at the POI.

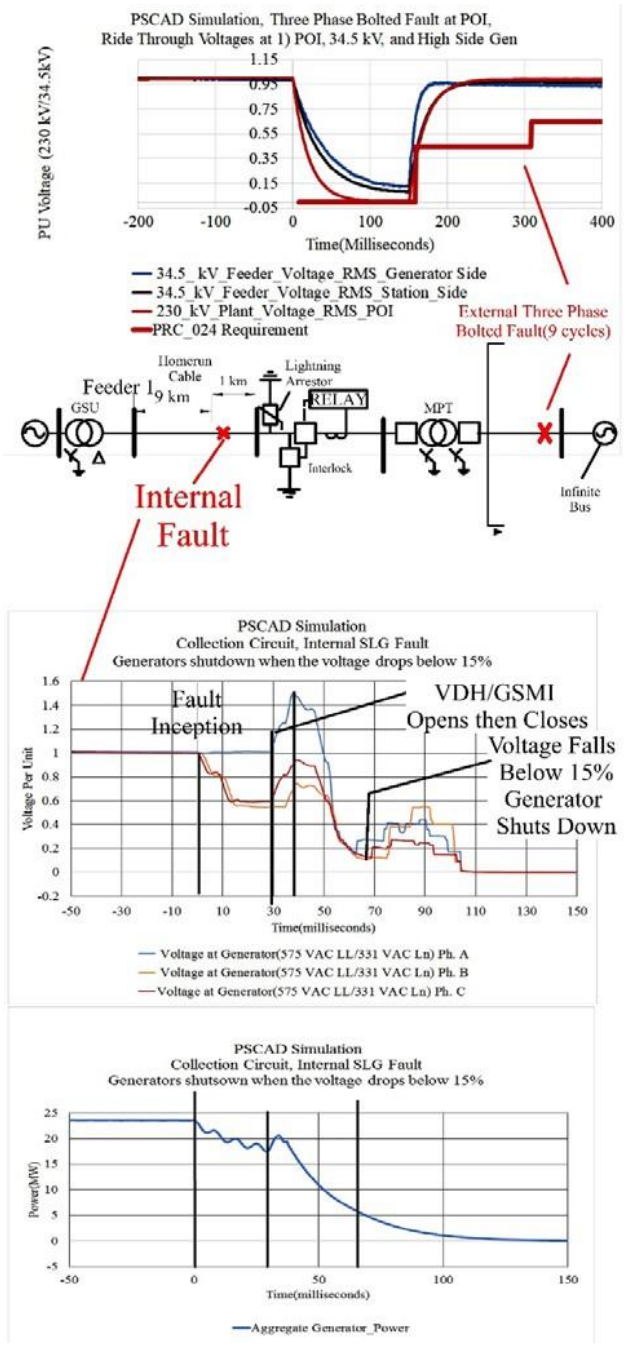


Fig. 7: Grounding Breaker and Ride-Through Voltages.

The impedance of a home run cable can be between 1 Ohms and 2 Ohms, and the current sourced on a 34.5 kV collection circuit can be 500 amps. The generators can limit the current during a fault. Once the Grounding Breaker separates the affected collection circuit from the plant, the fault current is reduced from more than 15 kA to 0.5 kA. When the Grounding Breaker grounds the home run cable, the impedance of the affected collection circuit is now down to 1-2 Ohms at the home run cable. With 0.5 k Amps and 1-2 Ohms, the voltage rise is around 3% to 5% at full power. The current from the 2 MW generator at 34.5 kV is approximately 40 Amps with a series impedance through its generator step-

up transformer of 5.5% (3 MVA); therefore, the voltage increases across the GSU would be a maximum of approximately 4% to 5%. To sum up, the rise from the home run cable to the mains of the generator on the low side is projected to be less than 10%, where some PSCAD simulations demonstrated 12% or less due to asymmetry at the low side of the generator and on the collection circuit and added reactive power flow during a single line to the ground fault (Table 1 and Figure 7).

PSCAD Plant Impedances			
	Main Power Trf.	1000 MCM Cable (10 Kms)	Gen.Step-up Trf. (Equivalent)
% Z	8	N/A	5.5
MVA	90	N/A	3 / (x10) 30MVA
Ohms	*j* 1.05	*j* 2.00	*j* 21.80 / *j* 2.18
External Fault	Included	Included	Included
Internal Fault	**Excluded. Gen. side after Grd. Breaker operates.**	Included	Included

Table 1: Impedances included in PSCAD simulations.

PRC-024-2 requires the facility to operate down to zero percent of the rated voltage. With PRC-024-2 in mind, the Grounding Breaker provides three functions for a wind or solar power plant:

- low impedance for a separated collection circuit to generate;
- low voltage for the wind turbines to recognize that they can shut down;
- low impedance to mitigate severe islanding; if there are plant conditions that require the generators to operate below 0.15 per unit, the low impedance on the collection circuit provided by the VDH/GSMI allows a remote trip signal to get to the generators to shut them down without causing overvoltages or damage to the collection circuit.

While a regular breaker separates a faulted collection circuit from the plant and the transmission system just like the Grounding Breaker, a regular breaker does not ground the collection circuit. A regular breaker opens and causes high impedance to appear on the collection circuit resulting in temporary over voltage (TOV) and damaging voltage on the collection system. A regular breaker does not provide very low voltage as a discrimination function for generators to detect; therefore, generators are left to island for long periods. In contrast, the Grounding Breaker provides differentiation between internal and external faults in wind and solar power plants (Figure 8) allowing the generator to quickly shut down.

The Grounding Breaker does not require delays for clearing a fault on a collection circuit. However, a regular breaker may require a delay in clearing the fault from the plant, and therefore, the other unfaulted collection circuits are exposed to longer internal plant fault times where the plant as whole is impacted. Such an impact may degrade the plant's dynamic reactive power performance; if a Grounding Breaker had been installed, the faulted circuit could be cleared as fast as possible. Faster clearing allows the plant to transition back to prefault voltages and improved dynamic support of the transmission system.

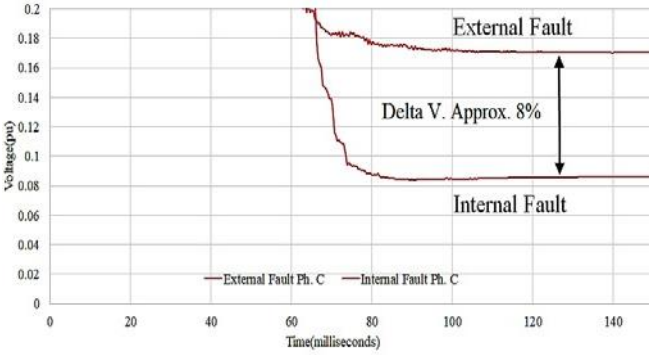


Fig. 8: Differentiation between an External (POI) and Internal (Collection Circuit) Faults.

IV. GROUNDING BREAKER OPERATIONAL

To describe and understand the design and operation of the Grounding Breaker VDH/GSMI, the focus has to be on a feeder circuit within a wind or solar power plant and the change in impedance that occurs when a fault appears on the collection feeder home run cable (Figure 10). The PSCAD simulation of the operation of a Grounding Breaker demonstrates that it grounds the collection circuit.
The states of the VDH/GSMI (Figure 9) are, (i) CLOSED, i.e. the line breaker is closed, and the ground switch is open; (ii) TRANSITION, both switches are open; and (iii) OPEN, the line switch is open, and the ground switch is closed. It actually has two distinct states of operation: OPEN and CLOSED. However, for studies propose the TRANSITION state is included between the two states, with a total mechanical operating time of 16 ms and an electric clearing time of 12 ms (Table 2).

Closed status means the line vacuum interrupters are closed, and the ground vacuum interrupters are open. The transition state includes the coincident operation of the two interlocked vacuum interrupters with at least one trip command from a relay (Figure 10). First, the line vacuum interrupter (breaker) starts opening to separate the feeder from the transmission system. At nearly the same time, the ground vacuum interrupter starts closing to ground the feeder circuit.

State	Electrical Time [ms]	Mechanical Operating Time [ms]
CLOSED (Initial)	0	0
Clearing Fault (opening)	24–34	N/A
TRANSITION (open and grounding)	4–12	16
OPEN and grounded		38

Table 2: Electrical and mechanical operating time of the VDH/GSMI

GROUNDING BREAKER VDH/GSMI - STATES			
State		Line Breaker	Ground Breaker
1	Closed	Closed	Open
2	Transition	Open	Open
3	Opened	Open	Closed

Table 3: States of the VDH/GSMI

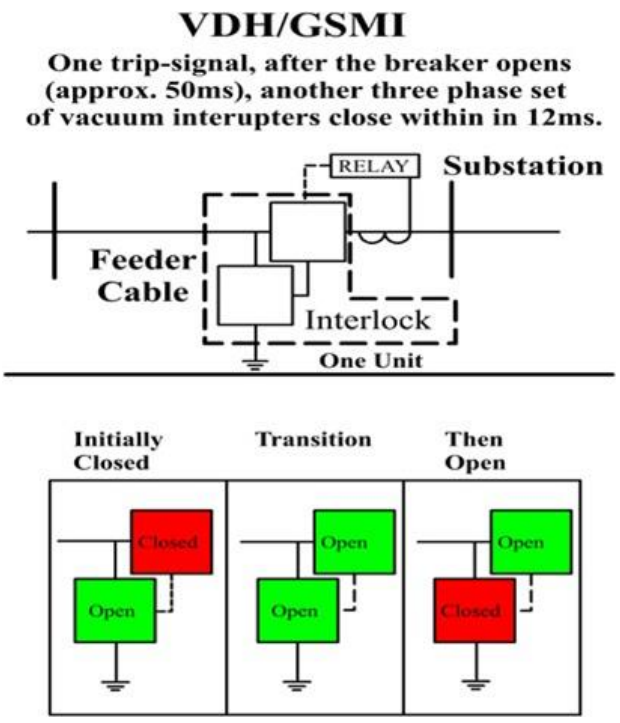


Fig. 9: VDH/GSMI States.

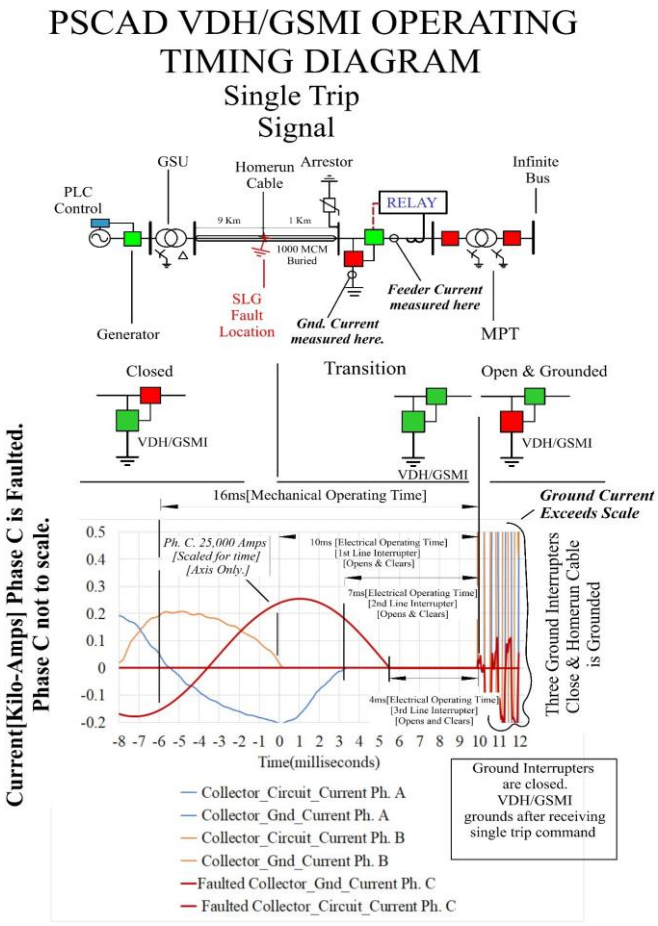
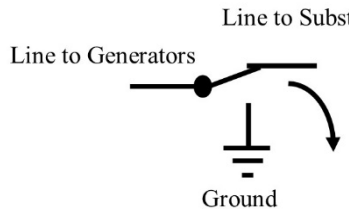
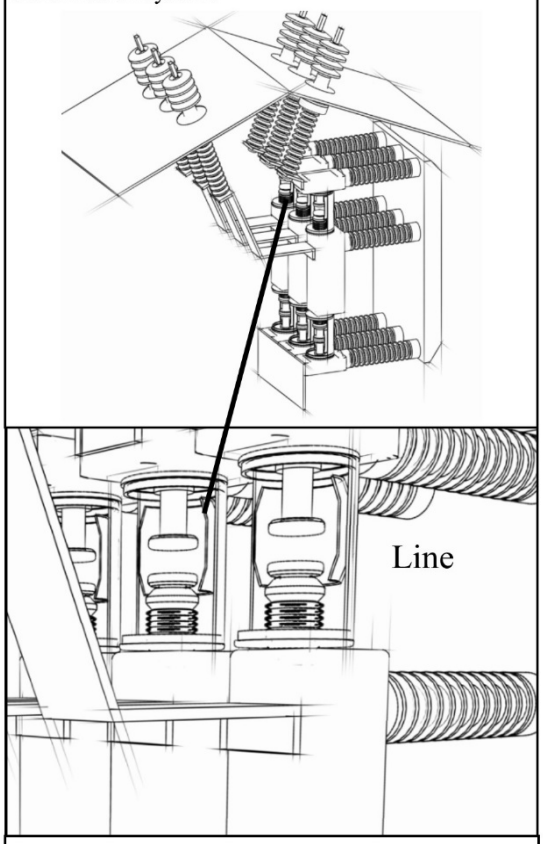


Fig. 10: PSCAD Simulation VDH/GSMI Timing Diagram.

State 1: CLOSED, line breaker closed and grounding switch open.



When a fault occurs in the collection circuit, the line vacuum interrupters clear the fault from the transmission system.



State 2: TRANSISTION, both switches open

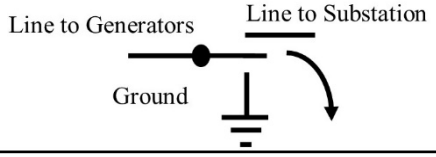
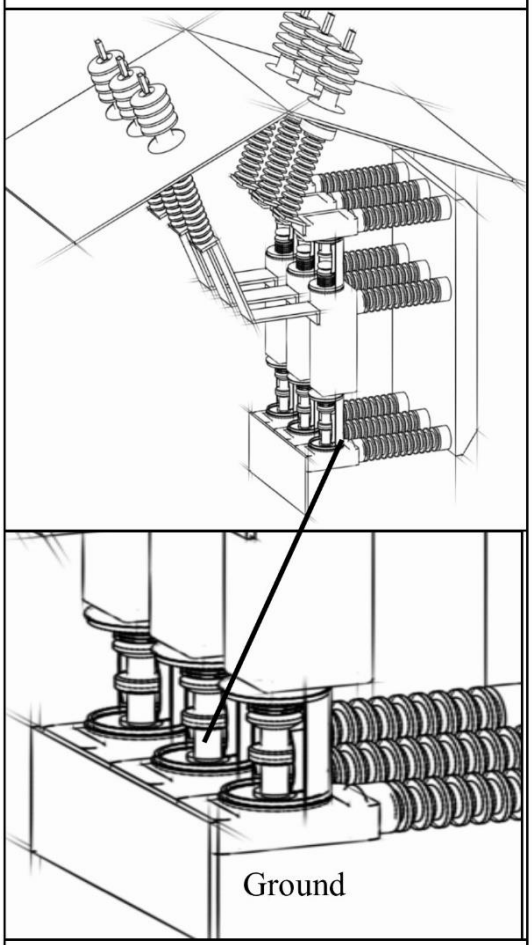


Fig. 11: VDH/GSMI Operating Sequence. The three-phase vacuum interrupters open first.

State 2: TRANSISTION (continued)

Mechanical Commutation means the period of time for opening the line breaker through closing the grounding switch. The Mechanical commutation time is **16 milliseconds**.

Electrical commutation means the period of time the collection circuit is open and isolated from the transmission system. The Electrical commutation time is 4-12 milliseconds, which is variable depending on when each pole's arc is extinguished.



State 3: OPEN, line switch open and ground switch closed

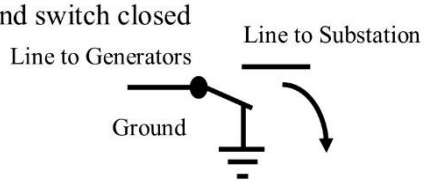


Fig. 12: VDH/GSMI Second Operating Sequence. The three-phase ground vacuum interrupter that closes the collection circuit is grounded.

Open status means the transition is complete, the line-side vacuum interrupters are open, and the grounding vacuum interrupters are closed. As a result, the feeder is electrically

separated from the plant, and the phase conductors of the home run cable and the feeder circuit are now grounded at the station (Table 3). The mechanical interlock opens the line vacuum interrupter first. Then approximately 4-12 ms later, the interlock has caused the grounding vacuum interrupter to close. Concerning the opening of the line vacuum interrupters, the TP135-0 IEEE tutorial [17] on vacuum switch gear states: "Opening of a switch typically occurs at random with respect to the power frequency current, i.e. the contacts can separate at any instant. However, the current interruption takes place at the current zero. In typical medium voltage and high voltage switchgear the current waveform during the arcing phase of the switch, after the physical contact parting and before the current zero, is not significantly modified by the arcing voltage. The exception to this rule are the current limiting devices." (Figure 10)

Figure 10 shows that when the line-side breaker opens, the currents stops flowing between 4 ms and 12 ms before the ground interrupters close. When the ground interrupters close, the currents flow into three-phase bolted ground.

V. CONCERNING PSCAD AND VDH/GSMI

A typical simulation starts as shown in Figure 13, where the PSCAD simulation initial power level is 24 MW and 70 MW for the unaffected feeder, and the currents and voltages are symmetric and undisturbed. Figure 14 focuses on the incident energy, where the VDH/GSMI has limited the fault current sourced from the transmission system to three cycles. In addition, Figure 16 shows that after the collection circuit is grounded, the voltage is low enough to cause the generators to go offline. However, the higher the impedance of the collection circuit, the less likely this will happen.

Figures 14 and 15 show the simulation with the relay picking up the fault within a quarter of a cycle or 4ms. Then the same relay sends the trip command 3ms later to the VDH/GSMI, which has opened and grounded the collection circuit 38ms later. The total clearing and grounding time is 45ms. During the transition, the lightning arrestors clamp the voltage for a very short period of time, and the burden appears below the TOV duty curve.

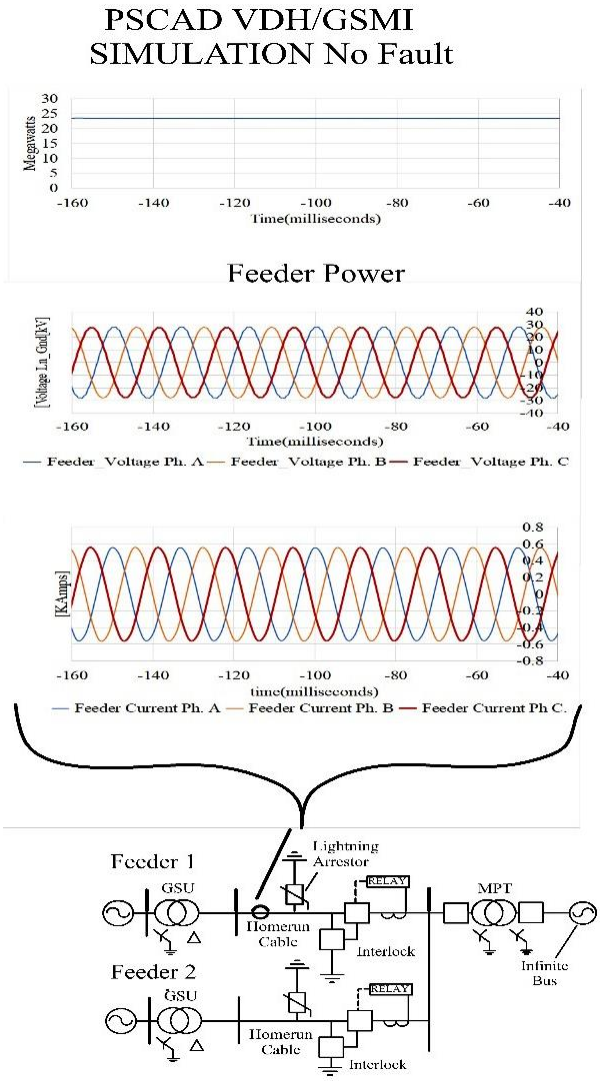


Fig. 13: PSCAD Simulation. It starts with no fault and a symmetrical feeder current. Active power is around 24 MW.

Concerning the states of the VDH/GSMI breaker, it is very important to consider the impedance of the home run section of the feeder cable during the three states of operation. In its quick transitions to ground, the collection circuit forms three-phase bolted ground on the home run cable. Therefore, this reduces the impedance looking into an end of 10 Kms home run cable to near 1 *j* Ohm to ground. This can be compared to a generator step-up transformer with a positive sequence impedance of 25 Ohms or a grounding transformer with similar or higher impedance.

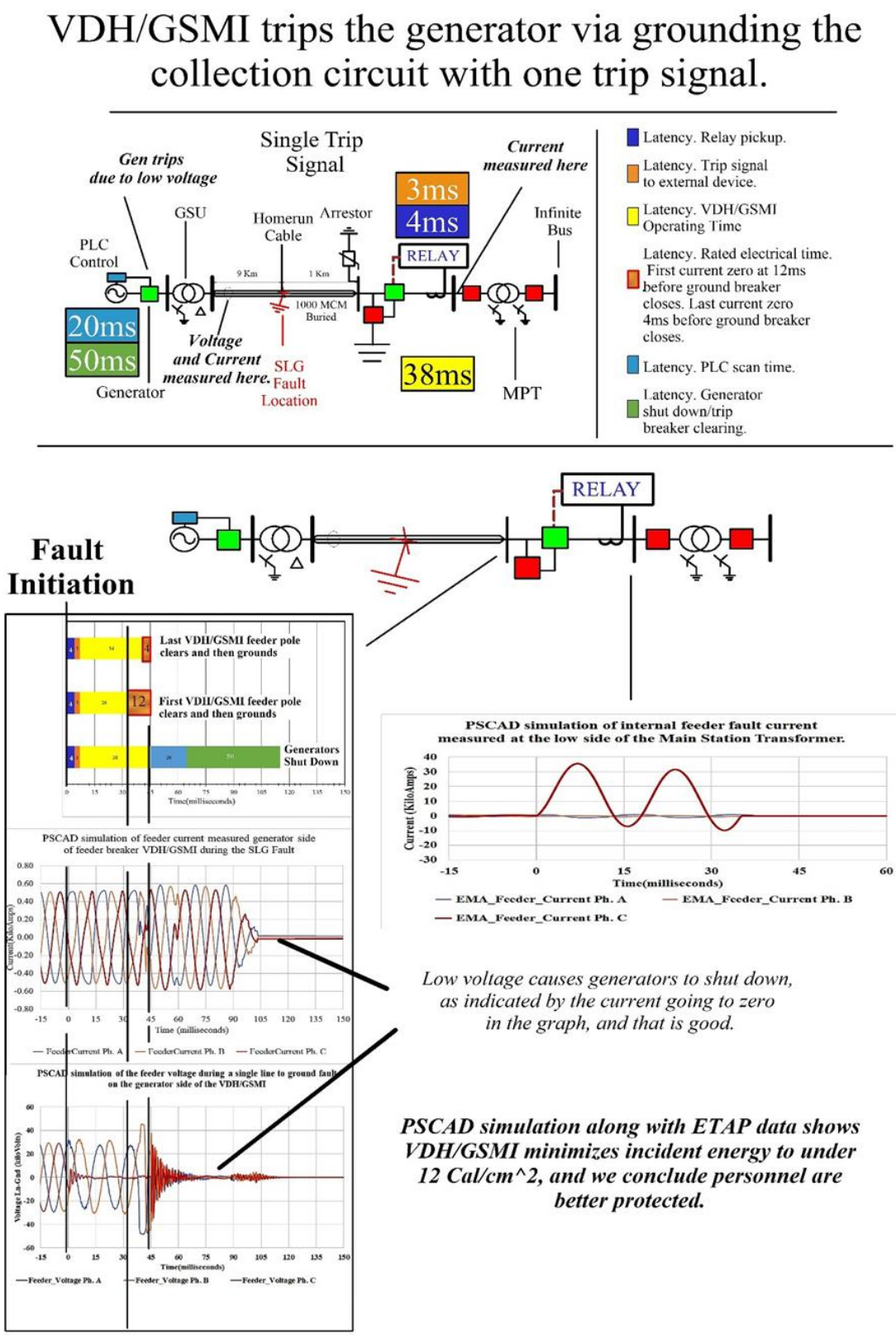
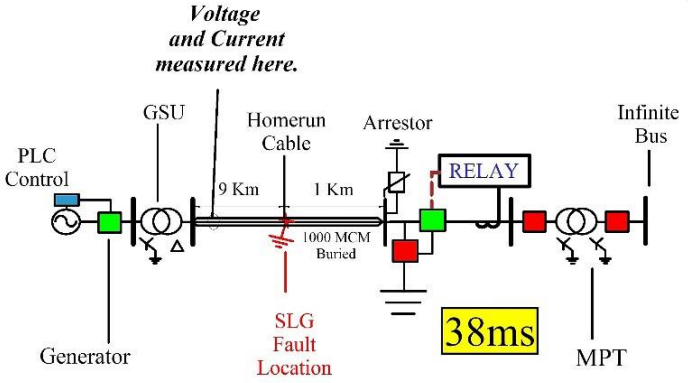
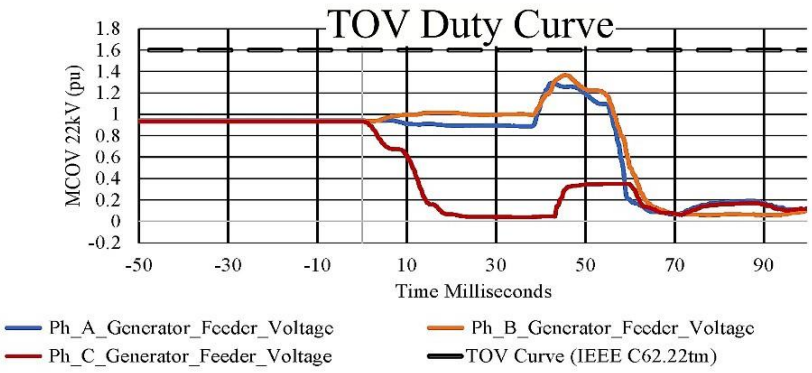


Fig. 14: PSCAD VDH/GSMI Timing Diagram.

Concerning islanding of the collection circuit the VDH/GSMI causes the feeder's voltage to remain within MCOV limits of the lightning arrestor.



PSCAD Simulation: Collection Circuit producing 24 MW. A Single Line to ground fault occurs on the collection circuit. The Relay and VDH/GSMI respond in 45ms. The VDH/GSMI Clears then Grounds. This Graph is the PSCAD simulation showing the MCOV arrestor transistion voltage.



- Latency. Relay pickup.
- Latency. Trip signal to external device.
- Latency. VDH/GSMI Operating Time
- Latency. Rated arcing time. First current zero at 12ms before ground breaker closes. Last current zero 4ms before ground breaker closes.
- Latency. PLC scan time.
- Latency. Generator shut down/trip breaker clearing.

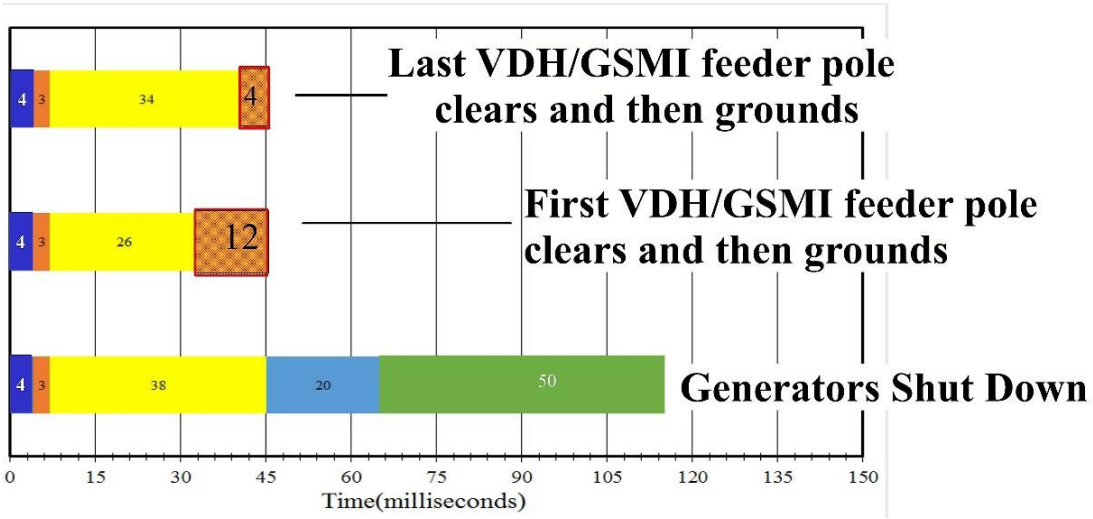


Fig. 15: PSCAD Simulation: TOV, Prior Duty Curve.

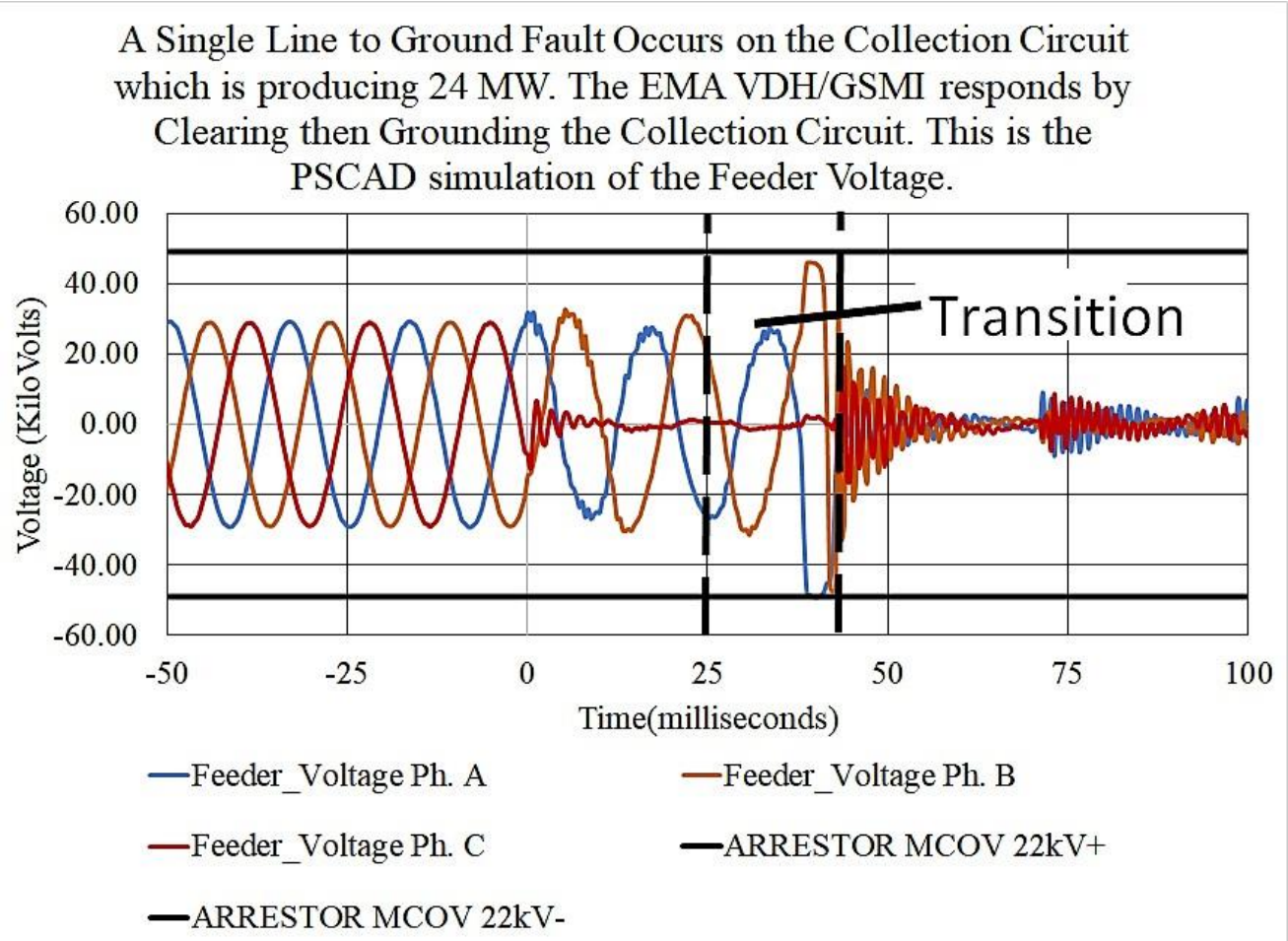


Fig. 16: PSCAD Simulation.

Figures 15 and 16 show the maximum continuous operating voltage (MCOV) rating of the lightning arrestor of 22 kV. The line to ground voltage rating of the collection circuit is 19.920 kV.

In this case, as shown in Figure 16 when the VDH/GSMI switches feeder Phase C races up, however, the ground interrupter closes fast enough to prevent the voltage from exceeding the duty curve.

In Figure 16, after the ground interrupters close, the feeder voltage drops significantly and provides support for the generators so that they could potentially be set to differentiate between an internal plant fault and an external transmission system fault. Figure 16 indicates a type of ringing with the change in impedance. However, within 20ms the voltage is clearly approaching zero and is low enough for the generators to shut down.

The PSCAD simulation shows that the VDH/GSMI clearly can protect and make it easier for engineers to perform ride-through coordination concerning events within the plant and events outside on the transmission system. The PSCAD simulation also shows that a coordination study for a collection circuit should be performed with a VDH/GSMI, as every plant design is different, and the transients are not the same.

VI. PSCAD MODELING

For emulating type 3 and type 4 wind turbines or inverters, Figure 17 shows the PSCAD single line model with two aggregate generators. The model emulates a wind power plant or a solar power plant with a type 4 wind generator or inverter-based generation.

The generators use a Clarke/Park [18] transform that follows voltage at the transformer mains. The plant is rated at approximately 100 MW. The main plant transformer is rated over 100 MVA. Without fans, it is rated at 90 MVA oil natural air natural (ONAN), with ½ fans it is rated 120 MVA oil natural air forced (ONAF), with all fans it is rated at 150 MVA (ONAF). There are two feeders. One feeder is an equivalent feeder (75 MW), and the other is the faulted feeder (25 MW). On the faulted feeder is the home run cable. The production values concerning active power(P) reactive power

(Q) and voltage (V) are allowed to fluctuate within a narrow band.

The home run cable is represented by an infinite pi model of varying distances. In PSCAD, this model is called a Bergeron model as shown in Figure 20. The VDH/GSMI is shown in Figures 17 and 19. The line breaker, remote trip, and grounding breaker relay model are also provided in Figure 19. The simulation is very simple and consists of time delays for the relays to open the appropriate breaker, while the generators produce power, and a single line to ground fault occurs on the home run cable or a three-phase bolted fault occurs at the point of interconnection. Although the line and grounding breakers are interlocked, the control is reflected by using appropriate delays. Next, concerning remote transfer trip a delay is used to emulate the breaker delay at the generators.

Figure 18 is a model of the timing of the relays used to open and close the appropriate breaker. For example, in a simulation, the Vac_Interrupter_Line signal causes the line breaker in the VDH/GSMI to open. Then the Vac_Interrupter_Gnd signal causes the VDH/GSMI ground breaker to close. Concerning Remote_Trip, the delay provides enough time to shut down the generators within the wind power plant or solar power plant before the line breaker opens. Depending on the simulation, the Remote_Trip signal or Vac_Interrupter_Gnd signal may or may not be used in the simulation. An example of this is simulating the worst-case TOV and not allowing the feeder VDH/GSMI ground breaker to close or allow the wind turbine's breaker to open.

The model begins with a very strong source rated greater than 1000 MVA. The main plant transformer (Figures 19 and Figure 25) is rated at 90 MVA at 8% impedance with a 30 to 1 X/R ratio, with a nominal voltage at 230 kV line to line on the high side and 34.5 kilovolts line to line on the low side. In this simulation, the high-side and low-side breakers connected to the main plant transformer are set to remain closed. The equivalent feeder is set to produce at 75 MW, and the faulted feeder is set to produce 25 MW. Reactive power is set to flow near zero, and depending on the simulation, that value is adjusted. The voltage at the point of interconnection is set at 1 pu. In addition, a three-phase bolted fault is added to create the nine cycles of zero voltage at the point of interconnection to characterize the VDH/GSMI's contribution to the generation plants' reliability and stability.

Figure 21 is the three-phase PSCAD cable model. Figures 22 and 23 provide R, X, and B for the cable. The impedance of a leg can be calculated by looking into the 1000 MCM home run cable from the junction box to the main plant transformer and using the manufacturer's specified data for a 1000 MCM direct buried cable. However, the PSCAD model applied uses cable constant's positive sequence impedance XL, positive sequence resistance R, and susceptance B.

VII. CALCULATIONS

The following equations are taken from [9] and are used to go back and forth between pu unit and actual values:

$$I_{base} = {S_{base}}\Big/{3\sqrt{3}V_{base}} \quad (1)$$

$$Z_{base} = \frac{(\frac{V_{base}}{\sqrt{3}})^2}{\frac{S_{base}}{3}} \quad (2)$$

$$P_{base} = S_{base} \quad (3)$$

$$Z_{MPT} = Z_{base} * (Z_{[pu]MPT}) \quad (4)$$

For example (models provided in Figures 23, 24, and 25), considering the 230 kV/34.5 kV main plant transformer with 8% (X/R ratio of 30:1) impedance on the 34.5 kV bus, rated at 90 MVA, and connected to an infinite bus, the calculated impedance is:

$$Z_{mpt} = \frac{(\frac{34{,}500\ Volts}{\sqrt{3}})^2}{\frac{90{,}000{,}000}{3}} = 13.225\ Ohms$$

$$X_l = 0.08 * 13.225 = +1.05\ jOhms$$

$$R = \frac{1}{30} * 1.05 = 0.035\ Ohms$$

Therefore, the impedance into the main power transformer is approximately 1 Ohm.

The same equation can be used to calculate the impedance of the step-up transformer at each, type 3 or type 4, wind generator turbine, solar inverter or even a grounding transformer.

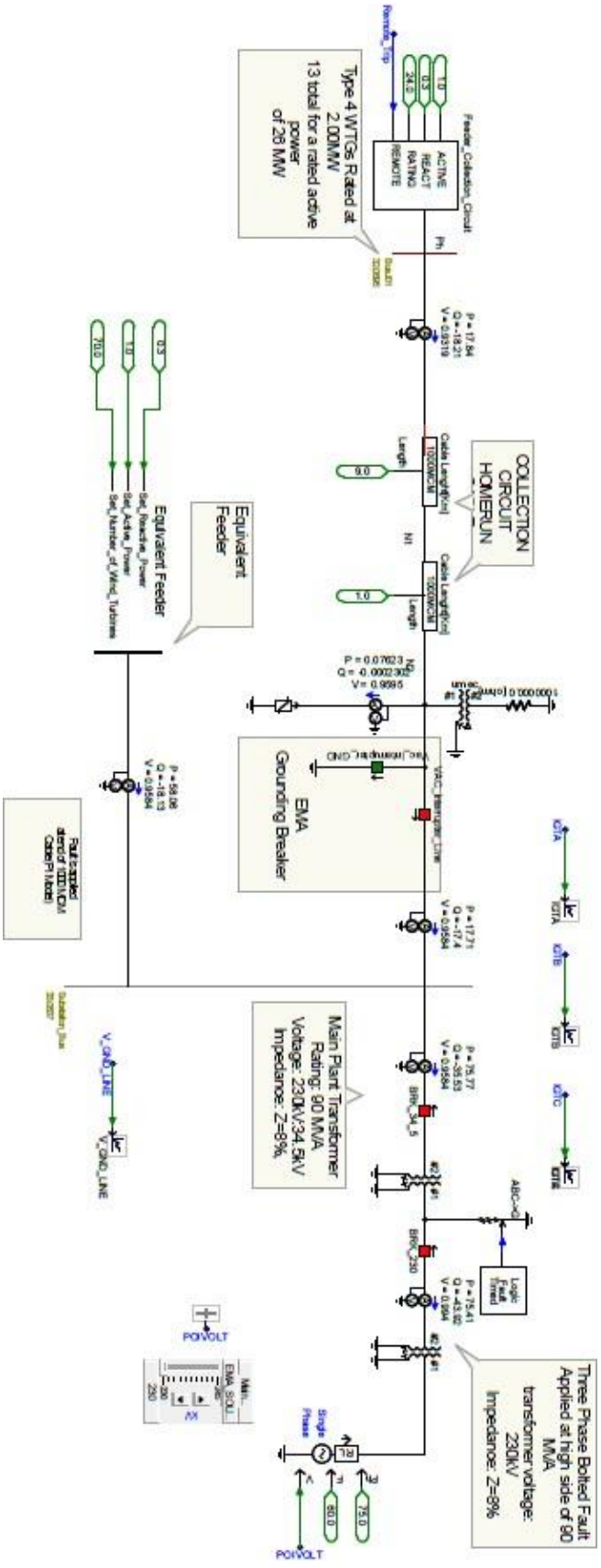


Fig. 17: PSCAD Model: Single Line.

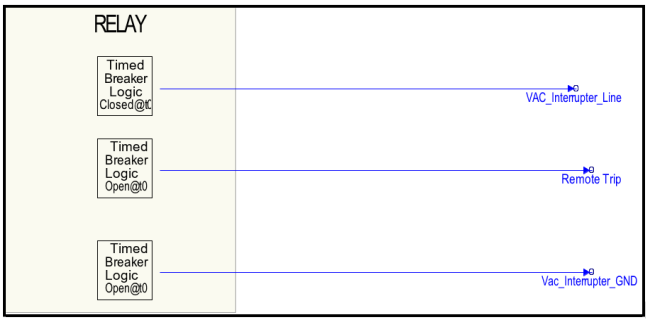


Fig. 18: Breaker Timing.

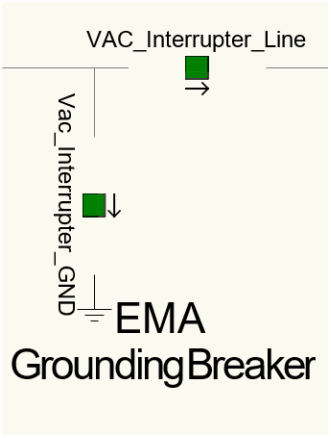


Fig. 19: EMA Line and Grounding Breaker Model.

Figures 20 to 23 show PSCAD model of feeder, which main characteristics are: leght of 10 Kms (1 Km and 9 Kms sections), copper, R=0.014 (pu), XL=0.15 pu (Ohms), B=0.228 (pu). Aluminum cable values are nearly the same.

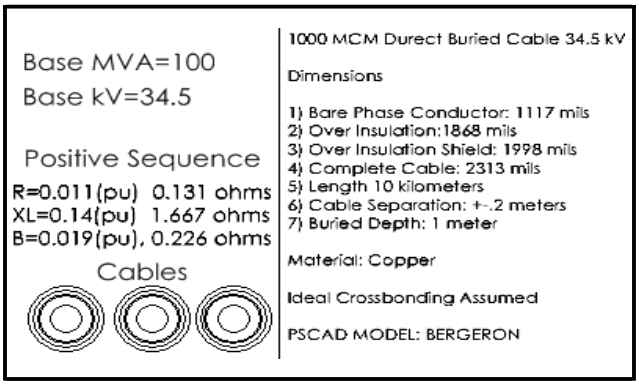


Fig. 20: PSCAD Line Constants Model.

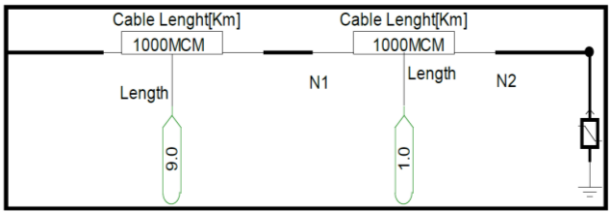


Fig. 21: PSCAD Cable Model (the 10 Kms model separated into 1 Km and 9 Kms sections).

```
Per-Unit Quantities Based On:

Base Voltage:   34.50 kV, L-L,RMS

Base MVA:  100.00 MVA

LONG-LINE CORRECTED SEQUENCE RESISTANCE

RLLsq [p.u.]:

         + Seq. Self: 0.114015367E-02

         0 Seq. Self: 0.208521907E-01

LONG-LINE CORRECTED SEQUENCE REACTANCE

XLLsq [p.u.]:

         + Seq. Self: 0.148258142E-01

         0 Seq. Self: 0.675852755E-02

LONG-LINE CORRECTED SEQUENCE SUSCEPTANCE

BLLsq [p.u]:

         + Seq. Self: 0.197606297E-02

         0 Seq. Self: 0.197606034E-02
```

Fig. 22: PSCAD 1 Km 1000 MCM Cable Parameters.

```
Per-Unit Quantities Based On:

Base Voltage: 34.50 kV,L-L,RMS

Base MVA:  100.00 MVA

LONG-LINE CORRECTED SEQUENCE RESISTANCE

RLLsq [p.u.]:

         + Seq. Self: 0.102533611E-01

         0 Seq. Self: 0.187602863

LONG-LINE CORRECTED SEQUENCE REACTANCE

XLLsq [p.u.]:

         + Seq. Self: 0.133378508

         0 Seq. Self: 0.609190208E-01

LONG-LINE CORRECTED SEQUENCE SUSCEPTANCE

BLLsq [p.u]:

         + Seq. Self: 0.177880411E-01

         0 Seq. Self: 0.177861250E-01
```

Fig. 23: PSCAD 9 Mile 1000 MCM Cable Parameters.

3 Phase Transformer MVA	30.25
Base operation frequency	60
Winding #1 Type	0
Winding #2 Type	1
Delta Lags or Leads Y	1
Positive sequence leakage reactance	0.02
Ideal Transformer Model	1
No load losses	0.00135
Copper losses	0.00765
Tap changer on winding	0
Graphics Display	2
Display Details?	0
Winding 1 Line to Line voltage (RMS)	0.575
Winding 2 Line to Line voltage (RMS)	34.5
Saturation Enabled	1
Saturation Placed on Winding	2
Air core reactance	0.2
In rush decay time constant	1
Knee voltage	1.25
Time to release flux clipping	0.1
Magnetizing current	1

Fig. 24: WTG Aggregate Transformer Parameters.

Transformer Name	T1
3 Phase Transformer MVA	90.0 [MVA]
Base operation frequency	60.0 [Hz]
Winding #1 Type	1
Winding #2 Type	0
Delta Lags or Leads Y	1
Positive sequence leakage reactance	0.08 [pu]
Ideal Transformer Model	0
No load losses	0.001 [pu]
Copper losses	0.0001 [pu]
Tap changer on winding	0
Graphics Display	2
Display Details?	0
Winding 1 Line to Line voltage (RMS)	230 [kV]
Winding 2 Line to Line voltage (RMS)	34.5 [kV]
Saturation Enabled	1
Saturation Placed on Winding	1
Air core reactance	0.2 [pu]
In rush decay time constant	0.0 [s]
Knee voltage	1.17 [pu]
Time to release flux clipping	0.0 [s]
Magnetizing current	1 [%]

Fig. 25: MPT Transformer Parameters.

Concerning PRC-024-2, the voltage increases across padmount transformers is due to the current and the angle across the transformer impedance, which dominates in value over the branch impedance when the home run cable is bolted to ground. Typically, the impedance of a generator transformer is 5.5% with an X/R ratio of 30 to 1 and a rated MVA of between 2.5 and 3 MVA which is calculated for 2.5 MVA at 0.866 + *j* 26.2 Ohms or 3 MVA at 0.726 + *j* 21.8 Ohms. Considering an equivalent 30 MVA transformer representing 10 generators is *j* 2.18 Ohms (Table 1). The branch of feeder impedance is assumed to be much lower than the transformer impedance and is estimated at 1.4 + *j* 1.3 Ohms. The impedance of a 10 Kms home run cable from PSCAD is 0.131 + *j* 1.67 Ohms. The positive/negative sequence impedance of a grounding transformer is assumed to be the same as the padmount transformer except that it is open on the secondary, resulting in a very high positive/negative sequence impedance at the grounding transformer and the path to ground is then through the lighting arrestors when the conduct.

The calculations show the VDH/GSMI provides relatively low impedance when it opens and shorts the home run cable to ground. Within a range of fault locations on the cable, the impedance of the cable remains low compared to the impedance at each transformer at each wind turbine. With this in mind, the wind turbines or inverters are hard-pressed to remain on-line when the grounding breaker closes. When the ground breaker operates and is in state 3, the impedance is so low that a type 3 or type 4 wind turbine [10] that is limiting its current will be hard-pressed to keep its voltage up and will trip offline because the voltage is so low.

VIII. PSCAD TRANSIENTS AND MODELING METHODOLOGY

The focus of this paper is the Grounding Breaker operating under PRC-24-2 requirements. In addition, how it can protect the MV collection circuit within a wind or solar power plant. PSCAD is used to model switching transients and other electro-dynamic and control system events. The simulation focuses on the impact of various faults on a specific collection system feeder circuit when the wind power plant or solar power plant uses line breakers, grounding breakers, and remote trip protection arrangements.

IX. DISCUSSION

Generally, Figures 26 and 27 concern PSCAD simulations of inverter-based generation and how at the point of interconnection the voltage recovers and an affected collection circuit that the VDH/GSMI pulls the collection circuit voltage very low where it would be easy for a generator to differentiate whether the fault were external or internal to the plant. For external faults, the impedance to the generators is from the main plant transformer, the collection cables, and the generator step-up transformer. For internal faults, the main plant transformer is excluded.

Figures 26 to 30 show how the PSCAD simulations of the VDH/GSMI may protect and provide support to the faulted collection circuit and the transmission system. The VDH/GSMI forms three-phase bolted ground and provides a zero reference closer to the generators than the zero reference that forms with three-phase bolted ground at the point of interconnection; the difference in impedance between internal faults and external faults is the impedance of the main plant transformer where the main plant transformer has an impedance of 8%. Figures 28 to 30 show at near full power for the wind or solar power plant that the delta in voltage between the two fault locations is 8%. As a result, each generator could detect and discriminate between each fault location. Therefore, the VDH/GSMI provides signaling between an islanding event or ride-through event.

External fault VDH/GSMI does not operate.

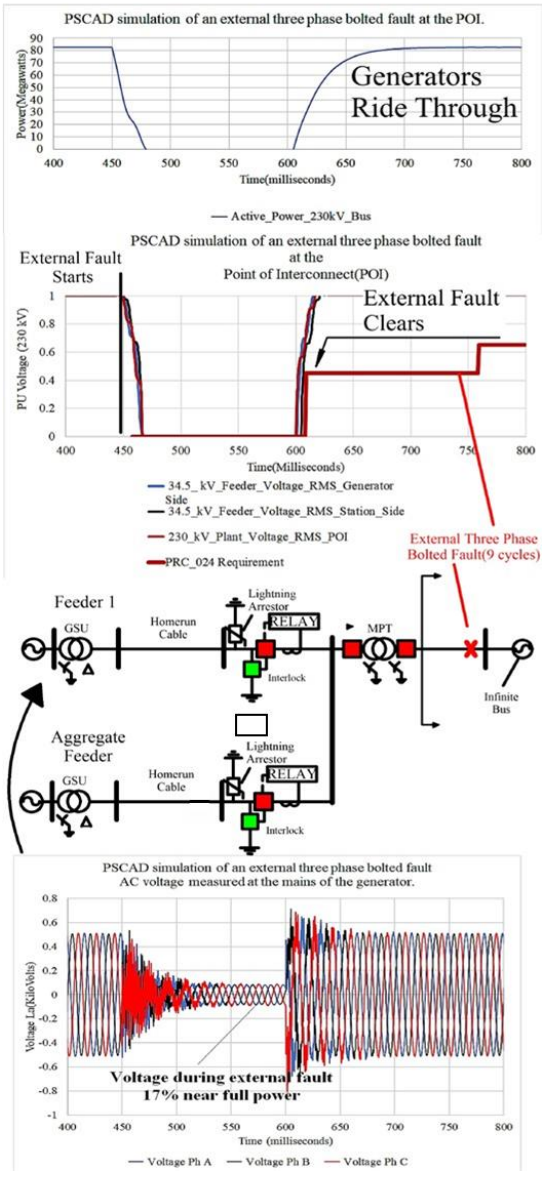


Fig. 26: External Fault..

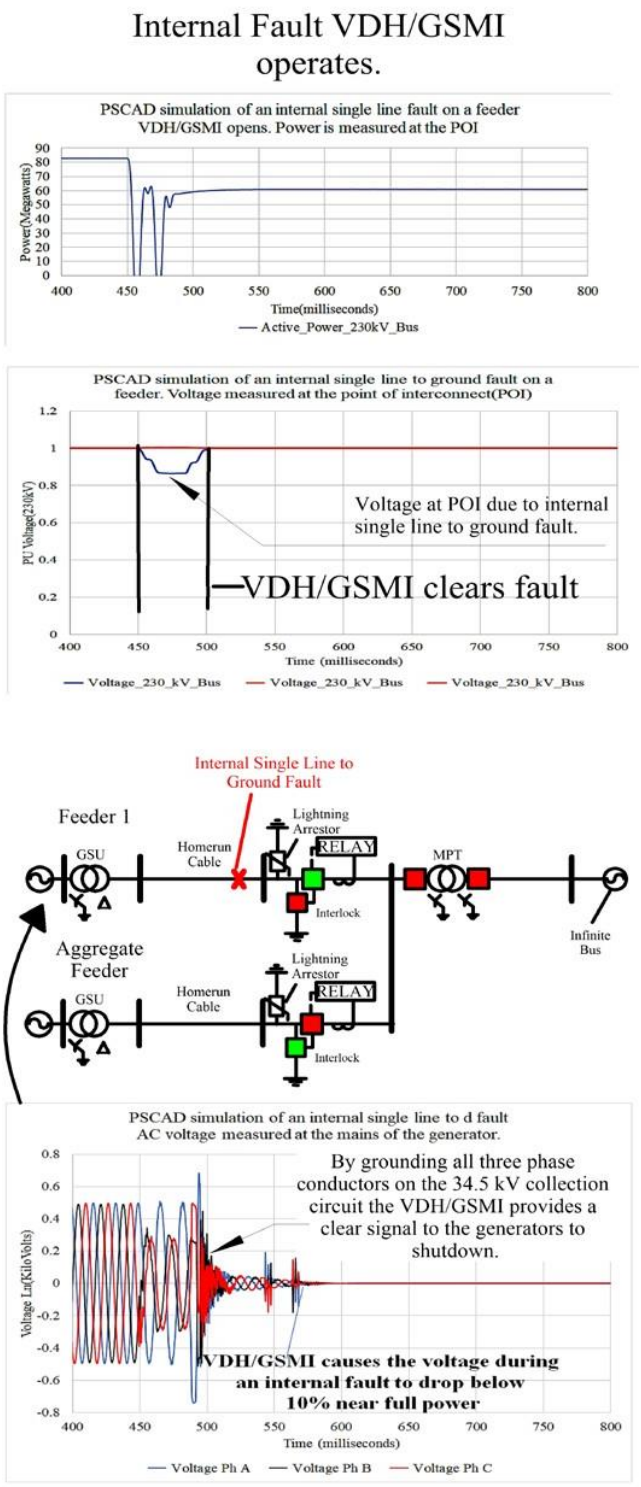


Fig. 27: Internal Fault.

X. CONCLUSION

A VDH/GSMI once grounded creates three-phase bolted ground on the home run cable. This, in turn, creates an impedance on the home run cable of less than 2 Ohms as seen from the junction box to the VDH/GSMI for a 1000 MCM cable that is 10 Kms long.

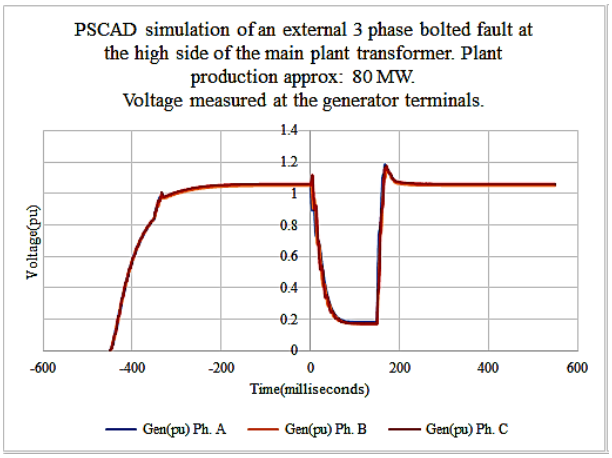


Fig. 28: Voltage During External Fault (Gen. Protection Disabled).

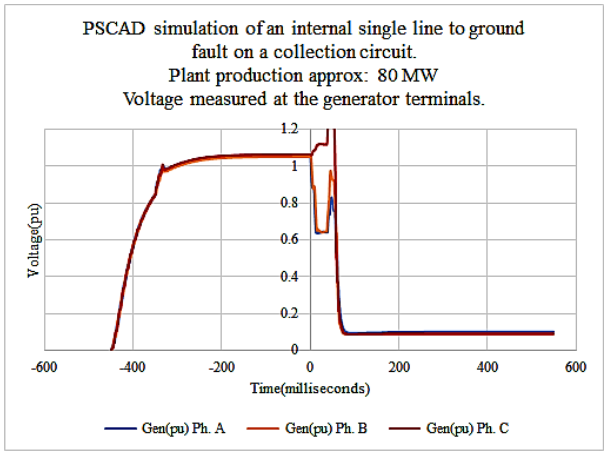


Fig. 29: Voltage During Internal Fault (Gen. Protection Disabled).

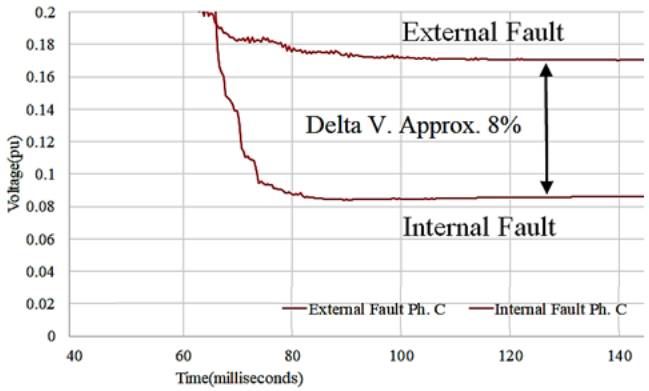


Fig. 30: Delta Voltage During External and Internal Faults.

Compared to the home run cable impedance, the generator step-up transformer impedance, which is *j* 28 Ohms at 34.5 kV, the ratio is approximately 15 to 1.

When the home run cable is grounded by the VDH/GSMI, each generator limits the current to a maximum magnitude during the fault of approximately 42 amps at 34.5 kV, and the

voltage rise across the generator step-up transformer is less than 1.1 kV.

At that point, each generator should trip off-line, and islanding should not occur. In addition, and with the above in mind, each generator should coordinate well with the PRC-024-2 requirements. However, if islanding does occur, the impedance is so low that temporary overvoltages should not be present while the generators wait to receive a remote trip signal from the substation.

Concerning PRC-024-2, the VDH/GSMI signals the wind turbines that the fault is inside the plant and shuts them down for events that the turbines should not ride through, therefore providing a valuable discriminatory function that standard circuit breakers do not. With PSCAD simulations show that the Grounding Breaker causes a lower voltage to appear at the terminals of the generators for internal faults than for external faults (Figures 28, 29, 30). Therefore, the generators are shut down faster than remote trip. In case the remote trip is used, the very low impedance caused by the Grounding Breaker measured on the collection circuit will protect the generators.

Using Grounding Breaker as feeder breaker and complying with PRC-024-2 requirements within a wind or solar power plant, PSCAD simulations show that an impedance to ground is sufficient for signaling the generators to shut down or provides a benign islanding impedance.

Presented in this paper is a sequence of events and an operational overview concerning the Grounding Breaker VDH/GSMI applicable to wind and solar power plants.

1. The VDH/GSMI operates two vacuum interrupters with an interlock; therefore, it operates with only one signal.
2. The transition state of the within the VDH/GSMI where both vacuum interrupters are open is from 4 to 12ms.
3. The operation of a VDH/GSMI demonstrates a clear change in impedance as the VDH/GSMI operates; then the generators can detect such a change and act on it.
4. The VDH/GSMI when closed to ground results in a very low impedance of the home run cable to less than 2 Ohms measured from a junction box (1000 MCM less than 10 Kms).
5. Given the typical design variations in wind and solar power plants and generators with current limiting capability, the VDH/GSMI should provide very low impedance on the feeder circuit and cause the AC mains voltage at each generator to go below the minimum operating voltage and force them off-line to prevent islanding.

The PSCAD simulations show the VDH/GSMI provides designers and engineers the ability to distinguish between external and internal faults as shown in Figures 26 to 30, where generators may be set to trip if the fault is in the plant, or ride through if the fault is outside the plant. The VDH/GSMI completely operates in less than 50ms to separate the affected collection circuit and grounds it, so it collapses the voltage allowing islanding if needed. As a result, it is possible to conclude that the use of the Grounding Breaker in the design and construction of generating projects, such as wind and solar power plants, constitutes a best practice.

REFERENCES

[1] http://www.ema-sa.com.ar/catalogos/GSMI.pdf

[2] E. Montich, “Circuit breaker with high speed mechanically-interlocked grounding switch,” USPTO Patent 7724489, Aug 2007.

[3] R. Elliot, “Problems and Solutions Grid Planning and Reliability Policy Paper, California Public Utilities Commission, 2014.

[4] A. Kulkarni, J. Payne, and P. Misretta, “Integrating SCADA, Load Shedding and High Speed control on an Ethernet Network at a North American Refinery,” IEEE Petroleum and Chemical Industry Technical Conference 23-25 September 2013.

[5] R, Downer, “Wind Farm Electrical Systems”, IEEE Atlanta IAS Chapter, 2009. ewh.ieee.org/r3/atlanta/ias/Wind%20-Farm%20Electrical%20Systems.pdf

[6] https://www.dmme.virginia.gov/dmm/PDF/TRAINING/REFRESHER/electricaltopics/arcflash,blast.pdf

[7] M.B. Schulman and P.G. Slade, “Sequential Modes of Drawn Vacuum Arcs Between Both Contacts for Currents in the Range 1 kA to 16 kA,” IEEE Transactions on Components, Packaging and Manufacturing Technology, Vol. 18, No. I, pp. 417-422, March 1995.

[8] P.G. Slade, “The Vacuum Interrupter Contact,” IEEE Transactions on Components, Packaging and Manufacturing Technology, Vol. 7, No. 1, pp. 25-32, March 1984.

[9] Elgred-*Electric Energy System Theory*, an Introduction, McGraw-Hill; Gross-*Power System Analysis*, Wiley; Neuenswander-*Modern Power Systems*, International Textbook; Stevenson-*Elements of Power System Analysis*, McGraw-Hill Education, 1994

[10] Joint Working Group, *Fault Current Contributions from Wind Plants: A Report to the Transmission & Distribution,Power System Relaying and Control Committee*, IEEE Power and Energy Society, 2013.

[11] PJM Wind Power Plant Short-Circuit Modeling Guide August 2012 standards include, but are not limited to: ANSI/IEEE C37.101 Guide for Generator Ground Protection; ANSI/IEEE C37.102 Guide for AC Generator Protection; ANSI/IEEE C37.106 Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants; ANSI/IEEE C37.95 Guide for Protective Relaying of Utility-Consumer Interconnections; ANSI/IEEE C37.91 Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers; IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems..

[12] M.A. Ahmed, Communication Network Architectures for Smart-Wind Power Farms, www.mdpi.com/journal/energies, pg. 3904-3905, June 2014.

[13] M.A. Ahmed, Hierarchical Communication Network Architectures for Offshore Wind Power Farms, www.mdpi.com/journal/energies pg. 3426, March 2014.

[14] J.F. Davis, M. Subudhi, and D.P. Cornell, *Aging Assessment of Surge Protective Devices in Nuclear Power Plants*, U.S. Nuclear Regulatory Commission, 1996.

[15] National Electric Reliability Corporation (NERC) Standard PRC-024-2 — Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings.

[16] UNITED STATES OF AMERICA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION 18 CFR Part 35 (Docket No. RM05-4-001; Order No. 661-A) Interconnection for Wind Energy (Issued December 12, 2005) Pg. 10.

[17] TP-135-0. IEEE TUTORIAL ON THE. VACUUM SWITCHGEAR

[18] Handcock Matrix Analysis of Electrical Machinery, Permagon Press, 1964, pp. 83-109.

[19] Wilkins, Downing, “Interlocked Combined Breaker Grounding Switch (VDH/GSMI) provides better protection for insulation coordination than a grounding transformer. We present the reasons why.”, August, 2017

Previsão de Geração no Médio Prazo em um Parque Eólico no Rio Grande do Sul utilizando o GFS e Redes Neurais Artificiais

João Gabriel de Farias[1], Reinaldo Hass[2], Júlio César Passos[1], Eduardo Victor Dias[3], Mayara Miqueletti de Lima[3]

1 Departamento de Engenharia Mecânica

Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

2 Departamento de Física

Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

3 Setor de Pesquisa e Desenvolvimento

Atlantic Energias Renováveis S.A.

Campus Reitor João David Ferreira Lima, Florianópolis - SC - Brasil

joaogfarias@hotmail.com

ABSTRACT

Wind power prediction is important for the reliability of the electrical system, and can help the O&M planning for wind farms. This paper presents the performance evaluation of two methodologies to forecast the wind power generation with the time resolution of 30 min and the horizon of 120 hours ahead for the Aura Mirim II wind farm. The installed capacity of this wind farm is 30 MW and it is part of the Santa Vitória do Palmar wind farm complex, located in the city of Santa Vitória do Palmar, in the southernmost coastline of Rio Grande do Sul. The two methodologies were created applying Artificial Neural Networks: the first methodology uses the generation dataset with the sum of the power generated by the wind farm and the second obtain the wind farm power generation from the power generated by an equivalent wind turbine multiplied by the number of wind turbines in operation. Based on the results of cross-validation, the second methodology was the one that presented the lowest value of NRMSE, 22.2%, with a standard deviation of 6.0%.

Palavras-chave: *Redes Neurais Artificiais, Previsão de Geração, Santa Vitória do Palmar, Energia Eólica.*

1. INTRODUÇÃO

O mundo se direciona para a redução do consumo de combustíveis fósseis, conforme compromisso firmado por 186 países durante a COP 21 (Conferência da ONU sobre Mudanças Climáticas, em Paris). Durante o encontro estabeleceu-se que até 2050 o setor de geração de energia será livre de emissões. A energia eólica lidera essa transição para um planeta mais sustentável, com mais de 50 GW em capacidade instalada por ano desde 2014 [1]. Ao final de 2017, o Brasil possuía aproximadamente 12,76 GW de capacidade instalada acumulada, o que fez com que o país subisse para 8º lugar no ranking mundial. Esse valor cresceu para aproximadamente 14,76 GW, tal como observou-se em consulta ao Banco de Informação de Geração [2], no dia quatorze de fevereiro de dois mil e dezenove. Aproximadamente 9,0 % da matriz energética brasileira é composta por energia eólica. E essa parcela crescerá continuamente, conforme exposto no Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 para que o aproveitamento do potencial eólico seja contínuo e de forma conjunta com a perspectiva da indústria nacional [3].

Tudo indica que a energia eólica terá uma participação cada vez maior no Sistema Interligado Nacional (SIN). Para manter a confiabilidade do sistema, visto que os ventos são intermitentes e a maior parcela de energia eólica aumenta o risco para o sistema de potência [4], torna-se necessário desenvolver e melhorar modelos de previsão de energia eólica [5]. Prever com certa confiabilidade permite reduzir o uso de termoelétricas e outras fontes despacháveis para manter a segurança do sistema. No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) demanda dos agentes geradores eólicos o envio de uma previsão com horizonte de 120 horas e resolução temporal de 30 min, conforme indicado no Submódulo 8.1 da ONS [6]. Além de auxiliar na maior segurança do sistema de potência, uma melhor previsão de geração eólica pode ajudar no planejamento da operação e manutenção dos empreendimentos.

A previsão de geração eólica pode ser classificada conforme o horizonte de tempo de previsão, sendo: muito curto prazo (*very short term*), o horizonte de minutos até algumas horas; curto prazo (*short term*), o horizonte de previsão vai do limite superior de previsão de muito curto prazo até 72 horas; médio prazo (*medium term*), que vai do limite de previsão de curto prazo até sete dias, o qual é viabilizado por modelos de previsão do tempo [7]; e longo prazo, que engloba

acima de uma semana até um ano ou mais [8]. Outra forma de classificar um modelo de previsão de geração é quanto aos seus dados de entrada [9], sendo: modelos estatísticos, os que empregam dados do SCADA ou dados de modelos globais de previsão meteorológica; modelos físicos, os que empregam previsões meteorológicas e características do terreno, por meio do método de *downscaling*, para prever a velocidade do vento, além de outras variáveis e então utilizar a curva de potência. Por fim, os modelos híbridos, que empregam dados do SCADA, previsões meteorológicas e características do terreno.

Há diversos estudos que visam a analisar modelos de previsão de geração, podendo-se citar [10] em que são comparados três modelos que utilizam Redes Neurais Artificiais (RNA) com diferentes dados de entrada. [10] empregaram como dados de entrada o modelo de previsão global *Global Forececast System* (GFS) e o modelo de mesoescala *Weather Research and Forecasting* (WRF). Os modelos foram testados em quatro parques eólicos com um horizonte de 72 horas, resultando em diferentes raízes do erro quadrático médio normalizado (NRMSE) para o melhor modelo de cada parque, os quais foram, 14,2% para o parque 01, 18,1% para o parque 02, 15,6% para o parque 03 e 12,4% para o parque 04. Essas diferenças no NRMSE estão de acordo com os resultados de [5], que indicam que a performance de um modelo de previsão depende de cada sítio.

No presente artigo, utiliza-se o modelo de previsão global GFS como dado de entrada para prever, por meio de redes neurais artificiais e treinamento supervisionado, a geração de um parque localizado no extremo Sul do Brasil, com um horizonte de 120 horas e resolução temporal de 30 min. Trata-se, portanto, de uma análise cujo modelo é classificado como estatístico ou de inteligência artificial para o médio prazo. Esse trabalho faz parte de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) entre a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), o Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) e a empresa Atlantic Energias Renováveis S.A. O principal objetivo do estudo aqui apresentado é avaliar dois procedimentos de previsão de geração do parque: o primeiro prevê diretamente a soma de geração do parque inteiro com o auxílio de um vetor de indisponibilidade; enquanto o segundo prevê a geração de um aerogerador equivalente que multiplicada pelo número de aerogeradores funcionando resulta na previsão de geração do parque.

2. PROCEDIMENTO DE CÁLCULO

Nesta seção é descrito o sítio eólico e fornecidas informações sobre os bancos de dados de geração, o modelo global de previsão meteorológico escolhido, o procedimento de seleção de variáveis e as diferentes topologias de redes neurais artificiais utilizadas.

2.1 Descrição do Sítio

Aura Mirim II (MIR-2) é o parque eólico, de propriedade da empresa Atlantic Energias Renováveis S.A, escolhido para execução deste estudo que faz parte do Complexo Eólico de Santa Vitória do Palmar (CESVP). Aura Mirim II possui 10 aerogeradores, modelo AW 125/3000 fabricado pela Acciona Wind Power, de 3 MW, o que totaliza 30 MW de capacidade instalada. O CESVP está localizado no litoral do extremo Sul do Rio Grande do Sul, no município de Santa Vitória do Palmar, nas seguintes coordenadas geográficas: -33,15º de Latitude e -52,89º de Longitude. Os aerogeradores possuem 120 m de altura do cubo (*hub height*) e 125 m de diâmetro do rotor. A torre de medição possui três anemômetros de copo a 57,5 m, 118,0 m e 120,0 m de altura, duas veletas (*windvane*), uma a 56,0 m e a outra a 118,0 m de altura, um termômetro, um higrômetro e um barômetro a 110,0 m de altura. Os valores de velocidades e direções, resultantes de médias de 10 min, são adquiridos a intervalos de 10 min. Na Figura 1, é mostrada a localização do parque no CESVP.

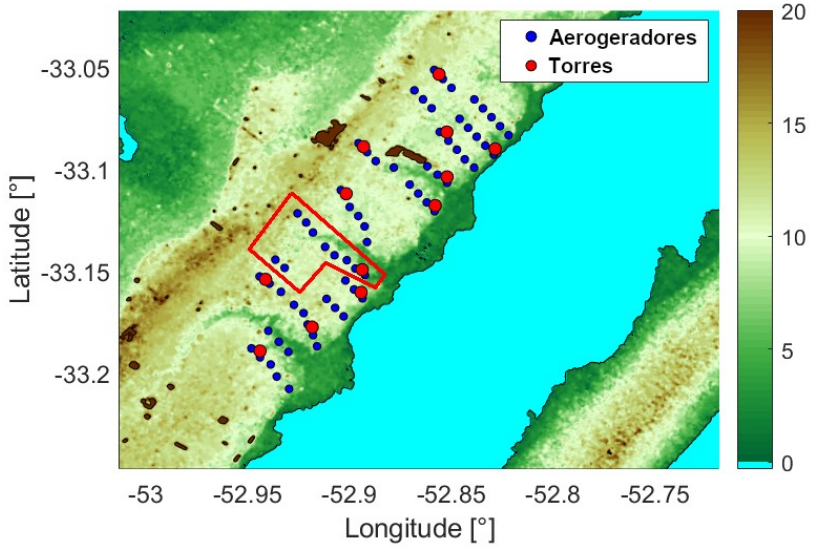


Figura 1 – CESVP com parque MIR-2 destacado por linha vermelha.

2.2 Banco de Dados de Geração

Os bancos de dados de geração utilizados neste estudo são o da soma da potência gerada pelo parque e o da potência gerada pelo aerogerador equivalente. Obteve-se o banco de dados da soma de geração do parque, potência média total gerada, pela soma da potência de cada aerogerador no mesmo instante. Já o banco de dados do aerogerador equivalente representa a média da geração do parque pelo número de aerogeradores funcionando. Foi criado o vetor de indisponibilidade que serve como uma variável de entrada para a rede neural que prevê a soma de geração do parque diretamente. Nas Figuras 2a e 2b, são mostradas as curvas de potência normalizadas, em relação ao valor mínimo e máximo de geração, do parque e do aerogerador equivalente, respectivamente, em função da velocidade do vento medida na torre de referência, lembrando que a resolução temporal dessa imagem é de 10 min.

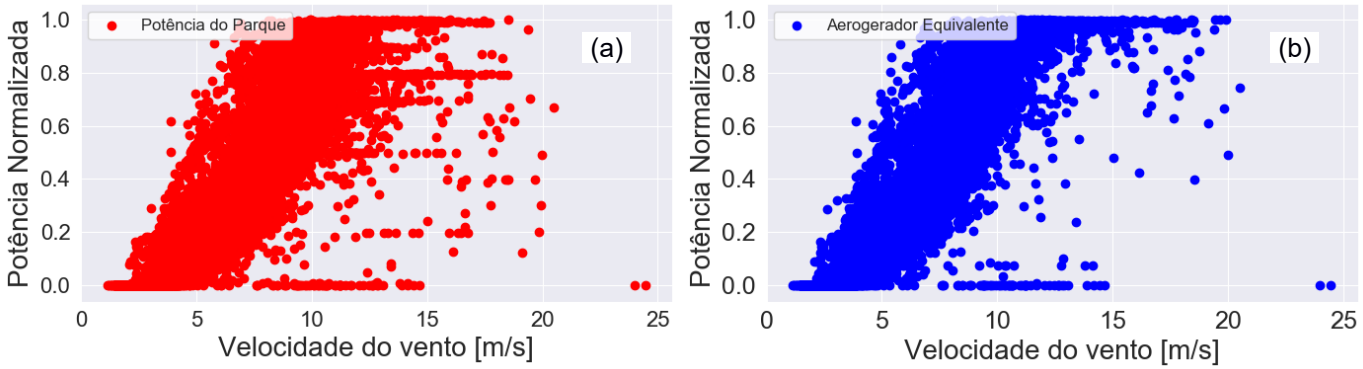


Figura 2 – Curva de potência normalizada do parque (a) e do aerogerador equivalente (b).

2.3 Sistema Global de Previsão – GFS (*Global Forecast System*)

O GFS é um modelo de previsão global, ou seja, tem por objetivo obter resultados para eventos atmosféricos para o planeta inteiro. A instituição responsável pelo *GFS* é o *National Center for Environmental Prediction* (NCEP). Esse modelo não consegue representar os processos meteorológicos de mesoescala. Utilizou-se o GFS de resolução espacial de 0,25º, cerca de 28 km, com saída horária entre 0 e 120 horas e com saída de 3 em 3 horas de 120 até 240 horas. Considerando-se os diferentes níveis de altura, o GFS 0,25º tem em torno de 417 variáveis. O NCEP disponibiliza rodadas do modelo a cada 6 horas. Neste trabalho optou-se pelas rodadas disponibilizadas às 00 h do Horário do Meridiano de Greenwich (GMT). Interpolou-se

linearmente no espaço para obter o resultado das variáveis no ponto da torre de referência do parque MIR-2. Houve também a necessidade de interpolar linearmente no tempo para transformar a resolução temporal em 30 min. Além disso, transformou-se a hora de GMT para a hora local. Assim, para iniciar à meia-noite da hora local, pegou-se em cada rodada do GFS o resultado de 3 h até 123 h para totalizar as 120 horas em hora local. Com base nas componentes U e V do vetor velocidade para as alturas de 10, 80 e 100 m acima do solo, foram calculados o módulo e a direção do vetor velocidade.

2.4 Seleção de Variáveis

A seleção de variáveis é uma etapa importante para o desenvolvimento de modelos que empregam aprendizagem de máquina (*machine learning)*, pois variáveis de entrada podem influenciar o desempenho das redes neurais artificiais. O emprego desta técnica a sistemas de geração com fontes renováveis de energia, implica na seleção de variáveis relacionadas a sistemas de previsão do vento, solar e de marés [11]. Para este trabalho optou-se pelo emprego de um método que envolveu o coeficiente de correlação de Pearson com as seguintes etapas: 1) cálculo da correlação de Pearson entre todas as variáveis de entrada disponíveis e o vetor de geração eólica; 2) retenção apenas das variáveis com correlação em módulo maior que 0,20 com a geração; 3) cálculo da correlação entre as variáveis retidas na etapa 2 e eliminação de uma das variáveis de conjuntos que apresentassem correlação maior que 0,99 entre si. Esse procedimento foi executado para o banco de dados da soma de geração do parque e o aerogerador equivalente.

2.5 Redes Neurais Artificiais

As redes neurais artificiais (RNA) fazem parte do ramo de aprendizado de máquina (*machine learning*) dentro da inteligência artificial, ou seja, as RNAs aprendem com os dados, por meio da etapa de treinamento, a resolver problemas. Elas foram inspiradas pelas redes neurais biológicas, ou seja, no sistema nervoso central de um cérebro animal. De forma simplista pode-se dizer que uma RNA é composta por neurônios, camadas e funções de ativação. Há neurônios nas camadas de entrada, escondidas e de saída. Os neurônios da camada de entrada transmitem a informação para dentro da rede neural, os neurônios das camadas escondidas

processam essa informação por meio de “sinapses” e os neurônios da camada de saída indicam o resultado desse processo.

Para entender melhor RNA é necessário saber como funciona sua unidade básica, a qual é representada pelo neurônio artificial. Este multiplica os dados de entrada que recebe pelos valores atribuídos aos pesos para cada uma dessas conexões. Em seguida, esses resultados são somados em conjunto com um valor de bias (geralmente de valor igual a 1) e essa soma vai para a função de ativação que passa seu resultado adiante [12]. Devido a essa característica de passar adiante, há as redes neurais *feedforward*, em que a informação para a previsão segue o fluxo da camada de entrada, depois para as camadas escondidas e posteriormente para a camada de saída. Os pesos dos neurônios são ajustados durante o treinamento por meio do processo de *backpropagation*. Esse processo consiste em avaliar a contribuição de cada neurônio para o erro entre o que a rede neural previu e o valor verdadeiro para, posteriormente, ajustar os pesos e melhorar a saída da RNA.

As camadas podem estar totalmente conectadas ou não. Uma RNA com as camadas escondidas totalmente conectadas é chamada de Multicamada Perceptron (MLP) [13]. A Figura 3a ilustra um esquema de uma RNA. As redes neurais podem ser superficiais (SNN), com apenas uma camada escondida, ou profundas (DNN), com duas ou mais camadas escondidas.

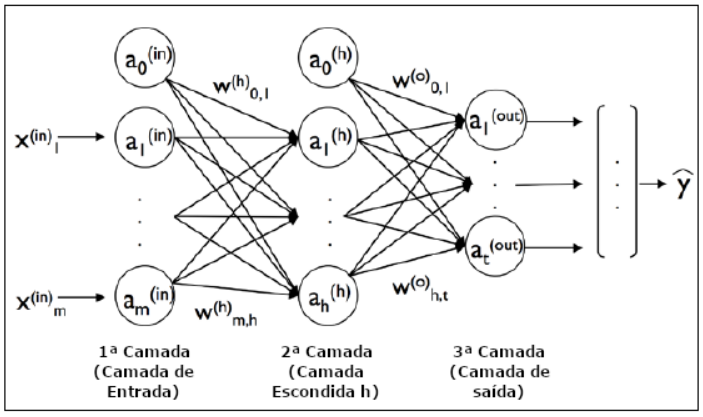


Figura 3 – (a) Esquema de uma rede neural artificial MLP.Adaptado de [13].

2.6 Avaliação do Desempenho da Rede Neural

O erro do modelo de previsão é classicamente definido como a diferença entre o valor medido e o predito. No presente trabalho avaliou-se o modelo pela raiz do erro quadrático médio (RMSE),

raiz do erro quadrático médio normalizado (NRMSE) e validação cruzada (*cross-validation*) de série temporal. A normalização do NRMSE é calculada em função da potência do parque ou do aerogerador equivalente. A RNA é treinada com um conjunto de dados e testada com outro conjunto de dados independente. Validação cruzada de série temporal é uma forma de testar a RNA diversas vezes. Isso é feito por meio da divisão do banco de dados total em diversos bancos de dados de treinamento e teste [14]. Avalia-se o modelo de previsão em cada um desses conjuntos e o desempenho resultante do modelo é a média dos desempenhos dos conjuntos. Com isso é possível calcular o desvio padrão do erro da avaliação. A Figura 4 ilustra o procedimento de validação cruzada de série temporal adotada neste trabalho, também chamado, em inglês, de *walk forward validation*.

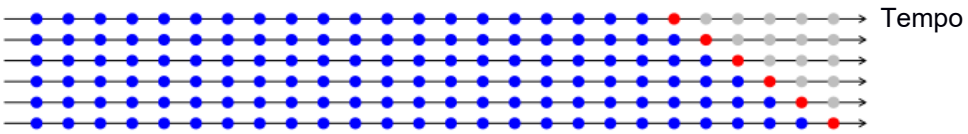


Figura 4 – Representação da validação cruzada de uma série temporal. Adaptado de [14].

2.7 Procedimento

O trabalho consiste em utilizar as variáveis obtidas na seleção de variáveis e testar diferentes modelos com auxílio de validação cruzada para o banco de dados da soma total de geração do parque e do aerogerador equivalente. O período de dados utilizado para este trabalho foi de 21/12/2017, à zero hora, até o final do dia 30/03/2018, o que totaliza 100 dias. Deste banco de dados inicializou-se a validação cruzada da série temporal com os 30 primeiros dias e posteriormente incrementou-se de 5 em 5 dias, de 120 em 120 horas. O primeiro banco de dados de treinamento possui 30 dias e o de teste possui 5 dias, posteriormente esse banco de dados de teste é adicionado ao de treinamento, isto resulta em 35 dias de treinamento e 5 dias de teste, o que se repete continuamente até chegar ao fim do banco de dados total. Essa abordagem permite uma melhor avaliação do modelo de previsão e o cálculo do desvio padrão do RMSE entre os diferentes testes.

A linguagem livre de programação *Python* e a biblioteca de inteligência artificial *Keras* foram utilizadas na execução deste trabalho. Os dados de entrada, antes de entrarem na RNA, passam por uma padronização por meio da obtenção de Z. Foram testadas redes neurais MLP

com uma, duas e três camadas escondidas. Os valores dos hiperparâmetros para cada topologia de RNA encontram-se na Tabela 1.

Tabela 1 - Hiperparâmetros dos modelos de previsão de geração a serem testados

Hiperparâmetros	**MLP** **1 camada escondida**	**MLP** **2 camada escondidas**	**MLP** **3 camada escondidas**
Nº de neurônios por camada escondida	25, 50, 100	25, 50	
Função de Ativação das camadas escondidas	Sigmoid	1ª – Sigmoid 2ª - ReLU	1ª – Sigmoid 2ª e 3ª– ReLU
Função de ativação para camada de saída	Linear	Linear	Linear
Otimizador	Adam	Adam	Adam
Taxa de aprendizagem	0,001	0,0001	0,0001
Batch Size	1	16	16
Nº de épocas	500	1000	1000

3. RESULTADOS

A seguir são apresentados os erros e previsões decorrentes dos testes com as diferentes topologias e hiperparâmetros das RNAs, informações presentes na Tabela 1, para cada um dos procedimentos de previsão de geração do parque. Os valores de geração presentes nos gráficos indicam a predição após cada período de treinamento, ou seja, o período de teste de cada conjunto de treinamento da validação cruzada. Por exemplo, os 5 primeiros dias são para a RNA treinada com 30 dias, já entre o quinto e décimo dia são os resultados para a RNA treinada com 35 dias, e assim por diante. O desvio padrão é abreviado pela letra σ.

3.1 Avaliações com o banco de dados da soma da geração do parque

O valor médio do RMSE e NRMSE, assim como seu desvio padrão, obtidos por meio da validação cruzada da série temporal são mostrados na Tabela 2 para cada topologia de RNA e o banco de dados da soma de geração do parque. O número de variáveis de entrada selecionadas foi de 14, conforme procedimento descrito na seção de procedimento de cálculo. O vetor disponibilidade, rajadas de vento e módulo de velocidade a 100 m de altura estão entre essas variáveis.

Tabela 2 - Resultados para o banco de dados com a soma de geração do parque

Modelo	Nº de camadas escondidas	Nº de neurônios por camada escondida	Código	RMSE [kW]	σ RMSE [kW]	NRMSE [%]	σ NRMSE [%]
MLP	1	25	MLP1-25	7230	1538	24,1	5,1
		50	MLP1-50	6854	1610	22,8	5,4
		100	MLP1-100	6871	1793	22,9	6,0
	2	25	MLP2-25	6771	1529	22,6	5,1
		50	MLP2-50	6833	1680	22,8	5,6
	3	25	MLP3-25	7182	1947	23,9	6,5
		50	MLP3-50	7194	1987	24,0	6,6

Para a configuração MLP com uma camada escondida, nota-se que a melhor configuração é com 50 neurônios, pois apresenta na validação cruzada um RMSE de 6854 kW com desvio padrão (σ) de 1610 kW, que normalizado em relação à capacidade instalada no parque equivale a um valor de NRMSE de 22,8% com desvio padrão de 5,4%. Na MLP com duas camadas escondidas, a RNA com 25 neurônios apresentou os menores valores de RMSE e desvio padrão em relação ao modelo com 50 neurônios em cada camada. A RNA com 25 neurônios em cada uma de suas duas camadas escondidas obteve um RMSE de 6771 kW e desvio padrão de 1529 kW, o que representa um NRMSE de 22,6% e desvio padrão de 5,1%. Os modelos de Multicamada Percetron com três camadas escondidas tiveram um resultado similar entre si, porém o que apresentou menor erro foi o modelo com 25 neurônios em cada camada. Este modelo obteve um NRMSE de 23,9% e desvio padrão de 6,5%. Nota-se que o aumento do número de neurônios para a MLP não foi determinante para o melhor desempenho da RNA que prevê a soma da geração. Outro fato a se destacar é que a RNA com maior número de camadas não foi a que se teve o melhor desempenho. Dentre os modelos de RNA para a previsão direta da geração média total do parque em resolução temporal de 30 min, o que melhor desempenhou durante a validação cruzada foi o MLP com duas camadas escondidas e 25 neurônios. Este modelo apresentou o menor valor de NRMSE e o menor desvio padrão.

A Figura 5 mostra os resultados de RMSE e NRMSE durante a validação cruzada para cada tamanho de banco de dados de treinamento, lembrando que o tamanho de banco de dados de teste era fixo em 5 dias (120 h). Os menores valores de RMSE acontecem com o banco de dados de treinamento composto por 45 dias.

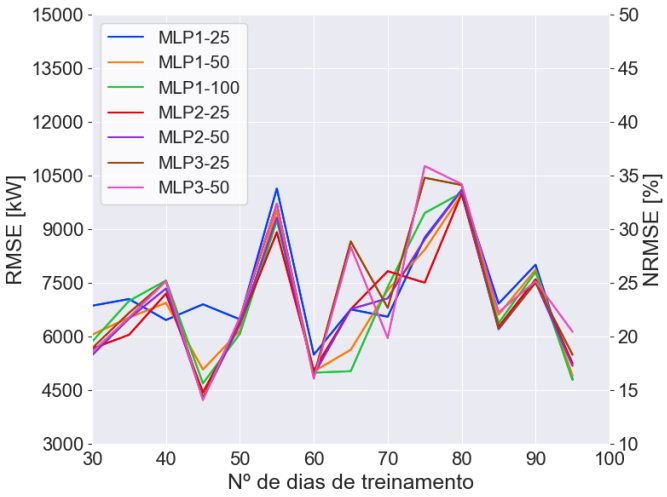


Figura 5 – RMSE e NRMSE da validação cruzada com a soma de geração do parque.

A geração predita pelas redes neurais treinadas diretamente com a soma de geração do parque encontra-se juntamente com a geração real do parque na Figura 6. Nota-se que a MLP com uma camada escondida e 25 neurônios não apresenta bom resultado ao longo da série temporal. Os demais modelos acompanharam melhor o comportamento da geração. Entretanto, nenhum dos modelos de previsão de geração operou bem com 65 dias de treinamento. Tal comportamento durante o teste, entre 24/02/2018 às 00:00 e 01/03/2018 às 00:00, foi decorrente de problema com uma das variáveis de entrada, tema que será abordado na seção 3.4.

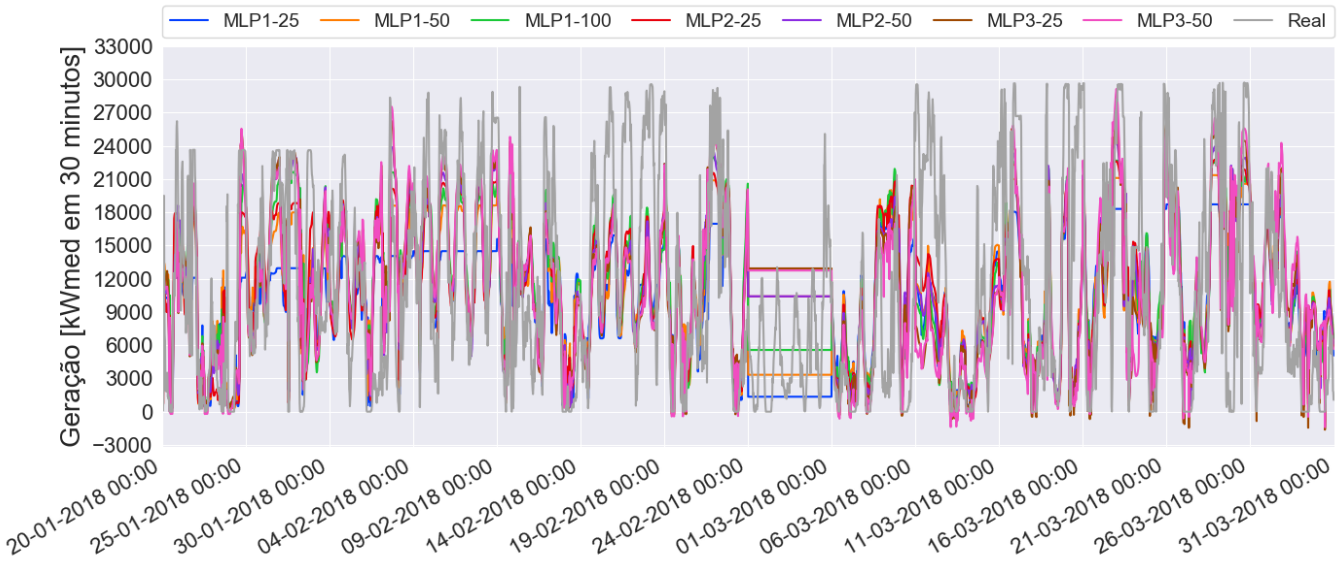


Figura 6 – Geração do parque real e prevista utilizando a soma de geração do parque.

3.2 Avaliações com o banco de dados do aerogerador equivalente

As RNAs para o banco de dados do aerogedor equivalente tiveram como dados de entrada 10 variáveis, escolhidas conforme o procedimento de seleção de variáveis. A Tabela 3 apresenta os valores de RMSE, desvio padrão do RMSE, NRMSE e desvio padrão do NRMSE para as RNAs que preveem a potência gerada para o aerogerador equivalente.

Tabela 3 - Resultados para o banco de dados com o aerogerador equivalente

Modelo	Nº de camadas escondidas	Nº de neurônios por camada escondida	Código	RMSE [kW]	σ RMSE [kW]	NRMSE [%]	σ NRMSE [%]
MLP	1	25	MLP1-25	777	187	25,9	6,2
		50	MLP1-50	791	187	26,4	6,2
		100	MLP1-100	806	185	26,9	6,2
	2	25	MLP2-25	774	183	25,8	6,1
		50	MLP2-50	784	192	26,1	6,4
	3	25	MLP3-25	795	196	26,5	6,5
		50	MLP3-50	879	271	29,3	9,0

O modelo de previsão MLP com uma camada escondida com menor erro foi o de 25 neurônios com RMSE de 777 kW e desvio padrão (σ) de 187 kW, o que representa um NRMSE de 25,9% e desvio padrão de 6,1%. A MLP com duas camadas e 25 neurônios obteve NRMSE de 25,8% e desvio padrão de 6,1%, o que é melhor do que o obtido pela RNA com 50 neurônios em cada uma das duas camadas escondidas. O NRMSE de 26,5% e desvio padrão de 6,5% foi o resultado da MLP de 3 camadas escondidas com 25 neurônios. A RNA com três camadas escondidas e 50 neurônios, em cada, obteve o pior resultado dentre as demais. O aumento do número de camadas e neurônios não representou uma melhor performance para as redes neurais MLP. O melhor modelo em relação ao RMSE médio resultante da validação cruzada e o desvio padrão foi o Multicamada Perceptron com duas camadas escondidas e 25 neurônios

Os valores de RMSE e NRMSE para cada treinamento durante a validação cruzada das redes neurais que preveem diretamente a potência do aerogerador equivalente encontram-se na Figura 7. Novamente o menor erro aconteceu com o banco de treinamento de 45 dias.

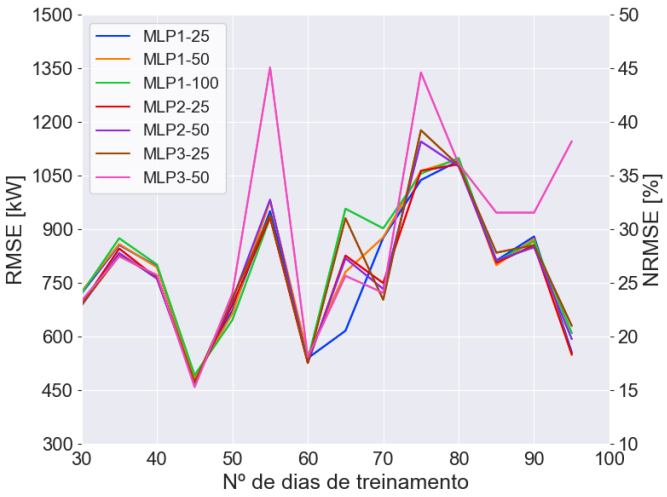


Figura 7 – RMSE e NRMSE da validação cruzada com aerogerador equivalente.

A Figura 8 apresenta a previsão de geração para o aerogerador equivalente e a previsão real para os testes durante a validação cruzada. O modelo MLP com uma camada escondida e 50 neurônios apresenta valores negativos de geração e maiores que 3000 kW médios em 30 min na série temporal prevista, o que não condiz com a geração real. Nenhum modelo conseguiu prever bem a geração do aerogerador equivalente entre 24/02/2018 às 00:00 e 01/03/2018 às 00:00, pelo mesmo motivo apresentado na seção anterior, visto que o mesmo comportamento ocorre.

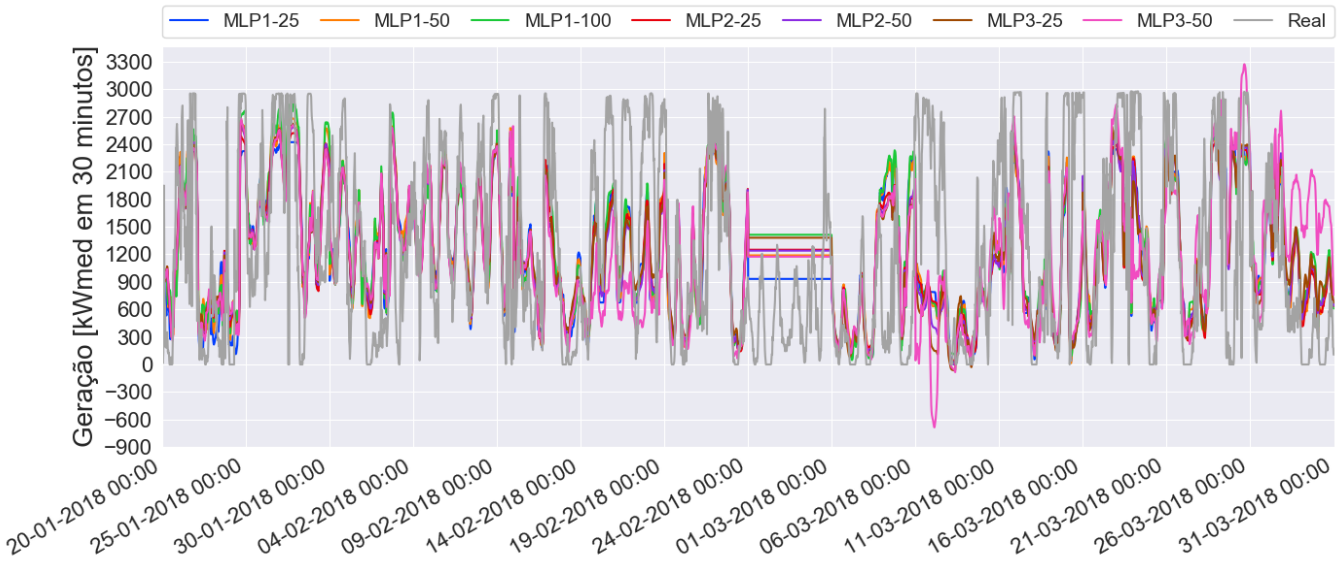


Figura 8 – Geração real e prevista do aerogerador equivalente.

A geração total do parque é obtida pela multiplicação da energia do aerogerador equivalente pelo número de turbinas funcionando no parque no momento. O RMSE, NRMSE e os desvios padrões desses resultados em relação à geração real do parque são apresentados na Tabela 4. Nota-se que as previsões por esse método apresentam RMSE médios entre 22,2% e 25,3% e desvio padrão entre 6,0% e 9,1%. A MLP com duas camadas escondidas e 25 neurônios em cada obteve o melhor resultado, o qual foi de 6669 kW de RMSE e desvio padrão de 1807 kW, que representa um NRMSE de 22,2% e desvio padrão de 6,0%.

Tabela 4 - RMSE e NRMSE para geração total do parque com o aerogerador equivalente

Modelo	Nº de camadas escondidas	Nº de neurônios por camada escondida	Código	RMSE [MW]	σ RMSE [MW]	NRMSE [%]	σ NRMSE [%]
MLP	1	25	MLP1-25	6687	1887	22,3	6,3
		50	MLP1-50	6822	1881	22,7	6,3
		100	MLP1-100	6942	1841	23,1	6,1
	2	25	MLP2-25	6669	1807	22,2	6,0
		50	MLP2-50	6745	1937	22,5	6,5
	3	25	MLP3-25	6822	1971	22,7	6,6
		50	MLP3-50	7581	2726	25,3	9,1

O RMSE e NRMSE para a geração total do parque obtida por meio das previsões do aerogerador equivalente para cada etapa da validação cruzada são mostrados na Figura 9.

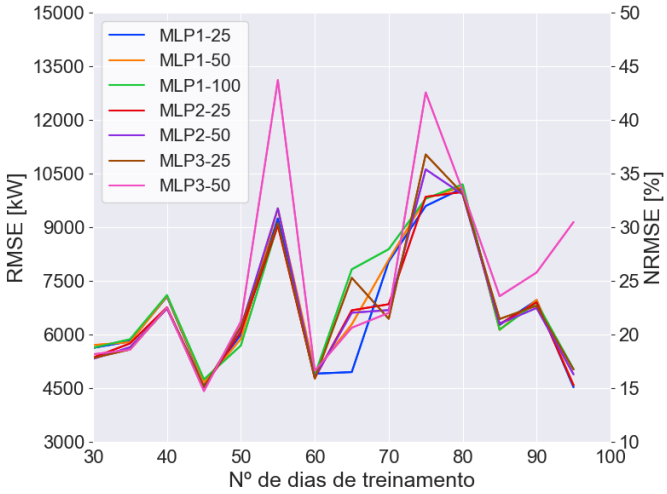


Figura 9 – RMSE e NRMSE da geração total do parque com aerogerador equivalente.

A Figura 10 mostra a geração total do parque obtida pela multiplicação da previsão de geração do aerogerador equivalente pelo número de aerogeradores em funcionamento e a geração real. Observa-se que entre os dias 24/02/2018 e 01/03/2018 os resultados acompanharam de certa forma a geração real, isso ocorre pela multiplicação com os aerogeradores em funcionamento. Porém erros nos dados de entrada, GFS, podem ter prejudicado essa etapa da validação.

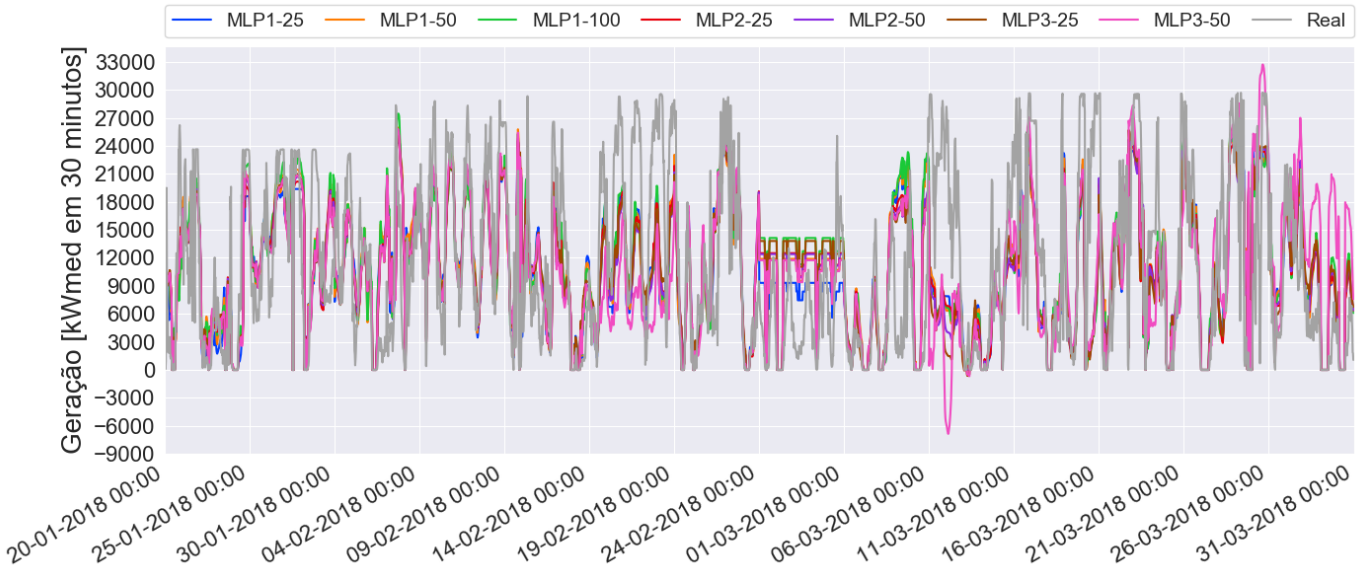


Figura 10 – Geração real e predita do parque utilizando o aerogerador equivalente.

3.3 Comparação

Analisando a seção 3.1, chega-se ao modelo Multicamada Perceptron com duas camadas escondidas e 25 neurônios como o que apresentou melhor performance dentre as RNAs que previam diretamente a soma de geração do parque, sendo chamado agora de MLP2-25-SomaParq. Por meio dos dados apresentados na seção 3.2, nota-se que o melhor modelo para prever a geração do parque, pela multiplicação dos aerogeradores em funcionamento pela geração do aerogerador equivalente, foi também a MLP com duas camadas escondidas e 25 neurônios, sendo denominada MLP2-25-AeroEq. A Figura 11 apresenta o RMSE e NRMSE para essas duas abordagens de previsão da geração do parque ao longo da validação cruzada. O RMSE da abordagem de previsão da geração do parque pelo aerogerador equivalente foi superior apenas no teste da RNA com período de 75 dias de treinamento. Da Tabela 2 e 4 tiramos que a MLP2-25-SomaParq obteve um RMSE médio de 6771 kW e desvio padrão de

1529 kW, já a MLP2-25-AeroEq obteve RMSE de 6669 kW e desvio padrão de 1807 kW. O RMSE médio da validação cruzada é menor para MLP2-25-AeroEq, porém seu desvio padrão é maior. As previsões realizadas durante os testes da validação cruzada estão mostradas na Figura 12. Observa-se que a MLP2-25-AeroEq acompanha melhor o comportamento da geração real do parque ao longo da série temporal.

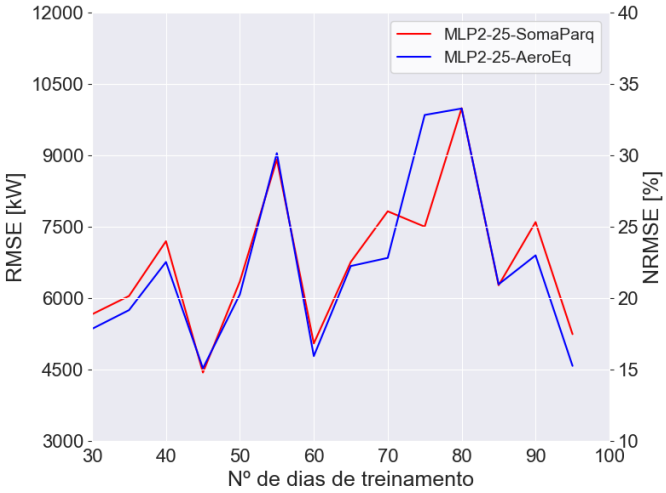


Figura 11 – RMSE e NRMSE da geração total do parque com os melhores modelos.

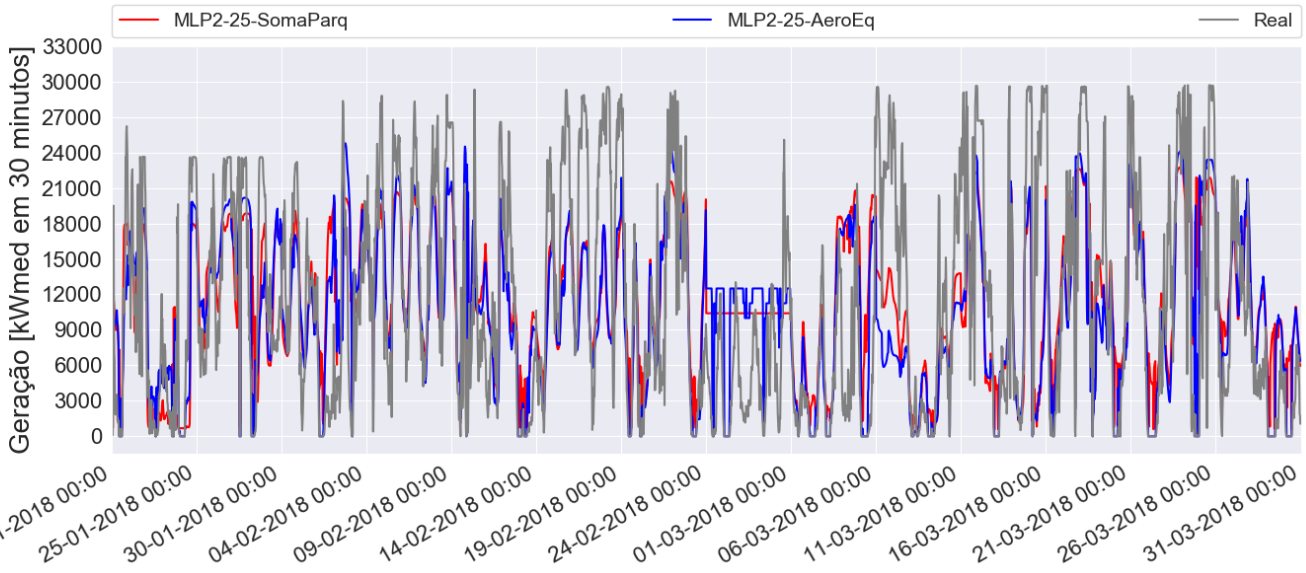


Figura 12 – Geração real e predita do parque utilizando os melhores modelos.

3.4 Análise do Erro de Previsão entre 24/02/2018 e 01/03/2018

Conforme observado nas Figuras 8, 10 e 12, não houve um bom desempenho das previsões entre 24/02/2018 às 00:00 e 01/03/2018 às 00:00. Este período de teste corresponde às RNAs treinadas com 65 dias. A anomalia na previsão foi causada pela variação abrupta (equivalente à função degrau) de uma das variáveis de entrada no período de testes. A Figura 13 mostra os resultados das previsões de geração do parque para as RNAs com e sem a variável causadora da anomalia. Na legenda, Proc 1, Proc 2, Com Var e Sem Var indicam, respectivamente, primeiro procedimento, segundo procedimento, com e sem a variável causadora da anomalia. Com essa modificação, no conjunto das variáveis de entrada, os Proc 1 e Proc 2 possibilitaram previsões mais próximas da geração do parque. Como se pode observar, o Proc 2 está mais próximo do real, particularmente no intervalo de 12 h, entre 0 e 12 h do dia 25/02. Os valores de RMSE, para os Proc 1 e Proc 2, no período das 120 h, sem a variável causadora da anomalia, foi de 2882 e 3353 kW (médias em 30 min), respectivamente.

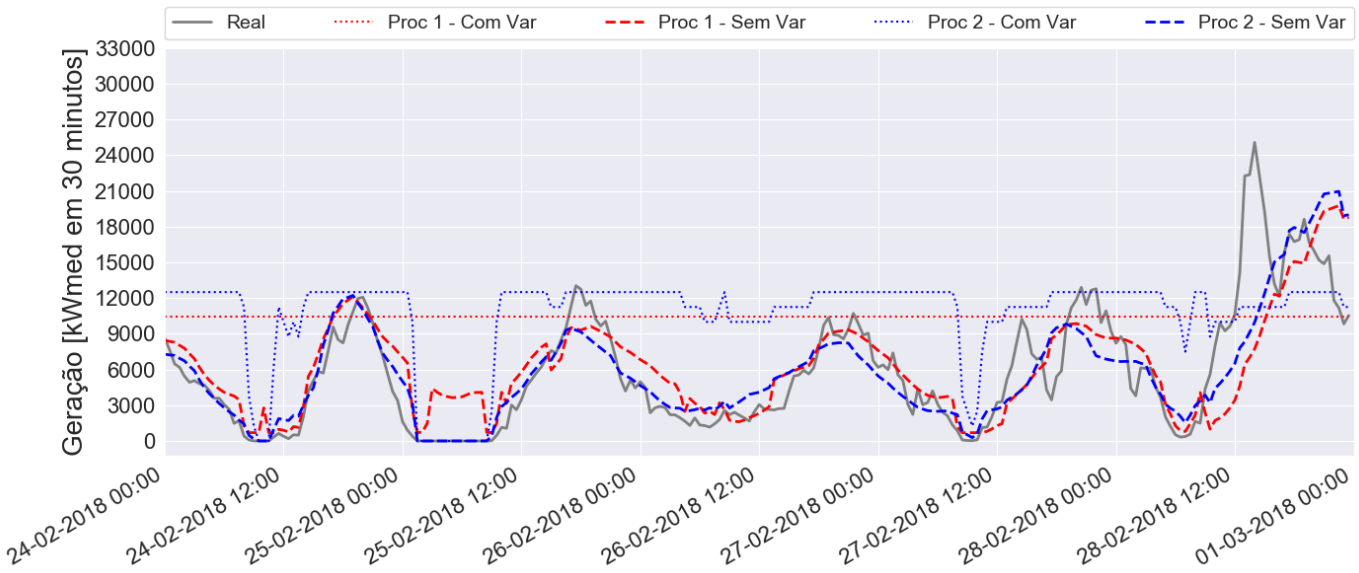


Figura 13 – Geração do parque, real e prevista, após a retirada da variável de entrada causadora das anomalias nas previsões entre 24/02/2018 às 00:00 e 01/03/2018 às 00:00.

4. CONCLUSÃO

A previsão de geração do parque eólico Aura Mirim II, localizado em Santa Vitória do Palmar, no Rio Grande do Sul, por meio da técnica de redes neurais artificiais, com médias de 30 min e horizonte de previsão de 120 horas, foi feita utilizando dois procedimentos: o primeiro utiliza o banco de dados de geração com a soma da geração do parque e o segundo calcula a geração do parque a partir do que foi gerado por um aerogerador equivalente multiplicado pelo número de aerogeradores em funcionamento. Por meio de uma validação cruzada, o segundo procedimento foi o que apresentou o menor valor de NRMSE, 22,2%, com um desvio padrão de 6,0%, enquanto que a abordagem pela previsão da soma de geração do parque como saída direta da RNA obteve NRMSE de 22,6 % e desvio padrão de 5,1 %. Além de um menor NRMSE médio na validação cruzada, a abordagem com o aerogerador equivalente acompanhou melhor o comportamento real do parque. A melhor topologia de rede neural, para ambos os procedimentos de previsão de geração do parque, foi a Multicamada Perceptron com duas camadas escondidas e 25 neurônios em cada camada. Outro fator a se destacar é que a utilização do aerogerador equivalente facilita a construção de um modelo operacional de previsão com um horizonte de 120 horas, pois prescinde da necessidade do vetor indisponibilidade, como variável de entrada da rede neural. Este vetor não é facilmente definido com antecedência para um cenário real. A pesquisa prevê a análise de outros modelos como dados de entrada das redes neurais, podendo-se citar previsões de outros modelos globais (GDPS) e modelos de mesoescala (WRF). O uso de diversos modelos como dados de entrada para a RNA reduz a dependência de um único modelo, ou seja, o erro de um modelo pode ser compensado pelo acerto do outro.

Outro ponto a ser estudado é a quantidade ótima de dias de treinamento para as RNAs. Para o parque analisado, os menores RMSE ocorreram com 45 dias de treinamento.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio do CNPq, POSMEC-UFSC e Atlantic Energia Renováveis S.A.

REFERÊNCIAS

[1] Global Wind Energy Council. 2018. Global Wind Report: Annual Market Update 2017.

[2] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). 2019. Banco de Informação de Geração (BIG). Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> Acesso em: 14/02/2019.

[3] Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE). 2018. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

[4] SHEN, Z.; RITTR, M. 2016. Forecasting volatility of wind power production. Applied Energy.

[5] JUNG, J., BROADWATER, R. P. 2014. Current status and future advances for wind speed and power forecasting. Renewable and Sustainable Energy Reviews.

[6] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). 2016. Submódulo 8.1 Programação diária da operação eletroenergética.

[7] MONTEIRO, C. et al. 2009. Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009. Argonne National Laboratory.

[8] CHANG, W.-Y. 2014. A Literature Review of Wind Forecasting Methods. Journal of Power and Energy Engineering.

[9] GIEBEL, G., KARIONIOTAKIS, G. N., DRAXL, C. 2011. The State-of-the-Art in Short-Term Prediction of Wind Power A Literature Overview, 2nd Edition. ANEMOS.

[10] ARTIPOLI, G., DURANTE, F. 2014. Physical Modeling in Wind Energy Forecasting. DEWIN Magazin.

[11] Salcedo-Sanz, S., Cornejo-Bueno, L., Prieto, L., Paredes, D., García-Herrera, R. 2018. Feature selection in machine learning prediction systems for renewable energy applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews.

[12] Albon, C. 2018. Machine Learning with Python Cookbook, 1st Edition. O'Reilly Media, Inc.

[13] Raschka, S., Mirjalili, V. 2017. Python Machine Learning, 2nd Edition. Packt Publishing.

[14] Hyndman, R. Athanasopoulos, G. 2018. Forecasting: Principles and Practice, 2nd Edition. Otexts. Disponível em: <https://otexts.com/fpp2/accuracy.html>. Acessado em: 10/02/2019.

BIOGRAFIA

João Gabriel de Farias – Nascido em Palhoça-SC, em 21 de setembro de 1991. Estudante do mestrado em Engenharia Mecânica na UFSC, universidade na qual se graduou Engenheiro Mecânico em 2016. Pelo programa Ciência Sem Fronteiras estudou por um ano na *The Pennsylvania State University*. Tem interesse em energias renováveis e inteligência artificial.

Júlio César Passos – É pesquisador do CNPq e professor titular no Departamento de Engenharia Mecânica e do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica na UFSC. Ebulição, condensação e energias renováveis são seus interesses, na área de pesquisa e desenvolvimento.

Reinaldo Haas – Natural de Vidal Ramos-SC. É professor do Depto de Física da UFSC. Possui interesse em modelagem numérica da atmosfera, climatologia e energias renováveis

Eduardo Victor Dias – Engenheiro Mecânico pela UFSC (2008) e representante da Atlantic Energias Renováveis S.A.

Mayara Miqueletti de Lima – Engenheira Industrial Elétrica pela UTFPR (2014) e representante da empresa Atlantic Energias Renováveis S.A.

CATEGORIA 3 - REGULAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO

Connection of Wind Power Plants at Brazilian Integrated Power Grid

Gabriel Nasser Doyle de Doile
ANEEL - Brazilian National Electricity Agency
Brasilia, Brazil
doyle@aneel.gov.br

ABSTRACT

Since the late 90s, with the unbundling of the Brazilian electricity sector, generation, transmission, distribution and trading of power were separated into distinct segments, with centralized planning being carried out by the Energy Research Company (EPE, *Empresa de Pesquisa Energética in Portuguese*). Despite the fact that EPE is a single company, generation and transmission planning are two different tasks, fulfilled by different teams, leading to global solutions that may not be optimized. Due to the large geographical area of Brazil, power plants are often allocated far away from the load centers, what leads to high costs for the expansion of the transmission system due to constant increasing distances. Due to the characteristics of wind generators of being random and unstable over time, the electric system needs the maintenance of hydraulic and/or thermal plants operating in the base, as well as heavy investments in voltage and frequency control equipments. As the granting of the generation and the transmission system are different processes, it is possible to start operating in different dates, what leads to generation without transmission sometimes or transmission without proper use.

Wind power generation has had a strong growth over the past decade due, in part, to tax incentives and other subsidies from national, regional and municipal governments. In 2018 Brazil had 589 wind power plants totaling 14,5 GW of installed capacity [1]. Besides those, there were others 194 granted projects to add more 4,3 GW to the National Interconnected Grid (SIN, *Sistema Interligado Nacional in Portuguese*). The transmission system is not intended only to the dispatch of those plants. Indeed, Brazil has auctioned more than 10,000 km of transmission lines and 50 new substations, directly or indirectly associated to connect wind power plants.

In this paper, a comprehensive analysis is carried out, regarding wind generation plants already granted and in the final planning stage, as well as the necessary transmission facilities for the power flow of this potential. The greatest potential for wind generation are in the Northeast and Southern regions, while the higher load concentration is in the Southeast, where São Paulo and Rio de Janeiro are located. The real price of energy is compared with others alternative energy sources, such as hydraulic and thermal power generation with less transmission lines associated. Moreover, the effects on the SIN and the overcost to the consumer due to the mismatching of transmission and generation are analyzed. There are concession contracts in which the generator has been guaranteed payment for energy, whether the necessary transmission system for their dispatch starts operating on the contracted date or not. This situation has been commonly due

to environmental and real estate acquisition difficulties for the construction of transmission lines.

The conclusion is that an integrated energy planning is needed, as well as to consider the cost of different generation sources with the corresponding expansion cost of the transmission system and its actual period of construction, considering all of its construction difficulties. Here are submitted some proposals for joint bidding of generation and transmission in order to avoid the mismatch in those facilities operation starting date. In addition, it is recommended the production of economic regulation that allows the massive introduction of equipment for the storage of energy and the joint operation of storage and several generation sources, such as wind and photovoltaic, among others, to improve the electrical performance of these source sets and increase assured energy. It is, also, necessary to rethink the state subsidies, which often discourage the optimal allocation of the generating sources.

Keywords – wind power generation, power transmission system, integrated planning, joint operation, joint bidding.

RESUMO

Desde o final da década de 90, quando houve a desverticalização do setor elétrico brasileiro, geração, transmissão, distribuição e comercialização foram separadas em seguimentos distintos, com planejamento centralizado a cargo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Em que pese a EPE ser uma única empresa, o planejamento da geração é feito separado do planejamento da transmissão, o que pode levar a uma solução não otimizada do ponto de vista global. Dada a dimensão continental do País, muitas vezes as plantas de geração são alocadas distante dos centros de carga, o que acarreta uma elevada expansão do sistema de transmissão. Devido a característica aleatória e instável dos geradores eólicos, há a necessidade de manutenção de plantas hidráulicas e/ou térmicas operando na base, assim como pesados investimentos em equipamentos de controle de tensão e frequência. Como as outorgas de geração e transmissão são distintas, é muito comum a entrada em operação em datas diferentes, deixando por vezes geração sem transmissão ou transmissão sem uso adequado.

A geração de energia elétrica a partir de fonte eólica teve um forte crescimento ao longo da última década, devido, em parte, aos incentivos fiscais e outros subsídios dos governos nas três esferas executivas: federal, estadual e municipal. Em 2018 o Brazil tinha 589 plantas de geração eólica, totalizando 14,5 GW de potência instalada. Além desses, haviam mais 194 empreendimentos outorgados para agregar mais 4.3 GW ao sistema interligado nacional (SIN). O sistema de transmissão não se destina unicamente ao escoamento dessas usinas, no entanto, foram licitados mais de 10.000 km de linhas de transmissão e 50 novas subestações, associados de forma direta ou indireta ao escoamento de plantas eólicas.

Neste trabalho faz-se uma análise global das plantas de geração eólicas já outorgadas e em fase final de planejamento, bem como das instalações de transmissão necessárias para o escoamento desse potencial. Os maiores potenciais para geração eólica estão nas regiões nordeste e sul, enquanto a maior concentração de carga está na região sudeste, onde se localizam as maiores cidades do País, São Paulo e Rio de Janeiro. Levanta-se o preço real dessa energia e compara-se com alternativas de geração hidráulica e/ou térmica com menos transmissão associada. Além disso, são feitas análises dos efeitos para o SIN e do custo para o consumidor devido ao descasamento da transmissão com a geração. Há contratos de concessão em que o gerador tem garantia de recebimento pela energia, caso o sistema de transmissão necessário para o seu escoamento não esteja pronto na data contratada. Situação frequente devido as dificuldades socioambientais e fundiárias para a construção de linhas de transmissão.

Conclui-se que há necessidade de um planejamento energético integrado, que considere o custo das diversas fontes de geração com a correspondente expansão do sistema de transmissão e seus prazos reais de construção, já considerando as dificuldades socioambientais e fundiárias a serem vencidas. Ao final são apresentadas algumas propostas para licitação conjunta de geração e transmissão de forma a minimizar o risco de descasamento na entrada em operação desses empreendimentos. Adicionalmente recomenda-se a produção de regulação econômica que viabilize a introdução massiva de equipamento destinados ao armazenamento de energia e a operação conjunta de diversas fontes, como eólicas e fotovoltaicas, entre outras, com armazenamento, para melhorar o desempenho elétrico desses conjuntos de fontes e aumentar a energia assegurada. Há que se repensar os subsídios, que muitas vezes desincentivam a alocação ótima das fontes geradoras.

INTRODUCTION

The electric power generation in Brazil is predominantly hydraulic and accounted for approximately 85% of installed capacity by the end of the 90s, when the unbundling of the sector took place, which separated it in four distinct segments Generation, Transmission, Distribution and Energy Trading. In the early 2000s there was a long drought and the country underwent an energy supply crisis, which led the Federal Government to take several measures such as rationing of consumption and encouraging alternative sources of generation. In July 2001 the Management Chamber of Electric Energy Crisis created the Emergency Program for Wind Energy [2] in order to deploy 1,050 MW by the year 2003. Even with incentives such as the purchase of the total energy generated 120% overpriced, the program failed and ended up with not a megawatt from wind generators installed. Amidst the supply crisis and trying to diversify the energy matrix, the Federal Government established the Incentive Program for Alternative Sources of Electric Energy (PROINFA) through Law nº 10,438/2002 [3]. PROINFA aimed to add more 3,300 MW from alternative sources. Of these, 1,100 MW should be from wind farms, and the purchase of energy provided through contracts awarded by Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobras), within 20 years from the date of entry into operation defined in the contract. Enterprises must demonstrate a nationalization degree of equipment and services in an amount not less than 90%.

Law nº. 10,438 was regulated in March 2004, when finally the Eletrobras could open the Public Call to hire electrical energy from alternative sources, including wind farms. The first signings of Eletrobras increased the installed capacity of 27 MW in 2005 to 235 MW in the next year. In 2009, when the first auction for contracting energy from wind farms took place, Brazil had already contracted 600 MW of wind energy through PROINFA. Since then the Brazilian wind power sector has grown exponentially with an expectation to reach 20 GW by 2025, "Fig. 1"[4]. By the year 2018 Brazilian National Electricity Agency (ANEEL - *Agência Nacional de Energia Elétrica in Portuguese*) held 21 auctions where energy from wind source was purchased in a total more than 20 GW installed power in parks located in the Northeast and Southern regions, with delivery expected energy between 3 and 5 years from the signatures of contracts. In terms of photovoltaic energy, Brazil has contracted 3,8 GW, with 2 GW already in operation at the end of 2018. There was no energy storage connected to the SIN in operation by the end of 2018.

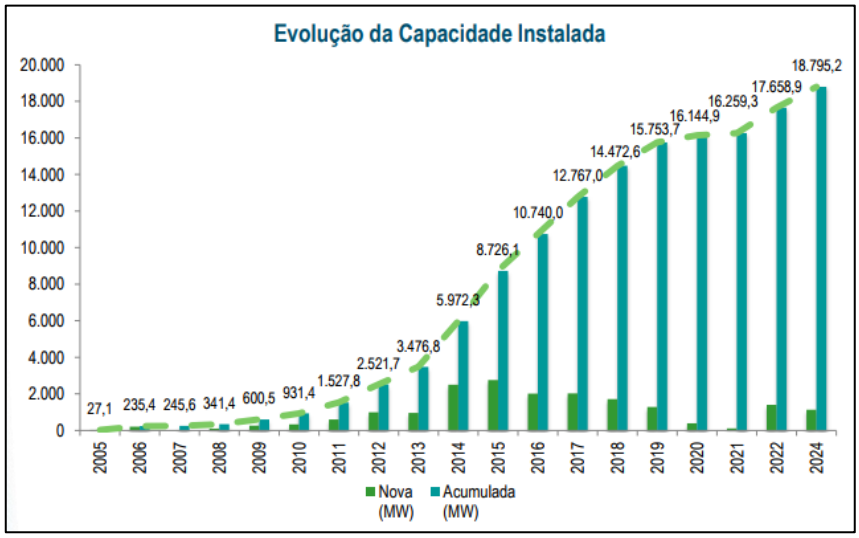


Figure 1 - Power Capacity Evolution of Wind Power Plants in Brazil

RELATED TRANSMISSION WITH WIND POWER PLANTS

The most significant wind power plants were contracted via PROINFA by 2009, with pre-defined flow conditions in the existing network. Thus, studies were undertaken to determine the remaining capacity of the national interconnected grid at probable connection points of wind farms. Many small parks were contracted due to this condition, all of them connected to the distribution system at lower voltages to 130 kV. The largest wind farms contracted by Eletrobrás was the Osório, in the southern state of Rio Grande do Sul, with 150 MW installed and the Formosa Beach in Camocim city, in the northeastern state of Ceará, with 104 MW. Interestingly, each one located at opposite ends of the country, south and northeast, in areas of greater intensity winds on the country, "Fig. 2". Both parks are connected to existing substations at 230 kV, Osório and Sobral, who would later be expanded due to entry of new generators in these regions.

The first reserve energy auction took place in 2010, for energy supply in 2012. In that event 1,800 MW were auctioned, divided among 71 parks with installed power between 6 and 50 MW, located in the states of Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte, Sergipe and Rio Grande do Sul. The large number of small wind farms is due to tax breaks for small power plants. The average energy price of these parks was R$ 148.39 per MWh. Then there was the second reserve auction and an auction of alternative sources, both of them to start operation in 2013, totaling 2,078 MW. The physical guaranty of the enterprises of these three auctions is 1,800 MW.

In the same year 5 transmission lines and 5 substations associated with the dispatch of these power plants were tendered, auctioned with an Annual Allowed Revenue (RAP, *Receita Anual Permitida in Portuguese*) around 20 million of reals.

Energy is paid in reals per MWh, while the transmission is paid by the availability of facilities in reals per year. To compare both, one must put them on the same basis. Thus, we transform R$/MWh to R$/year in the following equation:

$$EP_y = EP * FG * 8760h \quad (1)$$

Where:
EP_y: energy price in reals per year;
EP: energy price in R$/MWh;
FG: physical guaranty of all wind power plants;

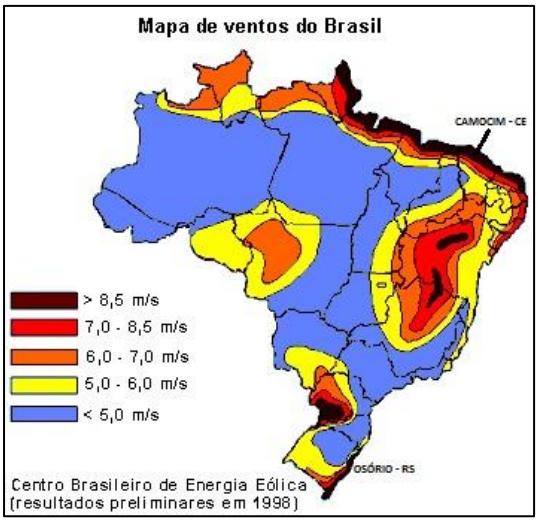


Figure 2 – Brazil wind map

In our case, splitting the cost of transmission by the annual average of assured energy, the cost of the transmission system is less than two reals per megawatt assured, or about 1% real increase in the energy price. This same reasoning is used for other wind farms auctioned by 2015, "Tab. I", and their associated transmission systems.

Between 2011 and 2016, 19 auctions for the contracting of public service of electrical transmission took place. Of them, 85 lines and 49 substations are associated with wind farms flow, "Tab. II". In this case, using the equation "(1)", we will have an increase of 37.5 reals per megawatt generated, increasing the average price of electricity from these wind farms to R$ 162.00. This price is similar to the average price of energy from thermal power plants powered by natural gas, which is the cheapest fuel in Brazil. That is, the price is not relevant in the choice between remote wind farms of load centers and thermal power plants to natural gas close to the load centers.

TABLE I. WIND POWER PLANTS AUCTIONS BY 2015

Auction	Farms	Power (MW)	Energy (avr. MW)	Price (R$/MWh)
02/2011	44	1.070	485	102,07
03/2011	34	860	429	99,61
07/2011	39	976	479	102,18
06/2012	10	282	152	91,25
05/2013	66	1505	700	110,51
09/2013	39	868	380	124,43
10/2013	97	2338	1.083	120,30
03/2014	22	551	275	126,18
06/2014	36	926	436	136,11
08/2014	31	769	333	142,90
02/2015	3	90	42	177,47
04/2015	19	539	252	181,09
09/2015	20	548	285	202,86
TOTAL	460	11.322	5.331	124,27[1]

Surce: ANEEL [1]

[1] weighted average by the physical guaranty

TABLE II. LINES AND SUBSTATIONS AUCTIONED FOR WIND POWER FLOW

Auction	Lot	Lines	Substations	Revenue (R$x106/ano)
01/2011	A	4	3	31,9
	B	1	1	4,1
	C	1	2	7,8
04/2011	L	4	2	68,9
06/2011	A	4	1	49,4
03/2012	B	3	2	12,1
	C	3	2	18,2
05/2012	A	4	3	77,4
07/2012	A	6	2	145,6
	E	1	2	31,9
	G	3	0	5,9
01/2013	A	1	0	34,6
	B	2	2	9,7
	C	2	4	12,9
	G	1	0	18,8
02/2013	C	6	5	31,6
	E	1	1	4,9
07/2013	E	2	2	24,5
13/2013	D	1	1	7,8
01/2014	D	2	2	45,6
	E	4	0	48,8
04/2014	A	15	5	336,0
07/2014	A	6	2	144,6
13/2015	A	4	4	404,9
	E	2	0	121,6
	I	2	1	48,5
TOTAL		85	49	1.748

PROBLEMS FACED AND PERSPECTIVES FOR THE FUTURE

Although it was able to operate in 2012, the wind complex Alto Sertão I, with an installed capacity of 295 MW, was out for nearly two years unable to generate power for lack of a transmission line linking the city of Igaporã to the substation of Bom Jesus da Lapa where it would then be connected to the SIN. The lack of generation have costed fifteen million reals monthly, totalizing around 360 million, excluding the expenses incurred with the use of energy from other sources, passed on to consumers.

Built by the Hydroelectric Company of São Francisco (Chesf), the line necessary to connect Igaporã to Bom Jesus da Lapa "Fig. 3" was finally completed in 2014 and inaugurated on June 18th of that year. Chesf is a mixed capital company managed by the federal government with similar objectives to private companies. The search for profit leads the company to choose the best opportunities to raise funds in the financial market and make investments, which contributed to the delay in the implementation of the lines necessary for the flow of the wind farms in the northeastern region of the country, where Chesf operates. Beyond the economic problems, environmental licensing have become more difficult since 2010, when the demand for new transmission facilities grew sharply.

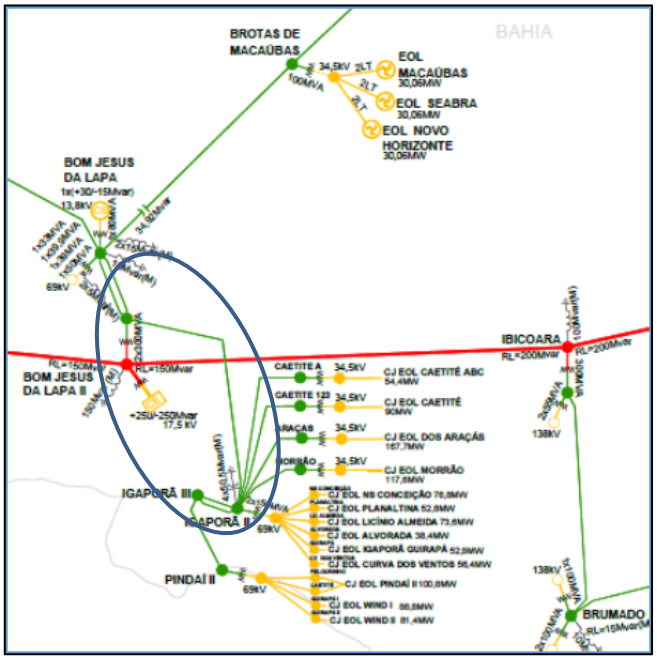


Figure 3 - Wind power plants conections at SE Igaporã

A similar problem has happened with other substations and lines auctioned to Chesf, such as substation João Câmara, where about 1,500 MW of wind power were connected and Aracati II with 500 MW of wind farms "Fig. 4". The RAP of these three projects groups was 19.2 million reals a year, much less than the damage caused by the delay in the entry into operation. Thus, any penalty imposed on transmission company is insignificant if compared to the cost of the lack of generation. In addition, if the transmission company was liable for the damage it caused, it would mean its bankruptcy. Even so, in September 2012, ANEEL decided to pursue legal action to repair damages caused by the delay in the entry into operation of two transmission companies responsible for delayed transmission projects.

From the first delays in transmission systems, ANEEL started signing generation contracts without guarantee of payment if there were delays in the necessary transmission, thus

transferring the risk to generation entrepreneurs. Of course, the transmission delays have continued and the solution was to extend the deadlines for implementation of transmission facilities, increasing the gap between operation dates of generation and transmission. Generation auctions for delivery in 3 and 5 years were realized in 2015 and 2016, meanwhile, on the transmission auctions the operation starting date was predicted to be in five years.

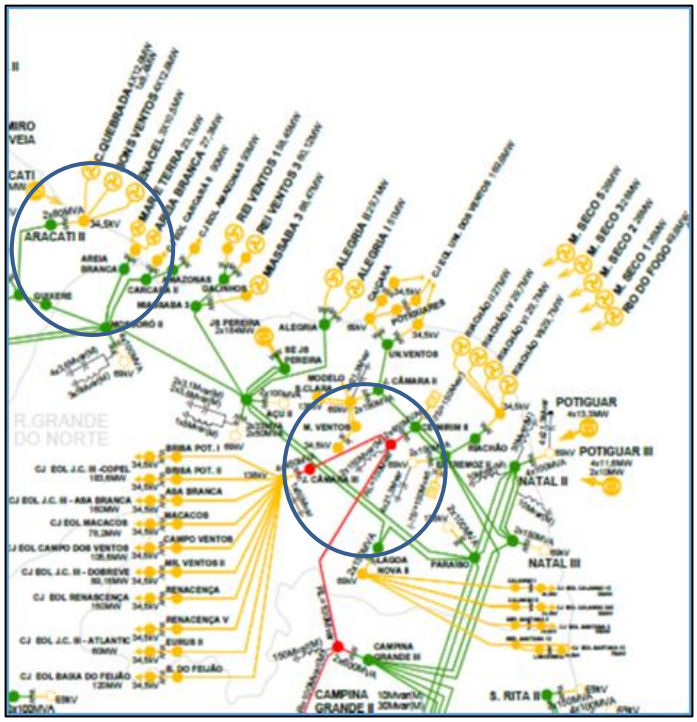


Figure 4 – Wind power plants conections at SEs Aracati II and João Câmara

The same did not happen in the south of the country, in part due to other planning flaws. There is an over dimensioned transmission system in the west of Rio Grande do Sul state. It is composed by a 500 kV system, installed in the early 2000s during the energy crisis in Brazil, dimensioned to import up to 2,200 MW from Argentina, which never happened due to lack of supply in the neighboring country. The system operates intermittently with an exchange of 500 MW, leaving a gap at up to 1,700 MW on the system. In other hand, the 230 kV system was reinforced, at the same time, to drain the energy of the thermal power plant in Uruguaiana, with installed capacity of 600 MW, which operated for a short period until the supply cut of natural gas from Argentina. This system is used in part by the wind farm of Cerro Chato, with installed capacity of 217 MW and will be used in a few years by other wind farms auctioned to that region.

In the Rio Grande do Sul coast, the winning entrepreneurs in wind power plants auction were the same, in most of the cases, that alone or associated to thirds entrepreneurs, won lots of transmission, so that there was no significant delay in entry into operation of the transmission systems in relation to entry into operation of wind farms.

CONCLUSIONS

According to the Ten Year Plan for Energy Expansion (PDE 2024, *Plano Decenal de Expansão in Portuguese*) [8], the expansion of power generation for the ten-year horizon must be carried out sustainably, meeting the economic criteria and security of supply for the electric power system. Planning for the expansion of electricity supply is carried out based on standards established by the National Energy Policy Council (CNPE, *Conselho Nacional de Políticas Energéticas in Portuguese*). CNPE is an advisory body of the President to formulate energy policies and guidelines, which determines that the marginal cost of operation (CMO, *Custo Marginal da Operação in Portuguese*) must be equal to the marginal cost of expansion (CME, *Custo Marginal da Expansão in Portuguese*). In addition, the maximum risk of deficit allowed, of any magnitude in each year of planning, must be less than 5% in each SIN subsystem, considering all hydrological scenarios. We verify that the costs of transmission are not among the parameters used for planning the generation expansion.

In recent years, the contracts signings of wind generation were around 18,500 MW, occurred, as shown in "Fig. 5", being the majority located in the Northeastern and Southern Brazil. In the same period, we have contracted 3,600 MW in solar photovoltaic power plants, which is around 20% of wind. This percentage are growing fast and, in a few years will be significant compared with wind farms. These two sources of renewable energy, operating together need some storage system to improve their assured energy and avoid voltage and frequency control equipments.

There is a pressing need to expand the transmission system in the Southern and Northeast regions in increasingly short deadlines, due to the growing trend of contracting these types of renewable energy sources. Energy Research Company (EPE) have been conducting specific studies, called Prospective Studies, in order to expand the transmission system to enable integration of the alternative renewable sources potential, not identified yet.

On this way, this prospective potential, estimated based on last energy auctions, includes the integration of wind and solar power projects, given the excellent results obtained from these source in recent auctions. However, the expansions proposed in prospective studies could be used to the flow of energy from all types of sources.

On the other hand, the aim of the Basic Network expansion studies for transmission facilities, which comprises voltages equal to or higher than 230 kV, are made to allow market participants to have free access to the network, enabling an environment for competition in the generation and trade of electric energy in the SIN.

In addition to the local market connection, the transmission system plays an important role in linking the electricity sub-markets, allowing the equalization of energy prices by minimizing bottlenecks between submarkets, resulting in an optimized dispatch of the generating units.

The development of transmission expansion studies in the ten-year horizon is based on projections of electric load and generating plan, with the use of applicable planning criteria. The power grid initial studies are done by performance analysis on a permanent basis in various load levels and generation dispatch scenarios through power flow simulations in normal condition and no simultaneous contingency of the network elements (n-1 criteria). The analysis to the expansion of the transmission system planning follow a minimum performance criteria, and the selection of alternatives conducted under perspective of the electrical performance equalization and the minimum overall cost approach. These studies considers, in addition to costs relating to electrical system losses, the investments for the necessary expansion of the

Basic Network, in other transmission facilities (voltage level below 230 kV) in the distribution network and the facilities of the restricted use of each enterprise.

ANEEL and the government must develop regulations to encourage large-scale mixed power plants, with wind, photovoltaic and energy storage operating together.

Although the increase in energy prices, due to transmission expansion, is negligible as we see on this paper, there are other reasons, such as the need for matching the deadlines for starting operation of generation and its transmission, which could be improved with a generation and transmission joint bid. Such thoughts lead us to look for an integrated energy planning, to consider the cost of different sources of generation with the corresponding needed expansion of the transmission system and its actual scheduling times of construction. In these deadlines, one cannot forget the environmental licensing processes and the land release for granted, which usually are responsible by a significant delay in the operation start of transmission lines and power plants.

Joint bid auctions for generation and transmission, can be carried out without changing both current models. Three ways of implementation of the auctions are suggested.

A. Auction G & T

With a single price, where the transmission facilities costs would be added to the energy price. As we have previously seen, the energy price increase is not significant, what would maintain the competition between the various sources with their restricted interest transmission networks. There would be a single G & T contract with the possibility of segregation of transmission. The laws and regulations allow that, after completed, the transmission facilities can be transferred, free of charge, to a transmission company, following certain rules.

B. Auction G + T (1)

With the price of energy and transmission revenue distinct and a single buyer. In this case, we use the score auction concept with weights to put the discounts in energy price and RAP at the same base (Equation 2) to get the lowest overall cost for users that will define the auction winner. There will be a single G & T contract with the possibility of partial disposal, only the transmission or only the generation. The sale will take place through direct sale of the facilities, from an entrepreneur to another with technical and economic qualification accepted by ANEEL.

$$SB = \frac{G_{\%} * G_{\$} + T_{\%} * T_{\$}}{G_{\$} + T_{\$}} \quad (2)$$

Where:
$G_{\%}$ is the energy price discount in percent;
$G_{\$}$ is the energy price in R$/MWh;
$T_{\%}$ is the transmission revenue discount in percent;
$T_{\$}$ is the transmission revenue in R$/year;

C. Auction G + T (2)

With energy prices and transmission revenues distinct and one or two buyers. It applies the same previous methodology to define the winner of the auction. There will be two contracts, one of generation and another of transmission with cross default clauses to transfer the risk of delay between each other, ie, if one company finishes the work before the other will not be entitled to payment until the entry in operation of the other.

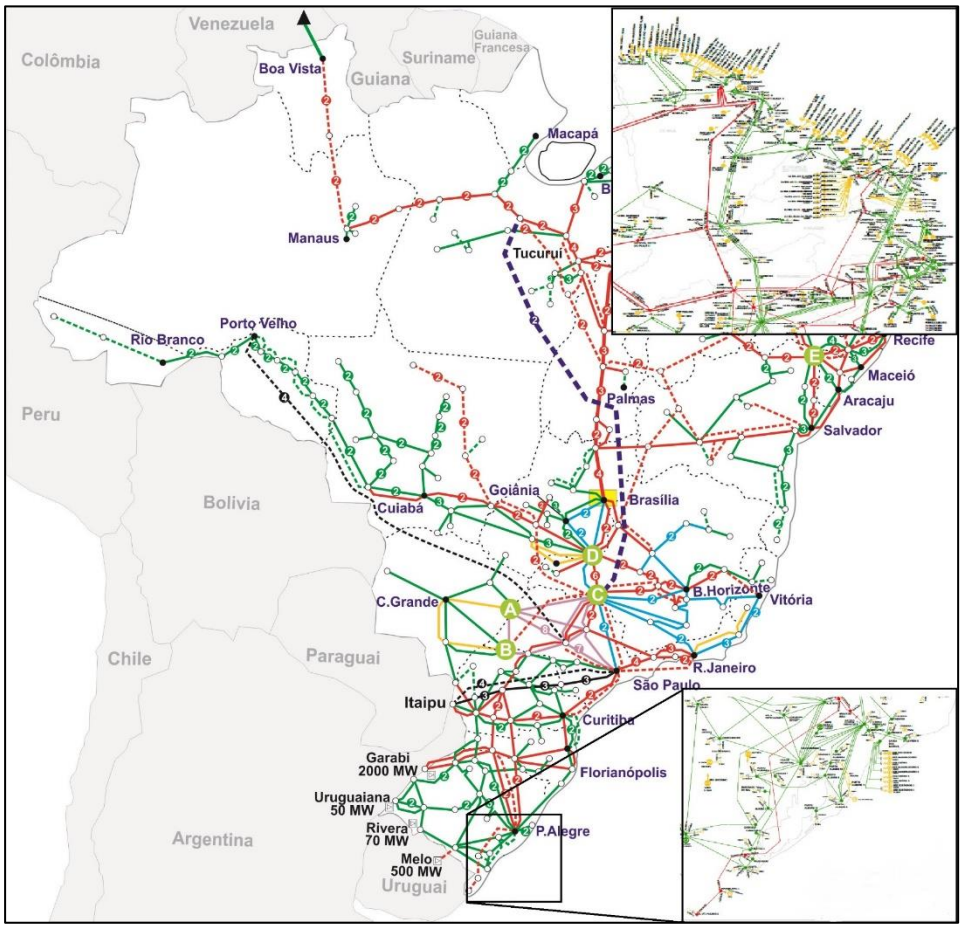


Figure 5 – Main location of wind farmes

REFERENCES

[1] Web page of ANEEL, http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm accessed on 2019, 01/18;

[2] Resolução nº 24/2001, foud at http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolução/RES24-01.htm on 2019, 01/18;

[3] Lei nº 10.438/2002, found at http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/2002/L10438.htm on 2019, 01/18;

[4] Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica, Boletim de Dados, November of 2018,

found at http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/11/Numeros-ABEEolica-Novembr.pdf on 2019, 01/18;

[5] Lei nº 10.848/2004, foud at http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm on 2019, 01/18;

[6] https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/index.html, accessed on 2019, 01/22.

[7] Web page of National Electric System Operator (ONS, *Operador Nacional do Sistema Elétrico in Portuguese*) http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas, accessed on 2019, 01/22.

[8] Web page of EPE, https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/, accessed on 2019, 01/22;

[9] EPE/MME, Plano Decenal de Expansão da Energia 2027, dezembro de 2018.

REGULAÇÃO DO MERCADO EÓLICO OFFSHORE NO BRASIL: LIÇÕES APRENDIDAS A PARTIR DA EXPERIÊNCIA DO REINO UNIDO E DINAMARCA

Andressa Santiso[1], Mario González[2], David Cassimiro[3], Rafael Vascocelos[4], Marllen Santos[5]

1, 2, 3, 4 e 5 CriAção – Grupo de pesquisa em Inovação de Produtos e Processos para Energias Renováveis/ Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção/ UFRN

andressamsantiso@gmail.com; mario@ct.ufrn.br; davidcassi@yahoo.com.br; rafaelmonteirov@yahoo.com.br; marllenaylla@hotmail.com

RESUMO

A energia eólica é uma das fontes renováveis que mais cresce no mundo. Muito embora a tecnologia eólica offshore já exista desde os anos 1990, somente obteve destaque nos últimos 10 anos. O Litoral Brasileiro possui um grande potencial eólico, porém a regulação deste mercado ainda está sendo discutida. O tema regulatório é um grande desafio em diversos países e causam atrasos no desenvolvimento de um setor econômico. Este estudo tem por objetivo propor lições aprendidas que devem ser consideradas na implementação desta fonte de energia no Brasil, com base nas experiências do desenvolvimento do mercado eólico offshore de países com experiência nesta fonte energética: o Reino Unido e a Dinamarca. As principais lições aprendidas foram: i) o processo de concessão de área para projetos de usinas eólicas offshore deveriam ter duas entradas: a de portas abertas e a oferta de área mediante leilão; ii) o processo de concessão da área e a emissão de licenças deveria ser centralizado em um número mínimo de instituições; iii) o modelo de transmissão deve ser selecionado levando em consideração a quem os custos devem ser redirecionados; iv) a tarifa de feed in como subsídio e inserida no contrato de compra de energia proveniente de leilão.

Palavras chave: Energia eólica Offshore; Processo regulatório; Implementação de usinas eólicas offshore; Marco regulatório.

ABSTRACT

Wind energy is one of the fastest growing renewable sources in the world. Although offshore wind technology has existed since the 1990s, it has only been developed in the last 10 years. The Brazilian

coast has great wind potential; however, the regulation of this market is still being discussed. The regulatory issue is a major challenge in many countries and causes delays in the development of an economic sector. This study aims to propose lessons learned that should be considered in the implementation of this energy source in Brazil, based on effective offshore wind energy policies that have helped to accelerate the growth of their offshore wind energy sector in the United Kingdom and Denmark. The main lessons learned were: i) the process of granting area for projects of offshore wind farms should have two entrances: open-doors and the tender; ii) the process of granting the area and issuing licenses should be centralized in a minimum number of institutions; iii) the model of transmission must be selected taking into consideration to whom the costs must be redirected; iv) the feed-in tariff as a subsidy and included in the contract for the purchase of energy earned on the tender.

Palavras chave: Offshore Wind Energy; Regulatory process; Implementation of offshore wind farms; Regulatory framework.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com estudos prospectivos, realizados pelo IRENA (2018a), sobre fontes de geração de energia elétrica, em 2050 a participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica será de 85%. A energia eólica é uma das indústrias renováveis que mais cresce no mundo e alcançou em 2017 a marca de 539 GW de capacidade instalada (GWEC, 2018).

O Brasil, que alcançou em 2018 a oitava posição no ranking mundial da capacidade instalada em energia eólica, possui usinas próximas a sua costa e possuem os maiores fatores de capacidade mundial, o que se infere a que no mar brasileiro o fator de capacidade deva ser ainda maior (GWEC, 2018). Além disso, o Litoral brasileiro possui um grande potencial a ser explorado devido a sua extensão, com cerca de 9.650 km de litoral e uma área de 3,6 milhões de km² na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) (SILVA 2015).

O processo regulatório para a concessão e licenciamento de usinas eólicas no mar é um grande desafio em diversos países e tem papel crucial para incentivo da indústria (THOPSEN, 2014). Para que ocorra o desenvolvimento da energia eólica *offshore* em um determinado país, é necessária a participação de diversos stakeholders, dentre eles o governo federal, órgãos regulamentadores, setor regulador de energia elétrica, dentre outros (FEO; LUDMIR, 2009; GWEC, 2014).

No Brasil a regulamentação da indústria de energia eólica no mar ainda está em estágios iniciais. Portanto, o estudo de regimes regulatórios dos países que implementaram usinas eólicas *offshore* podem ajudar a estruturar um marco regulatório para o setor no Brasil através das boas práticas desenvolvidas. Nesse sentido, foram selecionados dois países que possuem experiência no mercado eólico offshore: o Reino Unido e a Dinamarca.

A Dinamarca foi selecionada por ser o país em implementar a primeira usina eólica *offshore* no mundo, ter a participação de mais de 44% da eletricidade advinda da fonte eólica (GWEC, 2018), ter os principais fabricantes de turbinas localizados no país e, possuir centros de pesquisa que são referência mundial nesta temática. O Reino Unido por sua vez, é o país que detém da maior capacidade instalada de energia eólica *offshore* no mundo (GWEC, 2018). Também, similar ao Brasil, possui uma indústria de óleo e gás *offshore* desenvolvida e madura, sendo assim uma região importante e que deve ter sua regulamentação estudada. Perante a isto surge a questão da pesquisa: Quais lições o Brasil pode aprender com a experiencia do Reino Unido e Dinamarca no desenvolvimento da energia eólica *offshore*?

Desta forma, neste estudo foram identificadas lições aprendidas pelo UK e a Dinamarca. O artigo está organizado em seis seções. A primeira seção foi a introdução. A segunda seção apresenta a fundamentação teórica. A terceira seção descreve o método da pesquisa. Na quarta seção são apresentados os estudos de caso. Na quinta seção os resultados. Na sexta seção as considerações finais, conclusões e recomendações.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O setor de energia no Brasil passou por significativo ciclo de expansão após a crise energética de 2001 que estimulou grandes investimentos que alavancaram a capacidade de fornecimento no sistema elétrico brasileiro. A energia eólica foi uma das energias que mais se desenvolveu, sendo responsável, entre os anos de 2012 a 2016 por mais de um quinto da expansão de capacidade da matriz elétrica brasileira (WWF, 2015; ARAÚJO; WILLCOX, 2018).

Em 2018, o Brasil ocupou o posto entre os nove países com capacidade instalada de geração eólica. Entretanto, para isso foi necessária uma política energética estruturada e articulada com diversos mecanismos de incentivo diretos, que se referem a políticas para desenvolvimento da indústria eólica local, e indiretos que, atuam no fomento da energia eólica em geral e,

consequentemente, promovem incentivos para a indústria local, que viabilizassem a expansão desse setor (ARAÚJO; WILLCOX, 2018).

Com relação ao mercado eólico offshore, em 2017, houve um acréscimo de 30% relativo a 2016, atingindo um recorde histórico de capacidade instalada. A rápida expansão deste mercado ocorre tanto em países tradicionais que utilizam energia eólica da Europa como Dinamarca, Inglaterra, Escócia, Alemanha, Holanda e países que iniciaram recentemente o investimento, como a EUA, Canadá, Índia, Austrália, Japão, Taiwan, China e Turquia (GWEC, 2018).

A adoção da energia eólica offshore está sendo impulsionada de forma diferente dependendo dos países e de vários fatores (ESTEBAN et al., 2010). Alguns deles compreendem a variabilidade do vento, a velocidade do vento, efeitos de turbulência, falta de espaço em terra, impacto sonoro e visual e custos de transmissão e distribuição (FOX, 2015; ESTEBAN et al., 2010). Além disso, os avanços na tecnologia da turbina eólica no mar permitem a redução do Levelized Cost of Energy (LCOE) das usinas (IRENA, 2018b).

Entretanto, os principais desafios da energia eólica offshore, especificamente em um país que inicia a sua adoção, são o custo da energia das primeiras usinas e o processo regulatório na concessão e licenciamentos (MUSIAL; BONNIE, 2010; ESTEBAM et al., 2010; GREEN; VASILAKOS, 2011).

Uma regulação efetiva e bem dimensionada tem importância vital na sociedade em geral. Um regime regulatório é responsável por promover o desenvolvimento de um setor, a competição e dar a segurança aos investidores (PROENÇA; COSTA; MONTAGNER, 2006; LEVY; SPILLER, 1994).

3 MÉTODO DA PESQUISA

Este artigo se caracteriza, com relação ao gênero de sua pesquisa como prática e exploratória com objetivo de aprimoramento de ideias (DEMO, 1985). É classificada como uma pesquisa aplicada visto que objetiva gerar conhecimentos novos e qualitativa caracterizando-se pela não utilização de representatividade numérica ou instrumental estatístico na análise dos dados (GERHARDT; SILVEIRA, 2009). Além disso, é também uma pesquisa bibliográfica visto que procura conhecer, explicar, analisar e discutir um tema com base em materiais já elaborados, como livros e artigos científicos. Ademais, este trabalho trata de um estudo de casos múltiplos através da análise do

processo de regulamentação do Reino Unido e da Dinamarca (YIN, 2001; VOSS et al., EISENARDT; GRAEBNER, 2007).

O Procedimento da pesquisa contemplou três fases: i) Fundamentação teórica sobre os temas desenvolvimento da indústria eólica no Brasil, regulamentação de um setor econômico e Energia eólica offshore; ii) condução do estudo de casos com os países do Reino Unido e Dinamarca e; iii) Análise e levantamento das lições aprendidas.

4 ESTUDOS DE CASOS

4.1 REINO UNIDO

O Reino Unido detém o maior número de usinas eólicas offshore e da maior capacidade instalada, correspondendo a 43% do total (TCE, 2017). Devido a suas metas ambiciosas, ao procedimento de consentimento relativamente mais simples e excelente potencial eólico offshore, este mercado tem sido impulsionado a cada ano (MANI; DHINGRA, 2013).

A primeira usina eólica offshore, a Blyth Harbour, foi instalada em 2000 e conta com duas turbinas experimentais e capacidade instalada de 4 MW. A usina serviu de teste para a oferta das áreas da primeira rodada de licitações (DELAY; JENNINGS, 2008).

Em 2001 foi lançado pelo Department of Trade and Industry (DTI) o Offshore wind capital grants scheme para incentivar o desenvolvimento de usinas eólicas de larga escala, e foi realizada a primeira rodada de aprovações para usinas offshore (FENG; TAVNER; LONG, 2010). A segunda rodada para aprovação de usinas offshore ocorreu em 2003 (MANI; DHINGRA, 2013).

Em 2008 foi lançado o Climate Change Act, estabelecendo uma meta de redução da emissão de carbono para 2050. Para conseguir atingir o proposto nas metas estabelecidas, o governo lançou em 2009 uma estratégia para o aumento em 15% da energia através de fontes renováveis. Foi então realizada a terceira rodada para usinas offshore (DB, 2011; HM GOVERNMENT, 2013).

4.1.1 INCENTIVOS

O governo do Reino Unido está comprometido a minimizar os custos para o consumidor, assim, os subsídios para as fontes de geração de baixo carbono devem estar dentro de uma Levy Control Framework (LFC). Os três componentes do LFC são o Renewables Obligation (RO), Feed-in-tariffs *scheme* (FITs) e os Contracts-for-Difference (CfDs) (NAO, 2013; UK GOVERNMENT, 2015).

O RO é atualmente o principal mecanismo de apoio para energia renovável do Reino Unido, impondo aos fornecedores de eletricidade a obrigação de que parte de seu fornecimento seja a partir de fontes renováveis elegíveis durante o período de 20 anos. O custo relacionado a essa política é repassado pelos fornecedores de energia para os clientes. As empresas fornecedoras de eletricidade fazem isso através da compra de um Renewable Obligation Certificate (ROC), que são administrados pela Ofgem (TOKE, 2011; OFGEM, 2012; NAO, 2013; GRIMWOOD; ARES, 2016).

Desde abril de 2010, foram introduzidas também as tarifas FIT para usinas de 5 MW ou menores, visando aumentar a micro geração. Através deste subsidio, os fornecedores de eletricidade pagam um preço fixo por MWh pela eletricidade que os geradores de energia renovável de pequeno porte geram, bem como um prêmio adicional pela eletricidade gerada a mais que exportem para a rede (GRIMWOOD; ARES, 2016).

O CfD foi introduzido em 2014 com o intuído de garantir o investimento necessário através do fornecimento de receitas estáveis de longo prazo para projetos eólicos offshore, garantindo maior segurança aos investidores. Este subsidio corresponde a um contrato financeiro de 15 anos, entre a empresa produtora de energia de baixos índices de carbono e uma agência de contraparte, no qual os pagamentos são feitos com base nos strike price (tarifa) especificados no contrato e um valor referência do mercado de eletricidade. O CfD está substituindo o RO. (DB, 2011; UK GOVERNMENT, 2015; OSW, 2015).

4.1.2 REGULAÇÃO DO MERCADO EÓLICO OFFSHORE DO UK

O Reino Unido possui um ambiente regulatório estável, muito embora a quantidade de projetos cancelados seja maior que os demais países. Isto se deve à falta de experiência com eólica offshore. O tempo médio para processamento dos projetos no país não ultrapassa 1 ano e meio, sendo uma média de 18 meses na Inglaterra e 15 meses na Escócia (OSW, 2015; SALVADOR; GIMENO; LARRUGA, 2018).

A coroa britânica (The Crown Estate - TCE) é proprietária de quase todo o leito marinho territorial, que abrange as águas territoriais, que vão a uma distância máxima de 12 milhas náuticas da costa. Além disso, a TCE também possui o direito de explorar o recurso eólico das águas da ZEE concedido pelo Energy Act 2004 que vão de 12 a 200 milhas náuticas. Dessa forma, a TCE possui o direito de conceder arrendamentos ou licenças, com exceção das atividades envolvendo o carvão, petróleo e gás (DTI, 2002; MANI; DHINGRA, 2013).

Primeiramente os desenvolvedores recebem um acordo para arrendamento do TCE sob determinada área. Em seguida, deve obter todos os consentimentos legais requeridos através do processo de consentimento que será descrito posteriormente. Com todos os consentimentos, o TCE garante o arrendamento para o desenvolvedor (TCE, 2016).

Os arrendamentos no Reino Unido têm sido ofertados pelo TCE através de rodadas de licitação, permitindo o planejamento de projetos para os próximos anos já que não havia conhecimento sobre este tipo de projeto. A primeira rodada foi considerada como rodada de demonstração, já que não havia um conhecimento prévio do processo de regulamentação da energia eólica offshore. Nesta rodada os desenvolvedores aplicaram seus projetos para a área de sua escolha dentro das águas territoriais e com algumas restrições, como o tamanho mínimo de 20 MW e com uma quantidade máxima de 30 turbinas dentro de uma área menor que 10 km2 (DTI, 2002; DECC, 2011; THOPSEN, 2014).

Os critérios utilizados pelo Crown Estate nesta rodada para avaliação das propostas foram a capacidade financeira dos candidatos, a especialização em desenvolvimento offshore e, principalmente, a especialidade em turbinas eólicas. O desenvolvedor tinha três anos para obter todas as licenças e consentimentos para que pudesse então ter o contrato de locação assinado por 22 anos (DTI, 2002; DECC, 2011).

Na segunda rodada, realizada em dezembro de 2003, os desenvolvedores deviam aplicar o projeto para áreas ofertadas pela TCE. A TCE identificou previamente três áreas estratégicas em águas na ZEE através de uma Strategic Environmental Assessment (SEA) conduzida pelo Department of Energy and Climate Change (DECC). Os desenvolvedores precisavam obter o acordo de arrendamento conforme os procedimentos da Rodada 1, restringindo-se às zonas identificadas pelo TCE (SNYDER; KAISER, 2009; MANI; DHINGRA, 2013).

Já na terceira rodada conduzida em 2009, o TCE identificou nove áreas através de outra SEA. Nesta rodada foi aplicada uma nova legislação, com otimizações observadas na primeira e na segunda rodada para a redução de organizações envolvidas no processo, assegurando assim a rapidez, clareza e efetividade do processo (GIBSON; HOWSAM, 2010; BARCLAY, 2012; MANI; DHINGRA, 2013).

O governo do Reino Unido criou um órgão chamado Collaborative Offshore Wind farm Research Into the Environment (COWRIE) que seria responsável por estudar os impactos ambientais para

facilitar as autorizações e evitar atrasos. Também foi criado o Offshore Renewables Consents Unit (ORCU) como uma agência de apoio para ajudar os desenvolvedores a conseguir os consentimentos (MANI; DHINGRA, 2013).

O consentimento de áreas para projetos de usinas eólicas offshore no Reino Unido, na primeira e na segunda rodada, podia ser realizado através de duas vias legislativas principais e cabia aos desenvolvedores escolher qual o mais adequado, seja ele baseado na Seção 36 do Electricity Act de 1989 e seção 34 do Coast Protection Act de 1949, ou em um pedido sobre o Transport and Works Act (TWA) de 1992. Em ambos os casos, era necessária uma licença sobre a Seção 5 do Food and Environment Protection Act (FEPA) de 1985 (DTI, 2002).

Neste processo era necessário consentimentos separados que eram emitidos por diferentes órgãos, tornando o processo bem mais complexo e os atrasos mais frequentes. Os consentimentos das rodadas 1 e 2 foram garantidos, em sua maioria, através da seção 36, mas na rodada 3 foi realizada sob um novo processo (DEFRA, 2009; GIBSON; HOWSAM, 2010).

No novo processo, os órgãos e o processo de regulamentação variam de acordo com os países e o tamanho do parque. O Planning Act definido em 2008, reduziu o número de consentimentos requeridos na regulação previa para a Inglaterra e o País de Gales, e definiu a Infrastructure Planning Commision (IPC) como responsável pelo processo. No entanto, o Localism Act 2011 aboliu este órgão e transferiu sua autoridade para um órgão público não departamental, o Planning Inspectorate. Na Inglaterra e no País de Gales o Planning Inspectorate é o órgão responsável pelo gerenciamento e processamento do consentimento de usinas eólicas com mais de 100 MW instalados. Entretanto, os projetos acima de 100 MW são chamados de Nationally Significant Infrastructure Projects (NSIP) e requerem uma ordem de consentimento para o desenvolvimento emitida pelo Secretário do Estado de Energia e Mudança Climática do Reino Unido. Portanto, o Planning Inspectore é responsável por realizar todo o processo e o envia para o DECC onde o Secretário do Estado tomará a decisão (LE LIEVRE; O'HAGAN, 2015; GIBSON; HOWSAM, 2010; ORFORD; HENDERSON, 2018; SALVADOR; GIMENO; LARRUGA, 2018; UK GOVERNMENT, 2018a).

Em 2009 o Marine and Coastal Access Act também reduziu o número de agências e consentimentos necessários estabelecendo a Marine Management Organization (MMO) como o corpo responsável por emitir as licenças para projetos com menos de 100 MW (WRIGHT, 2014; LE

LIEVRE; O'HAGAN, 2015). A partir de 2018, o MMO transferiu seu poder como agência reguladora no País de Gales para o Natural Resources Wales (NRW) (UK GOVERNMENT, 2018b).

Na Escócia de acordo com o Marine Act de 2010 e o Marine and Coastal Access Act de 2009, o governo escocês através da Marine Scotland Licensing Operations Team (MS-LOT), é responsável por emitir as licenças tanto nas águas territoriais até 12 milhas náuticas da costa quanto nas águas de 12 a 200 milhas náuticas. Esse Sistema One-Stop-Shop facilita o processamento simultâneo das licenças (SCOTTISH GOVERNMENT, 2012; WRIGHT, 2014; LE LIEVRE; O'HAGAN, 2015).

Para os estudos ambientais e condução do EIA é de responsabilidade do desenvolvedor, no entanto, pode ser requerido uma SEA que deve ser conduzida pelo DECC (UK GOVERNMENT, 2017).

Com relação a conexão à rede, esta continua sendo um desafio e foi a causa dos atrasos nas rodadas 1 e 2 devido a geração renovável não possuir tratamento especial e prioridade de acesso à rede, como em outros países da Europa. Por este motivo o governo do Reino Unido decidiu separar a geração, da transmissão. Assim, os desenvolvedores precisam aplicar o projeto separadamente para o TSO para obter o acordo da conexão à rede através de um processo de licitação. O operador na Inglaterra e no País de Gales é a "National Grid", já na Escócia é o "Scottish and Southern Energy" ou o "Scottish Power" (TOKE, 2011; OFGEM, 2011).

Esse novo modelo, criado pela Ofgem em 2009, tinha como objetivo aliviar o investimento inicial dos desenvolvedores, distribuindo os custos de conexão da rede para um Offshore Transmission Owner (OFTO). Além disso afirmavam ser um modelo mais eficiente em termos de custos do que o modelo alternativo liderado pelos TSOs que é utilizado na Dinamarca e Alemanha. Porém, no modelo do OFTO, o desenvolvedor paga pela transmissão ao longo dos anos através de uma tarifa de transmissão, tornando o processo mais caro e mais demorado devido a necessidade de um processo de licitação. O processo de licenciamento pode ocorrer em vários estágios do processo de desenvolvimento da usina e vai determinar quais são as responsabilidades do operador. O procedimento mais comum e geralmente utilizado é a abordagem "Generator-Build" na qual o desenvolvedor constrói a rede de transmissão e o OFTO terá a propriedade dela e será responsável pela operação (DTI, 2007; OFGEM, 2011; OFGEM, 2014).

4.2 DINAMARCA

A Dinamarca é o país pioneiro na energia eólica no mundo. Esta fonte de energia corresponde a mais de 44% da demanda de eletricidade (GWEC, 2018), da sua matriz energética. O país possui a quarta maior quantidade de capacidade instalada de energia eólica offshore, atrás do Reino Unido, Alemanha e China (PWC, 2017; WINDEUROPE, 2018).

Devido ao incentivo as energias renováveis, a Dinamarca se tornou o primeiro país do mundo a transportar turbinas eólicas para o mar para o primeiro parque eólico offshore, Vindeby, em 1991 (DEA, 2006; DEA, 2015a; IRENA, 2013). Além disso, o incentivo ao desenvolvimento da cadeia produtiva para um novo setor tornou o país o principal exportador de equipamentos e serviços para usinas eólicas offshore do mundo (DEA, 2015a).

Em 1997, o estudo "The Offshore Wind Turbine Action Plan for Danish Waters" apontou a energia eólica offshore como uma interessante opção renovável que poderia atingir a competitividade e designou cinco áreas adequadas para a energia eólica offshore. Com base no Danish Action Plan on Offshore Wind, o governo dinamarquês solicitou que as empresas produtoras de energia que construíssem usinas de demonstração nessas áreas para investigar os aspectos técnicos, econômicos e ambientais (DEA, 2006; IRENA, 2013; MAST; VAN KUIK; ZAAIJER, 2018).

Em 2004, houve uma reestruturação do setor de fornecimento de energia, com a privatização das empresas de energia (distribuição, transmissão e produção) (MAEGAARD, 2009). A combinação desta medida com o novo subsidio (RPS) fez com que a inserção de novas capacidades de energia eólica diminuísse rapidamente, e o mercado de energia eólica estagnou até 2008, quando uma nova estrutura de apoio foi introduzida, o Energy Policy Agreement 2008 (IRENA, 2013).

Em 2007 a DEA realizou o primeiro Marine Spatial Plan com a publicação do relatório "Future Offshore Turbine Wind Locations - 2025" que examinou diversas possíveis localizações para exploração de energia eólica. No entanto, em 2011, foi emitido um novo relatório, devido a algumas mudanças das condições estruturais com o surgimento de novos interesses, como necessidade de novas pontes, oleodutos, portos, cotas de pesca (DEA, 2017).

4.2.1 INCENTIVOS

A partir do início da década de 1990, o apoio assumiu a forma de uma tarifa de feed-in (FIT) garantida por um período de tempo ou de um acréscimo ao preço de mercado. A tarifa garantia um

preço fixo de 0,3 DKK/kWh em 1993. Esse apoio foi oferecido como uma compensação para os proprietários de turbinas eólicas, já que a produção de eletricidade a partir de turbinas eólicas ainda não podiam competir financeiramente com a produção convencional em usinas de energia que usam carvão, gás natural ou petróleo (BOLINGER, 2001; DEA, 2015b).

Em 1999 o governo decidiu abandonar as FIT e substituí-las por um novo mecanismo, o Renewable Portifolio Standard (RPS). O RPS é um sistema que obriga os geradores de eletricidade a obter uma porção de sua energia total advinda de energias renováveis através de certificados verdes. A legislação deste incentivo só chegou a ser implantada em 2003 devido a complicações do sistema. Em 2004, quando o sistema de feed-in foi abandonado, o desenvolvimento de energia eólica estagnou (BOLINGER, 2001; MEYER, 2006; IRENA, 2013).

Entre 2009 e 2012 foi criada outra tarifa premium para o mercado eólico, de 0,25 DKK/kWh para as primeiras 22.000 horas de geração. Além disso o desenvolvedor recebia 0,023 DKK/kWh para cobrir os custos de balanceamento (GWEC, 2010).

4.2.2 REGULAÇÃO DO MERCADO EÓLICO OFFSHORE DA DINAMARCA

A DEA é a agência responsável pelo processo de permissão desde 2014, sendo a única agência na qual o desenvolvedor deve negociar para obter as aprovações e licenças necessárias, conhecido como um sistema “One Stop Shop” (DEA, 2015c; IRENA, 2018c). Entretanto, algumas outras autoridades possuem responsabilidades no processo regulatório. Uma agência com papel importante é a Energinet.dk, uma empresa estadual independente que é proprietária do sistema de transmissão de gás e energia dinamarquesa (DMA, 2015; ANKER; JORGENSEN, 2015).

O processo de consentimento da Dinamarca pode ser realizado de duas formas, por um procedimento de licitação ou por um procedimento de portas abertas (open-door). No procedimento por licitação, a DEA realiza uma competição aberta para assegurar a escolha do projeto que ofereça o melhor custo-benefício. Nele é oferecido uma determinada área que deve estar dentro do Renewable Energy Act, sendo tanto near-shore quanto na ZEE, bem como a capacidade de turbinas. Assim, os aplicadores devem submeter para a proposta um preço fixado que está disposto a receber pela eletricidade produzida e o que oferecer o melhor projeto com o menor custo é escolhido (DEA, 2015c; GONZÁLEZ; ARÁNTEGUI, 2015).

Nos casos de licitação, um EIA prévio é conduzido pela autoridade dinamarquesa Transmission System Operator (TSO). O TSO realiza tanto o EIA, quanto os estudos geofísicos e geotécnicos para que o tempo do processo de aprovação seja reduzido. Além disso, esta ação fornece segurança para o investimento dos desenvolvedores. Os resultados dos estudos feitos pelo TSO e os custos esperados são publicados com antecedência ao processo de licitação. Entretanto, o vencedor da licitação deve arcar com os custos desse estudo prévio e reembolsar o TSO (GONZÁLEZ; ARÁNTEGUI, 2015; DEA, 2015c).

Já no processo de portas abertas, o desenvolvedor é deve aplicar o projeto para uma determinada área de sua escolha, contanto que não seja uma das áreas do Renewable Energy Act. O EIA, os estudos geotécnicos e geofísicos são de responsabilidade do produtor e são enviados para a DEA no processo (ANKER; JORGENSEN, 2015; DEA, 2018c; DEA, 2015c)

A rede interna da usina que consiste nos cabos entre as turbinas até subestação é de responsabilidade do desenvolvedor. Já a rede que conecta a subestação da usina à subestação onshore é de responsabilidade do TSO que repassa os custos para os consumidores como parte da taxa Public Service Obligation (PSO). O TSO da Dinamarca é a Energinet.dk, uma empresa estatal. Na Dinamarca é oferecida prioridade de despacho na rede como uma segurança para os geradores de energias renováveis para que sempre possam vender e transmitir sua produção. Caso haja contingenciamento, que ocorre raramente, o TSO deve compensar a geração que foi reduzida ou perdida (DEA, 2012; DEA, 2015a; DEA, 2017; BRARD, 2017; EWEA, 2013).

5 ANÁLISE DOS CASOS E IDENTIFICAÇÃO DAS LIÇÕES APRENDIDAS

Com base nos estudos de caso foi possível ter uma percepção da forma como é realizado o processo de regulamentação nos países estudados, que são referência no mercado da energia eólica offshore. O Quadro 1 mostra uma sucinta comparação dos principais aspectos da regulamentação dos casos analisados.

Para a Dinamarca e Escócia existe a predominância de uma única instituição no processo de regulamentação, conhecida como “One-stop-shop”. Este modelo consiste em uma única agência que conduz o processo de concessão de área e licenciamento e, permite ao desenvolvedor uma maior facilidade no processo devido à redução de diferentes agências.

O Reino Unido, no âmbito da Inglaterra e País de Gales, teve seu processo otimizado a partir de 2008. No entanto, anteriormente era um processo burocrático que poderia seguir duas rotas para o processo e tinha diversas agências na emissão de licenças. Na nova regulamentação foram estabelecidas apenas duas agências que serão responsáveis pelo processo de regulamentação e irão variar de acordo com o tamanho da usina. Usinas maiores de 100 MW de capacidade têm seu processo regulado pelo Planing Inspectorate e decisão tomada pelo secretário do estado. Já as usinas de menor capacidade utilizam o MMO. A partir de 2018 os projetos menores de 100 MW do País de Gales não são mais regulados pelo MMO, mas sim pelo NRW. Com base nisso podemos inferir que o modelo da agencia "One-stop-shop" é modelo mais adequado, proporcionando um processo mais rápido e simplificado.

Quadro 1 - Comparação entre os esquemas regulatórios dos casos estudados

	Reino Unido (antes do novo marco)	**Reino Unido (após do novo marco)**	**Dinamarca**
Identificação de áreas	Round 1 – produtor Round 2 – governo através do DECC	TCE através de uma Strategic Environmental Assessment (SEA)	Danish Action Plan Marine Spatial Plan
Modelo de comercialização	Rodadas de licitação (Round 1 e 2)	Rodadas de licitação (Round 3)	Portas abertas ou Licitação pela DEA
Incentivos	ROC	CfD FiT	FiT RPS
Agencia reguladora	TCE – Concessão de áreas Diversas agências reguladoras	TCE – Concessão de áreas Planning Inspectorate MMO NRW MS-LOT	DEA – One Stop Shop
EIA	Produtor	Produtor	Licitação – DEA Portas abertas - produtor
Conexão Grid	Produtor Sem prioridade na rede	Produtor – OFTO Sem prioridade na rede	TSO Prioridade de despacho na rede

Fonte: Elaboração própria (2019).

Com relação à concessão da área identifica-se que tanto o modelo de oferta de área por licitação, como de portas abertas foram utilizados pelo Reino Unido e pela Dinamarca. O Reino Unido, em sua primeira rodada, recebeu áreas de interesse dos produtores. Assim, há uma tendência de utilização do modelo de portas abertas no inicio do desenvolvimento deste mercado, já que a identificação e estudo de áreas por parte do governo, para a oferta de áreas, leva um determinado tempo.

Para a conexão à rede observa-se que há três modelos de transmissão, o modelo no qual o desenvolvedor é responsável pela conexão, o modelo no qual o TSO é responsável e o modelo no

qual o OFTO é o responsável. Na Dinamarca, os custos de construção e operação das linhas de transmissão são do operador do sistema (TSO) que repassam os custos para os consumidores através de taxas. No Reino Unido era utilizado o modelo no qual o desenvolvedor era responsável pelos custos da rede. No entanto, em 2009, o governo e a Ofgem resolveram mudar e implementar o modelo no qual o OFTO, uma terceira parte, é responsável pela grid. O objetivo dessa decisão era reduzir os custos de investimentos iniciais do desenvolvedor e por se mostrar um processo mais eficiente trazendo experiência técnica e capital. No entanto podemos observar que para realizar as operações de transmissão de energia, o OFTO cobra uma taxa ao desenvolvedor pela utilização da transmissão. Sendo assim os custos são repassados para o desenvolvedor que acaba por ter uma maior despesa a longo prazo.

Portanto, cada um dos modelos citados possui características diferentes principalmente quanto ao custo relacionado à transmissão. Para a Dinamarca o modelo do TSO foi adequado, já para o Reino Unido, o modelo mais adequado se tornou o modelo do OFTO, uma terceira parte. Ao selecionar o modelo mais adequado para o Brasil deve-se levar em conta à quem os custos devem ser repassados. Como o modelo do OFTO já foi implementado para a energia eólica onshore e não obteve sucesso, e o operador da transmissão (ONS) provavelmente não teria condições de atuar neste sentido, o modelo mais adequado seria o do desenvolvedor.

E, por fim, com relação a parte de incentivos podemos observar tarifas de feed-in que são oferecidas por um período de normalmente 20 anos para as usinas na Dinamarca. Esta tarifa foi alterada pelo RPS, porém foi uma medida que fez com que o mercado estagnasse nos anos de 2004 a 2008 e, portanto, não se torna uma boa prática. Já no Reino Unido, o RO é a principal medida de incentivo, mas está sendo substituída pelo CfD, no qual o desenvolvedor realiza um contrato com uma contraparte e os valores dependem do preço de mercado da energia. Neste sentido, podemos observar que a tarifa de feed-in é uma medida que é de grande importância e se torna uma boa prática. A introdução dos certificados de compra de energias renováveis teve sucesso no Reino Unido, porém não foi uma boa prática na Dinamarca. Assim, para o Brasil, a tarifa de feed-in inserida no contrato de compra de energia em leilão se torna o modelo mais adequado.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O amplo recurso eólico marítimo brasileiro pode ajudar na diversificação da matriz energética brasileira. No entanto, para o desenvolvimento da indústria eólica offshore no Brasil é necessário um marco regulatório que designe agências reguladoras, crie regulamentações e proponha incentivos para a atração de investidores. Assim, visto a importância da regulamentação, este artigo teve como objetivo dispor de lições aprendidas para o processo de regulamentação para o desenvolvimento do mercado eólico offshore a partir de experiência dos países do Reino Unido e Dinamarca.

Foram analisados os processos de regulamentação de ambos os países e levantados aspectos que podem ser considerados como lições aprendidas para a implementação deste mercado no Brasil. Em resposta à questão levantada na introdução, sobre "Quais lições o Brasil pode aprender com a experiencia do Reino Unido e Dinamarca no desenvolvimento da energia eólica offshore?" no estudo foram identificadas os seguintes: i) o processo de concessão de área para projetos de usinas eólicas offshore deveriam ter duas entradas: a de portas abertas e a oferta de área mediante leilão; ii) o processo de concessão da área e a emissão de licenças deveria ser centralizado em um número mínimo de instituições; iii) o modelo de transmissão deve ser selecionado levando em consideração a quem os custos devem ser redirecionados; iv) a tarifa de feed in deveria ser o subsídio e deve estar inserida no contrato de compra de energia mediante leilão.

Este trabalho possui uma abordagem teórica prévia, uma vez que se trata de um tema complexo e que deve ser analisado detalhadamente. Recomenda-se para futuros temas de pesquisa a análise de outros países com experiencia em energia eólica offshore, como Alemanha, e países iniciantes como comparar esse modelo com o de países, como Índia, Taiwan e os Estados Unidos da América.

REFERÊNCIAS

ANKER, H. T.; JORGENSEN, M. L. **Mapping of the legal framework for siting of wind turbines - Denmark**, n. 239. Frederiksberg: University of Copenhagen, Department of Food and Resource Economics, IFRO Report, 2015.

ARAÚJO, B. P. DE; WILLCOX, L. D. Reflexões críticas sobre a experiência brasileira de política industrial no setor eólico**. BNDES Setorial**, Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, n.47, p. 163-220, 2018. ISSN 1414-9230.

BARCLAY, C. Wind Farm consents - offshore. **House of Commons Library,** [S.l.], p. 1-7, jul. 2012.

BRARD, B. **The regulation of radial grid connection systems for offshore wind farms.** The Netherlands: Faculty of Technology, Policy and Management, Delft University of Technology, 2017.

BOLINGER, M. **Community wind power ownership schemes in Europe and their relevance to the United States.** Berkeley: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, May. 2001. LBNL: 48357.

DANISH ENERGY AGENCY (Dinamarca). **Danish Experiences from Offshore Wind Development.** Copenhagen K: DEA, 2015a. 36 p.

_____. **Wind turbines in Denmark.** Copenhagen K: DEA, 2015b. 32 p.

_____. **Energy Policy Toolkit on Physical Planning of Wind Power:** experiences from Denmark. Copenhagen K: DEA, 2015c. 42 p.

_____. **Danish Offshore Wind:** Key Environmental Issues – a Follow-up. Copenhagen K: The Environmental Group: The Danish Energy Agency, The Danish Nature Agency, DONG Energy and Vattenfall, 2013. 104 p.

_____. **New Danish energy agreement:** 50% of electricity consumption from wind power in 2020. Copenhagen K: DEA, 2012.

_____. **Informações para desenvolvedores de projetos no esquema de portas abertas.** Copenhagen K: DEA, 2018. 16 p.

DANISH MARITIME AUTHORITY (Dinamarca). **Summary Report on North Sea Regulations and Standards:** Review of Maritime and Offshore Regulations and Standards for Offshore Wind. Korsør: DMA, 2015. 40 p.

DB CLIMATE CHANGE ADVISORS. **UK Offshore Wind:** Opportunity, Costs & Financing. Frankfurt am Main: Deutsche Bank Research, 2011. 59 p.

DELAY, T.; JENNINGS, T. **Offshore wind power:** big challenge, big opportunity: Maximising the environmental, economic and security benefits. London: The Carbon Trust, 2008. 112 p.

DEMO, P. **Introdução à Metodologia da Ciência.** 2 ed. São Paulo: Atlas, 1985. 120 p.

DEPARTMENT FOR ENVIRONMENT, FOOD AND RURAL AFFAIRS (Reino Unido). **Our seas:** a shared resource high level marine objective. London: DEFRA, 2009.

DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE (Reino Unido). **UK Renewable Energy Roadmap.** London: DEA, 2011. 107 p.

DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY (Reino Unido). **Future Offshore:** a strategic framework for the offshore wind industry. London: DTI, 2002. 88 p.

DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY (Reino Unido). **Guidance Notes Offshore Wind Farm Consents Process.** London: DTI, 2004. 29 p.

DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY (Reino Unido). **Resposta do Governo à Consulta Conjunta DTI / Ofgem sobre o Licenciamento da Transmissão de Electricidade Offshore.** London: DTI, 2007.

EISENHARDT, K. M.; GRAEBNER, M. Theory building from cases: opportunities and challenges. **Academy of Management Journal**, v. 50, n. 1, p. 25-32, 2007.

ESTEBAN, M. D.; DIEZ, J. J., LOPEZ, J. S.; NEGRO, V. Why offshore wind energy? **Renewable Energy,** [S.l.], v. 36, p. 444-450, 2010.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **EWEA Position Paper on Priority Dispatch of Wind Power**: Paper from the EWEA Large-Scale Integration Working Group, p. 13, 2013.

FEO, E.; LUDMIR, J. Challenges in the Development and Financing of Offshore Wind Energy. **Roger Williams University Law Review.** Bristol, v. 14, 2009. ISSN: 1090-3968.

FOX, B. The Offshore Grid: The Future of America's Offshore Wind Energy Potential. **Ecology Law Quarterly,** Berkeley, v. 43, 2015.

GERHARDT, T. E.; SILVEIRA, D. T. (Org.). **Métodos de pesquisa.** Porto Alegre: Ed. da UFRGS, 2009.

GIBSON, E., HOWSAM, P. The legal framework for offshore wind-farms: a critical analysis of the consent process. **Energy Policy,** [S.l.], v. 38, p. 4692-4702, 2010.

GIL, A. C. Como elaborar projetos de pesquisa. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (Bélgica). **Global Wind 2009 Report.** Bruxelas: GWEC, 2010.

_____. **Annual Market Update 2017 Global Wind Report.** Bruxelas: GWEC, 2018.

_____. **Offshore Wind Policy and Market Assessment:** a global outlook. Facilitating Offshore Wind in India Project. Bruxelas: GWEC, 2014. 76 p.

GONZALEZ, J. S., ARANTEQUI, R. L. The regulatory framework for wind energy in EU Member States: part 1 of the study on the social and economic value of wind energy – WindValueEU. **JRC Scientific and Policy Reports.** Luxembourg: European Commission, Joint Research Centre, 2015. 64 p.

GREEN, R.; VASILAKOS, N. The economics of offshore wind. **Energy Policy**, [S.l.], v. 39, n. 2, p. 496-502, 2011.

GRIMWOOD, G. G., ARES, E. Energy: The Renewables Obligation. **House of Commons Library,** [S.l.], n. 05870, 2016.

HM GOVERNMENT (Reino Unido). **Offshore Wind Industrial Strategy:** business and government action. London, 2013. 77 p.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (Emirados Árabes Unidos). **Global Energy Transformation:** A roadmap to 2050. Abu Dhabi: IRENA, 2018a. 76 p.

_____. **Offshore innovation widens renewable energy options**: Opportunities, challenges and the vital role of international co-operation to spur the global energy transformation. 2018b. 18 p.

_____. **Renewable Capacity Statistics 2018.** Abu Dhabi: IRENA, 2018c. 60 p.

E LIEVRE, C., OHAGAN, A. M. Legal and Institutional Review of National Consenting Systems. **Ricore Project,** [S.l.], Deliverable 2.2, 2015. 53 p.

LEVY, B.; SPILLER, B.T. The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation. **Journal of Law, Economics, and Organization**, [S.l.], v. 10, n. 2, p. 201-246, 1994.

MANI, S., DHINGRA, T. Critique of offshore wind energy policies of the UK and Germany — What are the lessons for India. **Energy Policy,** [S.l.], v. 63, 2013. p. 900-909.

MAEGAARD, P. **Danish Renewable Energy Policy.** Boon: World Council for Renewable Energy, 2017. 20 p.

MAST, E. H. M., VAN KUIK, G. A. M., ZAAIJER, M.B. **Offshore wind energy policies and their effects:** experiences in Denmark and the UK and prospects for the Netherlands. Kluyverweg, The Netherlands, 2018.

MEYER, N. I. Learnings from wind energy policy in EU, with focus on Denmark, Sweden and Spain. In: GIN WIND STREAM CONFERENCE, 2006, Cardiff. **Anais Eletrônicos...** Cardiff, United Kingdom, 2006.

MUSIAL, W.; BONNIE, R. **Large-scale Offshore WindPower in the United States:** Assessment of Opportunities and Barriers. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2010. 240 p.

NATIONAL AUDIT OFFICE (Reino Unido). Department of Energy & Climate Change. **The Levy Control Framework**. London: The Stationery Office, 2013. 44 p.

OFGEM. **Renewables Obligation Annual Report 2010.** London: OFGEM, 2011. 72 p.

_____. **Renewables Obligation Annual Report 2011.** London: OFGEM, 2012. 76 p.

_____. **Rodada de Licitação 3.** London: OFGEM, 2014. Disponível em: <emhttps://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/offshore-transmission/offshore-transmission-tenders/tender-round-3>. Acesso em: 22 set. 2018.

ORFORD, K. HENDERSON, E. **The Planning Series**: 17- Consenting energy generation infrastructure. Cardiff: National Assembly for Wales Research Service, 2018. 11 p.

OSW. **UK Offshore Wind**: Opportunities for trade and investment, UK Trade & Investment, [S.l.: s.n.], 2015.

PROENÇA, J. D.; COSTA, P. V. da; MONTAGNER, P. (Org.). **Desafios da regulação no Brasil.** Brasília: ENAP, 2006.

PWC. **Unlocking Europe's offshore wind potential 2017.** Amsterdam: PwC, 2017. 42 p.

SALVADOR, S., GIMENO, L., LARRUGA, J. S. Streamlining the consent process for the implementation of offshore wind farms in Spain, considering existing regulations in leading European countries. **Ocean and Coastal Management,** [S.l.], v. 157, p. 68-85, 2018.

SILVA, A. R. **Energia eólica em alto mar:** distribuição de recursos e complementaridade hídrica. 2015. 57 f. Tese (Doutorado em Ciências Climáticas) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

SNYDER, B., KAISER, M.J. Offshore wind power in the US: regulatory issues and models for regulation. **Energy Policy,** [S.l.], v. 37, p. 4442–4453, 2009.

THE CROWN ESTATE. **The Crown Estate's role in the development of Offshore Renewable Energy.** London: TCE, 2016. 2 p.

_____. **Offshore wind operational report.** London: TCE, 2017. 11 p.

THE SCOTTISH GOVERNMENT (Escócia). **Marine Scotland Licensing Consents Manual:** Covering Marine Renewables and Offshore Wind Energy Development. Southampton: ABP Marine Environmental Research, 2012. 167 p.

THOPSEN, K. E. **Offshore Wind:** a comprehensive guide to successful offshore wind farm installation. 2. ed. Cambridge: Academic Press, 2014. 404 p.

TOKE, D. T. The UK offshore wind power programme: A sea-change in UK energy policy?. **Energy Policy,** [S.l.], v. 39, 2011.

UK GOVERNMENT (Reino Unido). Marine Management Organisation. **Guidance:** Understand marine wildlife licences and report an incident, 2018a. Disponível em: <https://www.gov.uk/guidance/understand-marine-wildlife-licences-and-report-an-incident>. Acesso em: 26 out. 2018.

_____. Ministry of Housing, Communities & Local Government. **Guidance:** Environmental Impact Assessment. Explains requirements of the Town and Country Planning (Environmental Impact Assessment) Regulations 2017, jul. 2017. Disponível em: < https://www.gov.uk/guidance/environmental-impact-assessment>. Acesso em: 27 out. 2018.

_____. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. **Management of the Levy Control Framework:** Lessons Learned Report (2015). London, 2015. 9 p.

_____. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. **UK Energy Statistics, 2017 & Q4 2017.** Press Notice Department for Business, Energy & Industrial Strategy. London, 2018b. 16 p.

VOSS, C. Case research in operations management. **Researching operations management**. Routledge, 2010. p. 176-209.

WINDEUROPE. **Offshore Wind in Europe:** Key trends and statistics 2017. Bruxelas: WindEurope, 2018. 37 p.

WRIGHT, G. Regulating marine renewable energy development: a preliminary assessment of UK permitting processes. **Underwater Technology,** v. 32, n. 1, p. 39-50, 2014.

WWF. **Desafios e Oportunidades para a energia eólica no Brasil:** recomendações para políticas públicas Relatório Técnico. 1. ed. Brasília, 2015. 36 p.

YIN, R. K. **Estudo de Caso**: Planejamento e Métodos. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

Brazil Wind Power 2019

CONSIDERATIONS AND CONCERNS ABOUT WIND TURBINE NOISE

Sara Rodriguez[1]; Joseph Youssif Saab Junior[2]; Alexandre Martuscelli de Faria[3]; Marcos de Mattos Pimenta[4]

ABSTRACT

The Wind Energy is the fastest growing type of renewable energy in the Brazil. The source is considered the Country's second largest source of electricity and ranks eighth place in the global installed capacity, according to the Global Wind Energy Council (GWEC) in 2017. This expansion of the Wind Energy is pushing the wind farms closer to populated areas, where the noise annoying potential is higher and land availability is lower. This article discusses importance of the aeroacoustic noise emitted by Horizontal Axis Wind Turbine (HAWT), in such a strong growth context. Noise prediction requires the use of appropriate models that can be interactively deployed during the conceptual design of new equipment. Also, this paper briefly discusses the need to develop specific wind turbine noise (WTN) regulations in Brazil, based on measurable parameters consistent with the nature of the sound source in question and its interaction with the environment.

Keywords: Airfoil self-noise. Trailing-edge noise prediction. Wind turbine noise. Wind Turbine Regulations. Horizontal Axis Wind Turbine (HAWT).

[1] Doctor of Science Candidate Researcher at the POLI-WIND Group, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Brazil.
[2] Professor Doctor, Mechanical Engineering Coordinator at the Instituto Mauá de Tecnologia (IMT) and post-doctoral researcher at the POLI-WIND Group.
[3] Doctor of Science Candidate Researcher at the POLI-WIND Group, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Brazil.
[4] Professor Doctor, POLI-WIND Research Group Senior Researcher and Coordinator.

RESUMO

A energia eólica é o tipo de energia renovável que mais cresce no mercado brasileiro, onde o crescimento da oferta deste tipo de energia aumenta rapidamente e é economicamente viável, é considerada a segunda maior fonte de energia do país no ano corrente e também ocupa o oitavo lugar no ranking global de capacidade instalada para geração de energia eólica, segundo o Global Wind Energy Council (GWEC) em 2017. Essa expansão da energia eólica está aproximando os parques eólicos das áreas povoadas, onde o potencial de incômodo proveniente do ruído é maior e a disponibilidade de terra é menor. Este artigo apresenta a importância da indústria eólica em dimensionar o risco de emissões de ruído, especialmente quando se trata de turbinas do tipo eixo horizontal (HAWT). A previsão de ruído requer o uso de aplicativo apropriado e esta análise deve ser considerada desde o início do projeto. Este artigo também mostra a necessidade de se elaborar regulamentações específicas de ruído de turbinas eólicas (WTN) no Brasil (como as existentes nos EUA e na Europa), com base em parâmetros de medição compatíveis com a natureza da fonte sonora em questão e sua interação com o meio ambiente.

Palavras-chave: Ruído Próprio de Aerofólios. Predição de Ruído de Bordo de Fuga. Ruído Proveniente de Turbina Eólica. Regulamentos de Turbina Eólica. Aerogerador de Eixo Horizontal (HAWT)

LIST OF ABBREVIATIONS AND ACRONYMS

Abbreviation	Meaning
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	Amplitude Modulation
AOA	Angle of Attack
ASME	The American Society of Mechanical Engineers
AWEA	American Wind Energy Association – USA
BEM	The Blade Element Momentum method
BL	Boundary Layer
BPF	Blade-Passing Frequency (Hz)
BPM	Brooks, Pope, Marcolini, Airfoil Self Noise Prediction Model
CFD	Computational Fluid Dynamics
CR	Community Reaction
dB	decibel
dB(A)	A-weighted decibel
dB(C)	C-weighted decibel
EPA	Environmental Protection Agency
FAPESP	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo - Brasil
FFT	Fast Fourier Transform
FP	Flat Plate
GE	General Electric
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
IEC	International Electrotechnical Commission
kW	Kilowatt
LA	Low A-weighted noise emission (airfoil)
LBL	Laminar Boundary Layer
LE	Leading Edge
LFN	Low Frequency Noise (Hz)
LH	Left Hand
MW	Megawatt
NASA	National Air and Space Administration - USA
NREL	National Renewable Energy Laboratory – Department of Energy - USA
RANS	Reynolds-Averaged Navier Stokes (Equations)
R&D	Research and Development
SPL	Sound Pressure Level (dB)
SPL1/3	Sound Pressure Level for each 1/3 octave band (dB)
SPLA	A-weighted Sound Pressure Level (dB)
$SPL_{\alpha}; SPL_{a}; SPL_{alpha}$	Sound Pressure level (dB), contribution from the partially unattached flow at the suction side (noise deriving from AOA $\neq$ 0).
SPL_{p}	Sound Pressure level (dB), contribution from the pressure side of the airfoil.
SPL_{s}	Sound Pressure level (dB), contribution from the suction side of the airfoil.
SPW	Sound Power Level (dB)

SST	**Shear Stress Transport (turbulence modeling)**
TBL	**Turbulent Boundary Layer**
TE	**Trailing Edge**
TKE	**Turbulent Kinetic Energy (per unit mass) (m2/s2)**
TSR	**Tip-Speed Ratio**
W	**watt**
WPF	**Wall Pressure Fluctuations**
WPS	**Wisconsin Public Service – USA**
WT	**Wind Turbine**
WTN	**Wind Turbine Noise**
XFLR5	**The XFOIL software with graphic user interface.**
XFOIL	**Hybrid, Potential Flow and Integral Boundary Layer Solver.**
2-D, 2D	**Two-Dimensional (method)**
3-D, 3D	**Three-Dimensional (method)**
%HA	**Percentage of Highly Annoyed People**

LIST OF SYMBOLS

LATIN LETTERS

Letter	Meaning	Units
C_P	Power coefficient	
D	Wind Turbine Rotor diameter	m
F_V		N
f	Sound or noise frequency	$1/s$
L_{dn}	Day-and-night sound pressure levels	dB
L_{eq}	Equivalent Sound Pressure Level	dB
L_p		dB
L_W	linear model for WT Sound Power Level (SPW)	dB
L_{WA}	Individual Sound Power Level	dB
L_{10}	Exceedance level limit for 10% of the time	dB
L_{90}	Exceedance level limit for 90% of the time	dB
P	Acoustic power for a dipole-type source	
P_{mec}	Available mechanical power	W
$p(t)$	Time signal of acoustic pressure	Pa
R	Rotor radius, total	m
r	Distance from source to observer point, in the far field	m
SPL	Sound Pressure Level	dB
U	Velocity, local flow	m/s
U_∞	Velocity, freestream	m/s

GREEK LETTERS

Letter	Meaning	Units
λ	Tip Speed Ratio (also TSR)	
μ	Viscosity, dynamic or first coefficient	$Pa.s$
ν	Viscosity, kinematic	m^2/s
ρ_0	Density, undisturbed fluid	kg/m^3
σ	Modal value of the wind speed	m/s

1. INTRODUCTION

Wind energy is one of the most important renewable energy sources nowadays and its rapid expansion worldwide is pushing the wind farms closer to the populated areas. This entails one of the main obstacles to the use of wind turbines, the noise produced by them, which annoys residents and the local fauna in the vicinity. The noise emitted by wind turbines, by its particularities and in the conditions described must follow strict rules, already existing in the USA and Europe but not in Brazil, that warns nearly future problems.

Helpfully, the advances in the projects of wind turbines may predict appropriately the noise produced by them and avoid future neighborhood and legal problems for the installation of wind parks.

2. WIND TURBINE NOISE (WTN)

> *"Noise emission is one of the major obstacles for a further spread of onshore wind turbines and significantly affects public acceptance" (Herrig, Wurz, Kamruzzaman, & Kramer, 2007).*

A wind turbine radiates noise of mechanic and aerodynamic origins. Mechanical noise may originate in the generator and, in the case of indirect-drive units, from the gearbox, this noise is transmitted along the structure before it gets

airborne, radiated from its own surfaces like the the tower and the rotor blades. With the adoption of the WT rotor in an upwind position for HAWT and adoption of the direct-drive system, the mechanical noises, illustrated in Figure 2.1, and the rotor/tower wake interaction problems have been minimized.

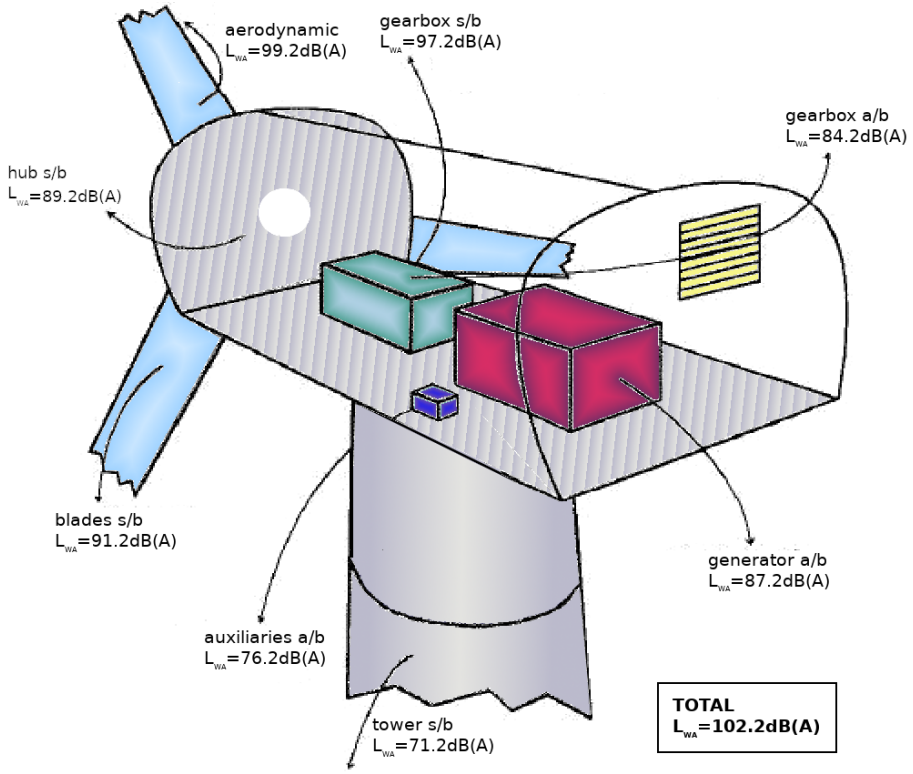


Figure 2.1 Contribution of individual components to the total sound power level of a Wind turbine (Pinder, 1992).

By the other hand aerodynamic noise classified as *self-noise* or *interaction noise* (Blake, 1986 II) it is more dominating than other sources and is a great challenge to find ways for it mitigation, it is radiated from the blades, from the wake in the near-field region (the airfoil self-noise), and from the interaction of the rotor with inflow turbulence and tower wake (the interaction noise).

Despite the many design configurations available for wind turbines, the most profitable and with greater capacity of energy production, bulk of the installed capacity in U.S., Europe and Brazil, is the HAWT. For this turbines the form of large-size is essentially fixed nowadays, but rotor diameter is continuously increasing as a way of harvesting more wind power (Burton, Sharpe, Jenkins, & Bossanyi,

2008), as predicted by the equation of the available mechanical power for turbo machinery (Hansen, 2008):

$$P_{mech} = \tfrac{1}{2} C_p \rho_0 \pi R^2 U_\infty{}^3 \quad [W] \qquad \text{(Eq. 1)}$$

where C_p is the power coefficient, limited to 0.59 for unducted WT, the Betz Limit and R is the radius of the rotor. A typical modern, large-size WT, characteristic value for C_p is around 0.40 (Ragheb & Ragheb, 2011). The available mechanical power is plotted in Figure 2.2, for a range of rotor diameter and wind speeds, for illustration purposes.

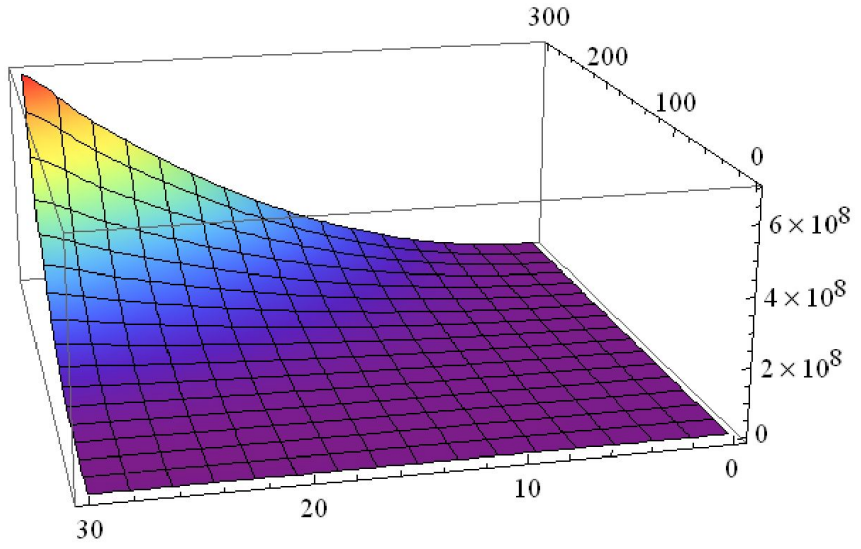


Figure 2.2 3-D plot of the available mechanical power P_{mec} for a WT, Eq. (1), for wind speeds from 0 to 30 m/s and rotor diameters from 0 to 300 m. Theoretical Betz limit used for C_p and sea-level, standard day density.

Therefore the increase in the size of turbines come with the multitude of benefits, in particular helping to drive down the cost of wind energy because wind speeds increase with altitude, thus the taller the turbine the faster it spins and the more energy it can generate. Furthermore, the wind is generally steadier higher up, easing power peaks and troughs and increasing reliability. The trend is to increase the size of the turbines and not the wind farms, reducing maintenance and operation costs. Figure 2.3 further illustrate the tendency for larger rotor diameter in modern equipment.

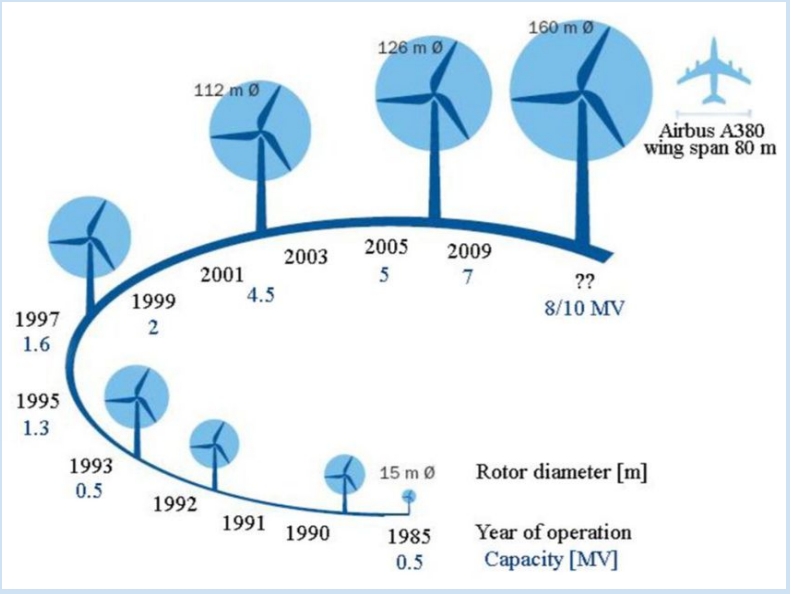


Figure 2.3 Utility-grade blade length growth over time (Sánchez *et al*).

For the sake of the argument it will be assumed that the aerodynamic self-noise sources of a WT may be represented by dipole-type sources, by employing a semi-infinite flat plate approximation for the WT blade airfoil, it can be shown analytically[5] that the acoustic power, which is proportional to the square of the acoustic pressure, p, scales with the sixth power of the flow velocity: $p^2 \tilde{} U^6$. Then, while the power increases with the third power of the wind velocity, the aerodynamic noise will increase with the sixth power of the local wind velocity, bringing the technology to a stall.

For the modern lift-type WT, the ratio between the tangential velocity of the blade tip and the velocity of the approaching wind is in the range of 6 to 8 (Ragheb & Ragheb, 2011). This dimensionless ratio is a very important performance parameter, of which the power coefficient depends upon and is called *Tip Speed Ratio*, (TSR, λ).

$$TSR = \lambda = \frac{blade\ tip\ tangential\ velocity}{wind\ velocity} = \frac{\omega R}{U_\infty} \qquad \text{(Eq. 2)}$$

For a 15 m/s approaching wind a WT with a TSR of 6 would operate with a tangential velocity close to 90 m/s at the tip of the blades. Because of this trend, blades sized only for performance will produce ever stronger sound power levels

[5] Assumed dipole source model, see (Norton & Karczub, 2003), p. 154.

(SPW) and will demand ever growing sites (and related investments) for operating within acceptable noise levels measured at the households closest to the wind farm.

3 Relevance of Subject for the Industry

Airfoil self-noise is the total noise produced when an airfoil encounters smooth, non-turbulent inflow. It results from the interaction between the airfoil blade and the turbulence produced inside its own boundary layer and near wake (Brooks, Pope, & Marcolini, 1989). The noise spectrum associated with airfoil self-noise is typically of broadband nature, but tonal components may arise due to laminar separation bubbles, blunt trailing edges or flow over slits and holes (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996).

There are many self-noise producing mechanisms and a sizeable effort has been devoted to studying this subject[6] that aim at identifying noise source location; quantifying emission power levels associated with the source in the near field; quantifying immission pressure levels associated with the observer position in the far field; and trying to identify noise abatement techniques for use in the emission, transmission or immission phases.

When the WT airfoil is large compared to the turbulent eddies typical length scale, the sound from the eddies will be scattered at the edges of the airfoil, producing “leading edge noise” due to inflow turbulence and “Trailing Edge (TE) noise” by to its own turbulent boundary layer (Oerlemans, 2011). Among the several airfoil self-noise emitting mechanisms identified to date, this noise mechanism has been found to display a dipole nature[7] (Brooks & Hodgson, 1981), and has been considered the main source of high-frequency noise (750 Hz < f < 2 kHz) for an airfoil in low angle-of-attach (AOA), low Mach number, smooth inflow regime (Brooks, Pope, & Marcolini, 1989) and (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996).

[6] Bibliographic research covering the 1975-2012 timeframe on the HighTech (Proquest) database revealed 1,424 papers under “trailing edge noise” keywords. Nevertheless the number of trailing edge noise papers further associated with the “numerical methods” keywords is down to 47 papers only.
[7] Under certain conditions, i.e., when the airfoil may be considered a compact source.

The problem of TE noise emission is relevant for aircraft[8] industry but mainly it is of growing importance to the thriving Wind Turbine industry (Bowdler & Leventhall, 2011). The economy of scale brought about by larger rotor diameters, the advancement of this important renewable energy source in the world energy matrix and the concept of *distributed generation*[9] in the wind energy industry, they all depend upon tools that will allow designing more efficient, quieter and larger WT Blades, in an affordable manner.

Since the airfoil self-noise acoustic pressure scales with the fifth or sixth power of the flow speed[10], and stronger winds and larger area rotors both lead to increased local flow speed on the outboard section of the blades, one might expect a growing concern with the wind turbine noise as the equipment grows in size and wind energy increases its share in the world energy matrix. Therefore, that two of the largest issues the WT manufacturers are currently facing are the WTN and the wear (abrasion) of the blade composite material Leading Edge (LE) (Sloth, 2011)[11]. Both problems derive from the high tangential velocities attained at the blade outboard sections, even in mild wind conditions.

Designing for low noise for the WT industry, different from aircraft area (Da Silva, 2011; Orselli, 2011), is a new requirement and challenge, since most efforts have been historically aimed at improving aerodynamic performance since the first oil crisis. An insight of the WT industry point of view concerning noise was obtained through a field research carried out by the authors during a Wind Energy Conference event (AWEA 2012[12]), when ten important WT industry players[13] completed a survey designed to understand the importance of WTN to their companies, the methods

[8] As an example, between 2009 and 2011 an extensive research concerning all aspects of passenger acoustic cabin comfort was conducted at Poli-USP, funded by FAPESP and Embraer.
[9] As of January 2013, 57% of the work-in-progress for the expansion of the electricity grid is behind schedule in Brazil (Domingos, 2013). This represents 238 lines and relay stations with problems, and at least 644 MW of hydraulic-generated electricity and 293 MW of wind-generated electricity that cannot be delivered to the grid.
[10] Depending upon the source being compact or non-compact.
[11] Two teleconferences were held between the author and Dr. Erik Sloth, Senior Specialist on Noise and Vibration for Suzlon Blade Tech., Denmark, in 2011.
[12] American Wind Energy Association annual Conference, held in Atlanta, Ga.
[13] Including five large companies that altogether manufactured 55% of all U.S. installed wind power capacity as of the end of 2011.

used for WTN prediction and also how soon in the product development cycle they considered the noise problem. Some of the most relevant conclusions drawn from the survey are:

- The subject “Wind Turbine Noise” was considered relevant by all respondents;
- Although eight out of ten mentioned that they tried to predict WTN in the early design phase, six out of eight explained that they only assessed WTN through scale model testing or prototype testing, later in the design phase.
- Two of them still did not consider WTN during the development cycle, leaving the problem for siting experts.
- Seven out of ten manufacturers felt the need for better noise prediction methods to be employed at the early design stages.
- One of the participants pointed out that more accurate prediction in the early design phase depends upon performance parameters that usually will be available only later in the development process, so that predictive methods that could be used with more accuracy in the early design phase would be most welcome.

This means that, although acknowledged, the noise problem is not always dealt with at the source level and will have eventually to be dealt with later and in a more expensive way, in the propagation phase. The trend for WT manufacturers is to have routines for estimating aero noise in the early phases, that could be later optimized via CFD in more advanced design phases and to guarantee quality for its customers of its product and added that the industry lacks better predictive methods and also better ideas to lessen WTN. Nowadays they still have many companies that do not consider the problem of WTN in their products, and consequently projects noisy WTs, still not integrated into their design processes at any level or don’t have acceptable guidelines for aero acoustic purposes.

The European based companies that participated seemed more sensitive to the WTN problem than their counterparts from other regions because of its stringent noise restrictions and greater population densities, because they are more tolerant in places WTs near communities. The US has greater availability of erratic territories so they can still site the turbines in no disturbance place. In developing countries, like Brazil, have much less stringent noise restrictions and lack specific WTN legislation.

At the AWEA 2012 industry forum, Mark Higgins, of the US Department of Energy, pointed out the need to increase rotor diameter and its benefits. Keith Longtin, also from GE, pointed out that, as rotors grow, the power produced by them also grow with the third power of the diameter, but the noise emitted growths with the fifth[14] power. GE was at the time developing two WT testing facilities in the USA since they consider validation of models of utmost importance in the engineering learning curve.

The WT industry practice should include design requirements concerning WTN still in the conceptual and preliminary design phases of the blades because that most of the performance and operating costs in the first (conceptual) phase of the design[15] (Raymer, 2006). The subsequent phases (preliminary and detail design) will challenge the designer with decreasing degrees of freedom, increasing manpower needs and increasing costs. Any changes made in the later design phases will cost much more for retrofitting into the conceptual project. However the technology for designing, controlling and decreasing WTN seems to be still limited both in capacity and reach. According to Wagner et al. (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996), the industry is interested in how small modifications on airfoil geometry will influence in noise generation and most WT manufacturers employ no more than good manufacturing practices towards noise emission. Some of them will measure the noise emission *ex post* in order to provide the sound pressure level (SPL) value at a certain rotor distance (as per applicable standards), to provide as guidance for the purchasing customer or siting team.

[14] When the author refers generally to airfoil self-noise, the source model employed is the acoustic dipole and the scaling factor is $P \sim U6$ as mentioned earlier, but when the author refers to TE noise only, the edge-scatter theory predicts that the suitable scaling factor is $P \sim U5$, which is confirmed experimentally.

[15] By similarity with aircraft.

4 The impact of Wind Turbine Noise (WTN) on Humans and Fauna

Three negative impacts of the large scale HAWT equipment are frequently listed as the most relevant for the advancement of the technology: wildlife impacts, visual pollution and noise generation (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996).

Wildlife impact has been deemed low[16] (<1 of 30,000) compared to other human-erected structures and causes (NREL, 2005). In Brazil, there is a lack of studies quantifying the impact of wind farms on the bats and avian fauna (Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2014) however, the recommendation is to avoid siting wind farms where this fauna concentrates or in its migration routes. Out of the four main bird migration routes over Brazilian territory, the Atlantic Route[17] poses the major problem, because most of the country´s wind farms are located along the same shorelines.

The visual pollution problem may be minimized by careful site planning and also by repowering, which significantly reduces the total number of WT units deployed (Hansen, 2008).

The noise generation problem, on the other hand, remains a crucial challenge for the wind energy industry. A detailed survey made in the Netherlands concluded that noise is often cited as the most annoying aspect of Wind Energy (Bowdler & Leventhall, 2011). According to Gipe (2004), all WT create unwanted sound, or noise witch are typically foreign to the rural settings[18] and it can be very disturbing. Some recent noise complaints in Brazil confirm completely this argument:

> *"At the peaceful Icaraí, Ceará, the noise from the wind turbine blades has been annoying many citizens who live close to the wind farms. José Daniel lives close to*

[16] However, the recent deactivation of 800 WT units at the Californian desert, even after repowering# reduced the bird strike rate by 35% between 2006 and 2010, due to the risk of death of many avian species, including protected ones (Lawton, 2015) and bats, clearly shows the relevance and impact of this subject.

[17] Which extends from the Amapá State to the Rio Grande do Sul State shorelines.

[18] Where WT are most often used.

the towers and was waking up in the middle of the night due to the noise and could not sleep again: 'It´s been a complicated period but I am getting used to it'. Raimunda Martins dos Santos, 77, also suffered since the beginning of the wind turbines operation, some of which are at her backyard, among coconut, lemon and acerola trees: 'Although there is some rhythm to it the blades are noisy', complains Raimunda, who has a special daughter, deeply affected by the wind turbine blade noise, who kept everybody else restless in their home (Pereira, 19/June/2016).

Noise containing pure tones or impulsive sound is perceived as louder than broadband noise, which characterizes the flow around the turbine blades. Impulsive sounds were typical of the two-bladed, downwind early models installed at Palm Springs, Ca, and led to many complaints about WTN, this fact helps explains why modern WT have a three bladed, upwind basic design.

Broadband sound is arguably more tolerable than impulsive, but a WT generates broadband noise in a continuous fashion for days and this helps make this trait of wind energy more annoying than any other (GIPE, 2004). Modern noise regulations tend to specify maximum levels that must not be exceeded for a minimum determined fraction of the total time, called exceedance levels[19]. For the purpose of comparing with the exceedance levels the WTN is often measured in equivalent level, L_{eq}, the equivalent, steady level sound pressure that produces the same total acoustic energy of the original sound, over its duration. Gipe (GIPE, 2004) also explains that for a sound to be considered intrusive by an observer, the judgment will depend upon (i) the nature of the noise (broadband, tonal or impulsive); (ii) the perception of the noise source (e.g. whether or not the observer likes WT); (iii) the distance from the source, and (iv) the activity of the observer (sleeping, working, etc.).

In fact, according to Bistafa (Bistafa, 2011), studies have shown a significant correlation between community discomfort (intrusion) and noise levels. The *community reaction* (CR) and percentage of *highly annoyed people* (%HA) are the

[19] They must be met in the initial phase of WT projects, one observation is that an exceedance level of 45 dB(A) L_{90} is stricter than a standard of 45 dB(A) L_{10}, because 90% of the time the noise must be below 45 dB(A).

descriptive variables used in studies to show the correlation, plotted against day-and-night sound pressure levels (L_{dn})[20].

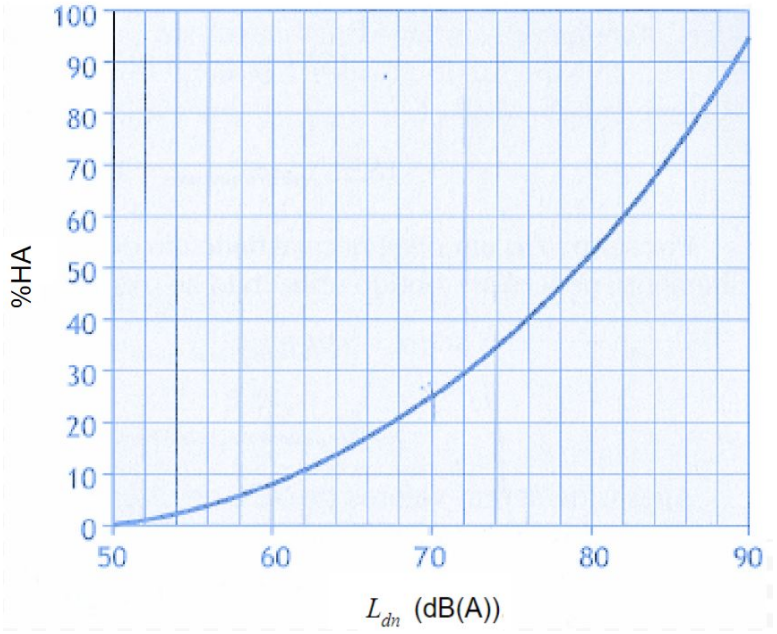


Figure 4.1 Percentage of highly annoyed (%HA) people by vehicle and aircraft traffic as a function of L_{dn} (dB(A)). Source: adapted by Bistafa (Bistafa, 2011), reproduced with permission.

Figure 4.1 above shows that a 60 dB(A) L_{dn} noise will heavily affect less than 10% of the community. In fact, another reaction study (Bistafa, 2011) shows that a 10 dB(A) increase in L_{dn} will elicit strong community change in reaction, from periodic complaints to generalized complaints and threats of law suit, because a 10 dB(A) increase in a noise source can be perceived as a doubling of loudness[21]. Also, Stankovic et al. (Stankovic, Campbell, & Harries, 2009), claim that a 5 dB(A) sound level change would probably be perceived by most people under normal listening

[20] L_{dn} is a sound level introduced by the EPA for the evaluation of noise in communities. It is similar to a L_{eq} over a 24 hours period, except that the equivalent level measured overnight has a 10 dB penalty increase.

[21] Loudness (audibilidade in Portuguese), is the psychoacoustic value associated by the humans with the sound pressure level, which is a physical value. Loudness is a subjective sensation that depends upon the frequency of the noise and is (subjectively) measured in *phons*. A *phon* unit does not keep the same relation to *dB* for all frequencies. For an observer to perceive a doubling of the sound pressure, the loudness has to increase by 10 *phons* to his perception, which translates into 10 *dB* in the 700 *Hz* to 2 *KHz* range of frequencies, approximately. For details, please see (Bistafa, 2011) pp 68-73.

conditions. These observations will help us later define and propose a quality criteria for scaling variables employed in noise prediction methods.

As the background noise increases with wind speed, so does the WTN, making noise masking[22] generally not possible, a fact clearly illustrated in Figure 4.2.

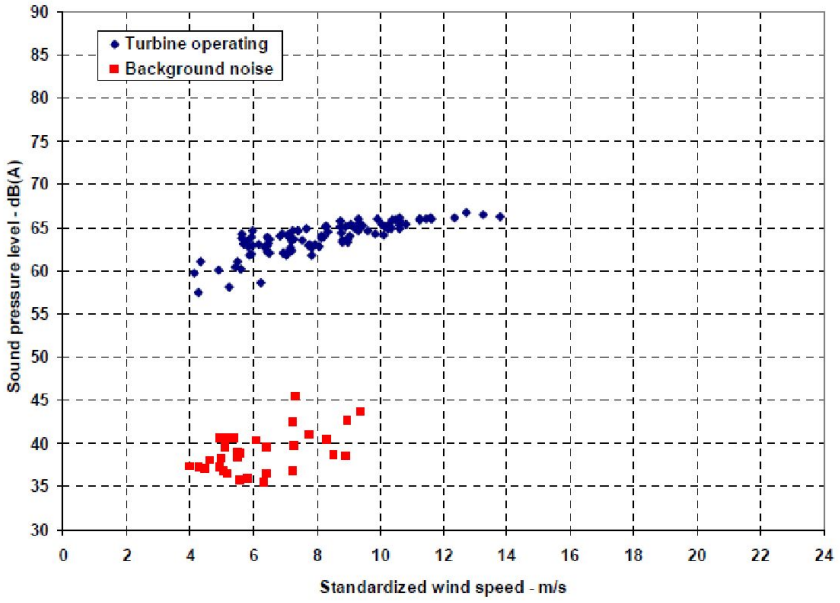


Figure 4.2 Sound Pressure levels (1 minute averages) as a function of wind speed, for background noise and a small size WT (Migliore, van Dam, & Huskey, 2003).

In order to illustrate the consequences of the perceived noise by a nearby community, Gipe (GIPE, 2004) describes two interesting cases. Dan Win, a Danish WT manufacturer spent US$ 750,000 to fix the noise levels coming from a 21-unit, 180 kW (each) wind farm near Kynby, Denmark. Despite many siting precautions and reducing operational speed below ideal, the noise at the nearest residence, a farm 220 m away, exceeded permissible levels and included a pure tone component[23]. After four years of correction rework the WTN emissions were reduced from 102 dB(A) to 95 dB(A), resulting in an acceptable noise level at the dwellings. Curiously,

[22] Noise masking is a phenomena derived from the human ear physiology. Sound actuating the oval window of the inner ear, results in standing waves being set up on the basilar membrane. The amplitude peak changes position for different frequencies (Everest & Pohlmann, 2009). Because of the continuous nature of the membrane and of the fact that low frequency tones generate activity over a larger area of the membrane, its displacement in response for low frequency tones also displace the hearing threshold, “masking” sounds of nearby frequencies (Bistafa, 2011).

[23] A pure tone component penalizes the measured *Lp* in a further 5 or 10 *dB(A)*.

"The engineers found that they could gain 4 dB(A) simply by sharpening the trailing edge of each blade, providing one of the most convincing demonstrations that trailing edge thickness is a significant factor in aerodynamic noise" (GIPE, 2004).

The other report is about the Wisconsin Public Service (WPS), which began receiving noise complaints after installing 14 Vestas V47 WTs in 1999. The WPS conducted a series of noise studies and ultimately had to make proposals to buy six homes to fix the problem, but only two owners accepted the offer. The initial project cost investment was overrun and the problem was not solved. These examples help to make the point that WTN should be dealt with in the beginning of the development phase of a new design, not later, in the field.

Figure 4.3 shows typical spectra diagram for a WTN, analyzed with different frequency resolutions.

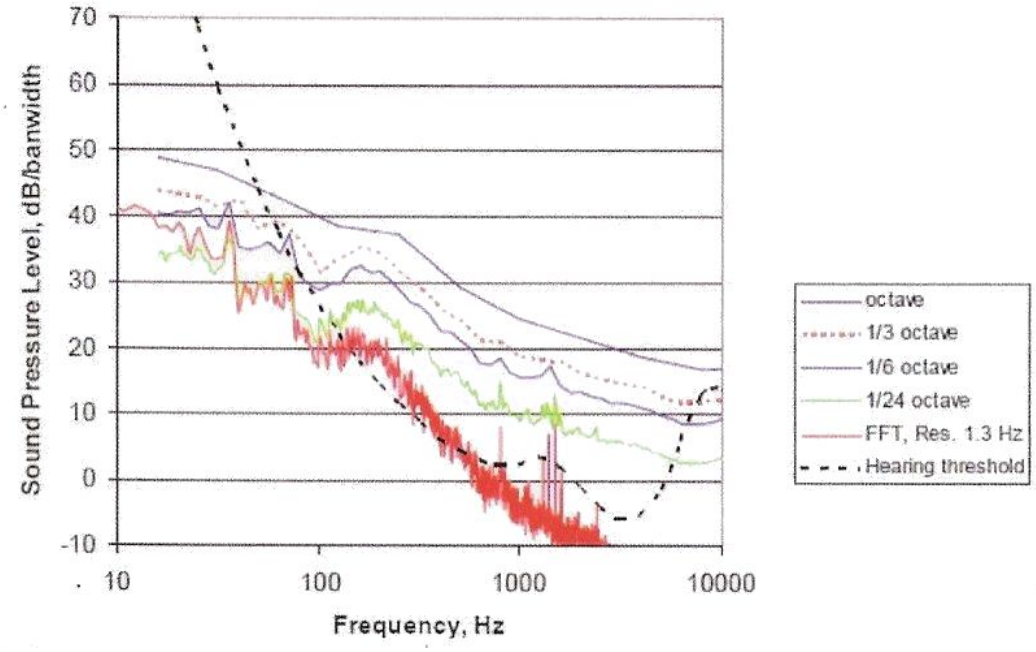


Figure 4.3 Typical spectral signature for a WT, overlaid in a standard human hearing threshold line, adapted from the work of T.H. Pedersen (Bowdler & Leventhall, 2011). Reproduced under permission.

The spectra are overlaid in a hearing threshold curve and it may be seen that, although the human being is not capable of hearing frequencies below 100 Hz, the

amount of noise energy produced in that range looks significant at a first glance[24], in the overall noise signature for this type of equipment, it can impact on human health.

A measurement of the apparent A-weighted and C-weighted sound power spectra, down to 4 Hz in some cases, for 78 wind turbines ranging in capacity from 75 kW to 3.6 MW was performed by Hessler (Hessler, 2011), who concluded that the C-A (C minus A) level difference was in the range of 11 dB. He further developed pressure spectra for the largest WT at “suitable” distance and compared to annoyance thresholds developed specifically for Low Frequency Noise (LFN), concluding that the spectra was 20 to 40 dB below the perception threshold but Figure 4.3 shows that the highest noise levels are present in the lower bands of the spectrum.

Factually, there is no current definitive evidence that, at normal WT noise emission levels, the infrasound part of the noise spectrum has a significant impact over the population (Leventhall, 2013), although there is a theory concerning the physiological effects of infrasound produced by wind farm sites (Schomer, Erdreich, Boyle, & Pamidighatam, 2013). Also, Wagner et al. (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996), p. 77, show that the SPL at lower frequencies may couple with natural vibration frequencies of building windows, which might resonate in a broader spectrum.

The UK Government published a research in 2007 (Bowdler & Leventhall, 2011) showing that noise complaints had been received for 20% of all regional wind farms, the majority of these had a description of a sound with a regular variation in level, or amplitude modulation (AM) witch is related by the Blade Passing Frequency (BPF), three times the rotation frequency for a common rotor, and the typical modulation depth[25] measured was up to 7 dB[26].

[24] In order to evaluate the importance of the Low Frequency Noise from a source, usually a C-weighting measurement is made and compared with an A-weighting measurement. If the reading is close for both filters, then there is little energy in the low frequencies. When the C reading is larger than the A reading by a significant amount (say 15-20 dB level difference) the spectrum is said to be dominated by the low frequency range (Bistafa, 2011).

[25] Difference between the highest and lowest level.

[26] More usually about 3 dB.

5 Regulations on Wind Turbine Noise

WTN regulations appears in the form of noise-limiting ordinances and acceptable standards for measuring and evaluating WTN. While in countries with a well-developed wind energy industry there are specific regulations concerning WTN, in some others, general noise regulations and limitations apply. Noise limitations, regardless of general or specific types, exist in order to protect people health and well-being and they may have strong economic impact whether in a stand-alone WT siting or large farm siting projects. The noise levels that WT enterprises must meet in Europe and USA are similar, differing mostly in the *exceedance levels*[27] (GIPE, 2004), as can be seen in Table 1.

Table 1 - Selected Noise Limits for different Countries, SPL [dB] (GIPE, 2004). Reproduced under permission.

Selected Noise Limits, Sound Pressure Levels in dBA					
		Commercial	Mixed	Residential	Rural
Germany					
Day		65	60	55	50
Night		50	45	40	35
Netherlands					
Day	L_{eq}		50	45	40
Night			40	35	30
Denmark[1]	L_{eq}			40	45
England[2]					
High speed	L_{50}				45
Low speed	L_{50}				40
Minnesota					
Day	L_{50}	75	65	60	60
Night	L_{50}	75	65	50	50
Minnesota					
Day	L_{10}	80	70	65	65
Night	L_{10}	80	70	55	55
Kern County, Calif.[3]	$L_{8.3}$			45	45
Riverside County, Calif.	L_{90}			45	
Palm Springs, Calif.[4]	L_{90}			50	60

Notes: [1] Not to exceed 45 dBA beyond 400 m from wind turbine.
[2] L_{50} approx. 350 m from the nearest turbine.
[3] $L_{8.3}$., not to exceed 50 dBA.
[4] 50 dBA if lot is actually used as residential.

[27] The L_{10} WTN limit, means that the dB(A) limit must be observed 10% of the time, while L_{90} means that the dB(A) level cannot be exceeded for over 90% of the observed time. The, exceedance levels also may be expressed as equivalent levels, $L_{eq.}$

Most community noise standards incorporate a penalty for pure tones, typically 5 *dB*. In Brazil there is currently no specific regulations concerning WTN and, like in many other countries, general noise regulations apply in that case. The maximum noise levels allowed are regulated by the Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), NBR 10151 Standard (Acústica - Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas, Visando o Conforto da Comunidade), (NBR10151, 2000), llustrated in the table below.

Table 2 - Criteria level for external environment evaluation, dB(A).

Type of area	Criteria Level dB(A)	
	Day	Night
Farms and Countryland	40	35
Strictly residential urban area or hospital or school area	50	45
Mixed use, predominantly residential.	55	50
Mixed use, commercial and service prone.	60	55
Mixed use, recreational prone.	65	55
Industrial area (mostly)	70	60

For the purpose of illustrating in a quantitative manner the impact of the regulations on the cost of a WT siting project, let us consider the simple van der Borg one parameter, linear model[28] for WT Sound Power Level (SPW) noise production, (GIPE, 2004) p. 295:

$$SPW = 22.log\ D + 65 \quad dBA \qquad \text{(Eq. 3)}$$

Since every increase of 3 dB means doubling the source power, growing the WT diameter from 38 to 150 m roughly increases the source power level sixteen times by this model and the sound pressure level at a fixed observer location, would increase four times.

The divergence of the SPL, from an omnidirectional noise source, far from the ground or reflective surfaces, propagating spherically without attenuation to distance r from the source, is (Bistafa, 2011):

$$SPL = SPW - 20.log\ r - 11 \quad dB \qquad \text{(Eq. 4)}$$

[28] Van der Borg introduced two different correlations for L_W, this one being the one for second generation, quieter, WT.

By equating the SPL for the two different diameters and estimating the ratio of distances where the SPL will be the same for both sources, we will find a distance ratio of 1:4.5, which suggests that the larger diameter equipment will need 20 times more ground area for siting than the smaller diameter machine. In Brazil, the daytime Criteria Level (maximum limit) acceptable as per current standard (NBR10151, 2000), for acoustic comfort criteria in farmlands and fields, is 40 dB(A). By replacing this upper limit for SPL in the expression (4) one can obtain the linear distance r required from the closest dwelling in this simplified propagation model[29].

It becomes quite clear that the larger the WT, the farthest away it must be sited from dwellings in order to fulfill legal noise requirements. That translates into increased cost of acquisition of the real state, maintenance, access roads and also precludes the large size WT to come closer to the electricity end-user.

CONCLUSION

Wind energy is one of the most important renewable energy sources today, and has been used more and more in the world. However, it needs prerequisites for sitting WTs, since it must be in a strong wind weather, be able to support the installation of these large turbines (100m high for example, HAWT type) and environmental impacts should also be considered due to the installation of a wind farm, mainly the noise emitted by the turbines.

This work presented the importance of evaluating using appropriate software to predict the noise of wind turbines in the initial phase of WTs project and, thus, to avoid large future costs and problems in relation to the vicinity of wind farms. which are increasingly approaching areas with human occupation.

This work also presented the lack in specific brazilian regulations about WTN, that is not appropriated for wind farms near populated areas, and the future problems that this can cause. It was made a comparison with north american and european

[29] For 38 m diameter WT: $40=100\text{-}20.\log r\text{-}11$ dB $=>r=102.45\cong 282$ m and for 150 m diameter WT: $40=113\text{-}20.\log r\text{-}11$ dB $=>r=103.10\cong 1{,}259$ m.

legislations about WTN and its particularities that are very stricts in terms of noise emitted.

The research area of WTN still has a lot to be developed, however the current technology allows us, even with a simplified noise prediction model in helping the siting planners to evaluate the information provided by the WT manufacturers regarding allowable distance from households and avoid problems of sound emission in the surroundings of wind farms according the considerations presented above.

REFERENCES

Bistafa, S. R. (2011). *Acústica Aplicada ao Controle de Ruído* (Segunda ed.). São Paulo: Edgar Blücher.

Blake, W. K. (1986 II). *Mechanics of Flow-Induced Sound and Vibration* (1ed ed., Vol. II). Orlando: Academic Press.

Bowdler, D., & Leventhall, G. (2011). *Wind Turbine Noise.* Brnetwood: Multi-Science Publishing Co Ltd.

Brooks, T. F., Pope, S., & Marcolini, M. A. (1989). *Airfoil Self-Noise and Prediction.* NASA. Langley: NASA.

Brooks, T., & Hodgson, T. H. (1981). Trailing Edge Noise Prediction From Measured Surface Pressures. *Journal of Sound and Vibration 78(1)*, pp. 69-117.

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2008). *Wind Energy Handbook.* Chichester: J. Wiley & Sons.

Da Silva, C. (2011). *Jet Noise Predictions For Complex Problems.* Escola Politécnica da USP, São Paulo.

Domingos, J. (2013, janeiro). Atraso em linhas de transmissão piora cenário. *O Estado de São Paulo*.

Everest, F. A., & Pohlmann, K. (2009). *Master Handbook of Acoustics* (5th ed.). New York: McGraw-Hill.

GIPE, P. (2004). *Wind Power* (Revised and Expanded Edition ed.). Vermont: Chelsea Green Publishing Co.

Griffith, D., Ashwill, T., & Resor, B. (2012). Large Offshore Rotor Development: Design and Analysis of the SANDIA 100 m Wind Turbine Blade. *53rd AIAA/ASME/ASCE/AHS/ASC Structures, Structural Dynamics and Materials Conference*, (pp. 1-18). Honolulu.

Hansen, M. (2008). *Aerodynamics of Wind Turbines* (Second Edition ed.). London: Earthscan.

Herrig, T., Wurz, W., Kamruzzaman, M., & Kramer, E. (2007, april). Design and Wind-Tunnel Verification of Low-Noise Airfoils for Wind Turbines. *AIAA Journal, 45*, pp. 779-785.

Hessler, G. (2011). A Note on the Debate about Health Effects from Low Frequency Noise (LFN) from Modern Large Wind Turbines. *Fourth International Meeting on Wind Turbine Noise* (p. 12). Rome: WTN2011.

IEC61400-11. (2012). *Wind Turbine Generator Systems - Part 11: Acoustic Noise Measurement Techniques.* International Electrotechnical Commission - IEC.

Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. (2014). *RELATÓRIO ANUAL DE ROTAS E ÁREAS DE CONCENTRAÇÃO DE AVES MIGRATÓRIAS NO BRASIL.* Cebedelo, PB: ICMBIO.

Lawton, D. (2015, October 30). Retrieved from San Jose Mercury News: http://www.mercurynews.com/ci_29048835/altamont-pass-controversial-wind-turbine-company-blamed-bird

Leventhall, G. (2013). Infrasound and the Ear. *5th Int. Conf. on Wind Turbine Noise.* Denver: INCEUSA.

LM Wind Power. (2012). *LM Wind Power Blades Catalogue.* LM Wind Power, Kolding.

Migliore, P., van Dam, J., & Huskey, A. (2003). *Acoustic Tests of Small Wind Turbines.* NREL - National Renewable Energy Laboratory, Golden, Co.

NBR10151. (2000). *Acústica - Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas, Visando o Conforto da Comunidade - Procedimento.* ABNT.

Norton, M., & Karczub, D. (2003). *Fundamentals of Noise and Vibration Analysis for Engineers* (Second ed., Vol. 1). Cambrigde: Cambridge University Press.

NREL. (2005). *Wind Energy Myths*. Retrieved may 7, 2013, from National Renewable Energy Laboratory, DOE: http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37657.pdf

Oerlemans, S. (2011). *Wind Turbine Noise: Primary Noise Sources.* National Aerospace labortory NLR, Amsterdam.

Orselli, R. (2011). *Previsão Numérica de Escoamento e Ruído Gerado em Corpos Rombudos Prismáticos.* Escola Politécnica da USP, São Paulo.

Pereira, R. (19/June/2016). Acordava no Meio da Noise com o Ruído. *O Estado de São Paulo*, B9.

Pinder, J. (1992). Mechanical Noise from Wind Turbines. *Wind Engineering, Vol. 16, No. 3*, pp. 158-168.

Ragheb, M., & Ragheb, A. M. (2011). *Wind Turbines Theory - The Betz Equation Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio.* UIUC, Urbana-Champain, Il.

Raymer, D. (2006). *Aircraft Design: A Conceptual Approach, 4th ed.* (3rd ed.). Reston, VA: AIAA.

Sánchez, E, O'Carrol, A., Madramany, B., Hardiman, M. & Young, T. (2017). On the Material Characterisation of Wind Turbine Blade Coatings: The Effect of Interphase Coating – Laminate Adhesion on Rain Erosion Performance

Schomer, P., Erdreich, J., Boyle, J., & Pamidighatam, P. (2013). A Proposed Theory to Explain Some Adverse Physiological Effects of the Infrasonic Emissions at Some Wind Farm Sites. *5th Int. Conf. on Wind Turbine Noise.* Denver.

Sloth, E. (2011). *[pesonnal correspondence] received 28/sept/11.* SUZLON BLADE TECHNOLOGIES, Aarhus V., Denmark.

Stankovic, S., Campbell, N., & Harries, A. (2009). *Urban Wind Energy* (1ed. ed.). London: Earthscan.

Wagner, S., Bareiß, R., & Guidati, G. (1996). *Wind Turbine Noise.* Berlin: Springer.

Wind Energy Research Reaps Rewards. (2006). Retrieved março 28, 2013, from NASA: http://www.nasa.gov/vision/earth/technologies/wind_turbines.html

APPENDIX A – CONSIDERATIONS ON DESIGNING-FOR-NOISE AND SUGGESTIONS FOR LOCAL NOISE-REGULATIONS IMPROVEMENTS.

It was shown in Eq. (1), that *WT* mechanical power output scales with the approaching wind speed cubed, $P_{mec} \approx U_{\infty}^{3}$, and we have also that the acoustic power for a dipole-type source, for instance, scales with the sixth power of the local flow velocity $P \approx U^{6}$.

The monotonic increase in local flow velocity and Mach number found from root to tip in the Wind Turbines confirms the concentration of stronger noise sources towards the tip of the blades.

Similarly to the design challenge on the performance side, one very important aspect of designing for noise is that there is no single operating point for a WT.

Because the Rayleigh distribution is positively skewed, the wind may attain very high velocity values associated with low probability and it was shown that the modern WT has mechanisms to prevent it from going outside an acceptable operating range (over speeding), from the standpoints of performance and structural integrity, such as the *pitch control*. Power regulation can be achieved either by pitching to promote stalling or pitching to feather which reduces the lift force on the blades by reducing the angle of attack (Burton, Sharpe, Jenkins, & Bossanyi, 2008), p. 181.

While designing-for-noise, pitch control by stalling is certainly not desirable, since it may worsen the noise problem, and there are currently no applicable noise models for stalled flows over airfoils.

For an efficient design-to-noise it is also necessary that the local noise regulations are efficiently designed. Although the WT must be safely operated at wind cut-out speed, it will be operating most of the time in speeds below that limit. As an example, suppose that modal value of the wind speed, σ, is $10\ m/s$, at a site and

that the wind follows a Rayleigh distribution. The average wind speed may be calculated from:

$$\mu(v) = \sigma.\sqrt{\frac{\pi}{2}} = 12.5\frac{m}{s} \qquad \text{(Eq. A-1)}$$

The time the WT would spend subjected to 25 m/s winds, above which the equipment is cut-out, would be only 1% of the time. Also the total cumulative time spend above cut-out would be:

$$F(v > 25m/s) = -e^{-\frac{v^2}{2\sigma^2}} = 0.0436 \; or \; 4.36\% \qquad \text{(Eq. A-2)}$$

Even then, speeds above cut-out-speed would not be attained due to the WT pitch control mechanism. It may be seen that designing the equipment for noise emissions at the extreme condition, i.e., the 1% time it will be facing a 25m/s wind, may prove uneconomical.

This is probably the reason why most countries where the Wind Energy Industry is more developed have migrated from peak-maximum noise (sound pressure level) allowable limits to equivalent levels allowable limits (e.g. in Denmark, Netherlands), expressed as L_{eq} , or exceedance levels (e.g. California), expressed as L_{60}, L_{90} , etc. The issuing of a specific noise standard concerning WTN would be also desirable in Brazil, and the noise limits should be stated in energy equivalence methods as those described above, not absolute maximum levels.

Análise Financeira de Projetos Eólicos em terreno complexo no interior da Bahia utilizando o ANAFIN e considerando alturas de aerogeradores de 80 a 120 m

V.G. Guedes[1], F.R.S. Batista[1],A.F. Rodrigues[1], R.M.Dutra[1], D.D.B. Freitas[1], S.R.F.C. Melo[1], R.R.S. Pereira[2], A.L Bianchi[3], D.G. Avilés[3]

[1]CEPEL– Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
Av. Horácio Macedo 354, CEP 21941-911, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
[2]Alvarez &Marsal – Rua da Quitanda 59, 2º pavimento, CEP 20011-030,
Centro , Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
[3]Furnas Centrais Elétricas S.A.
Rua Real Grandeza, 219, CEP 22281-900, Botafogo,Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Resumo: Este trabalho consiste em avaliar a viabilidade econômica de quatro projetos de geração de energia eólica propostos de potência aproximada de 300 MW para uma área de relevo complexo no interior da Bahia. São sugeridos três projetos com o mesmo aerogerador, de potência nominal de 2,2 MW, em três configurações: (a) com 136 aerogeradores a 80 m de altura; (b) com 136 aerogeradores a 120 m de altura; (c) com 136 aerogeradores a 80 m (43) e 120 m (93) de altura (*layout* misto). O quarto projeto propõe o uso de 100 aerogeradores de 3,0 MW a 100 m de altura. As alturas escolhidas são as fornecidas pelos fabricantes. Cada projeto teve o posicionamento de seus aerogeradores otimizado utilizando o *software* Openwind, considerando uma perda máxima por efeito esteira de 10 % e um fator de capacidade mínimo de 40 %.

Palavras-chave: Energia Eólica, Aerogeradores, Análise Financeira, Produção Energética.

1. INTRODUÇÃO

O crescimento da energia eólica no Brasil nos últimos dez anos mostra a vocação brasileira para o uso de fontes renováveis na geração de energia elétrica. Apesar da existência de um grande

potencial eólico, já pode ser observado que a maioria dos melhores locais para o desenvolvimento de projetos já foram explorados e que a tendência natural é a prospecção em terrenos complexos com potencial eólico favorável. Uma vez que a natureza do terreno complexo por si só necessita de cuidados especiais na sua modelagem para a estimativa da produção energética, a avaliação de diversas configurações de *layout* de parques eólicos tanto sob o ponto de vista da produção quanto dos custos associados a cada opção tornam-se fundamentais para indicação ao cliente das opções mais competitivas para participação nos leilões. Diante desta nova fase de prospecção de projetos eólicos no Brasil, este trabalho se propõe a avaliar técnica e economicamente quatro projetos de geração de energia eólica em um mesmo terreno com relevo complexo de potência aproximada de 300 MW no interior da Bahia. São sugeridos três projetos com o mesmo aerogerador, de potência nominal de 2,2 MW, em três configurações de alturas diferentes (80 m, 120m e um *layout* misto a 80 e 120 m). Também é sugerido um quarto projeto que propõe o uso de 100 aerogeradores de 3,0 MW a 100 m de altura.

2. DEFINIÇÃO DA ÁREA

A área de estudo consiste num terreno complexo no interior da Bahia (Figura 1a). De acordo com o Atlas Eólico Brasileiro [1], observam-se regiões de promissor potencial eólico no interior da Bahia. O estudo do potencial desta aérea está sendo realizado com a utilização de cinco torres anemométricas posicionadas de acordo com a Figura 1b. É uma região cujas médias das velocidades do vento encontram-se, a 80 m de altura, entre 7,5 e 9,0 m/s.

Detalhes datopografia obtidos pelo modelo digital de terreno SRTM (*Shuttle Radar TopograpyMission*) com resolução de 30 m e da rugosidade com resolução de 45 m são apresentados nas Figuras 1 e 2.

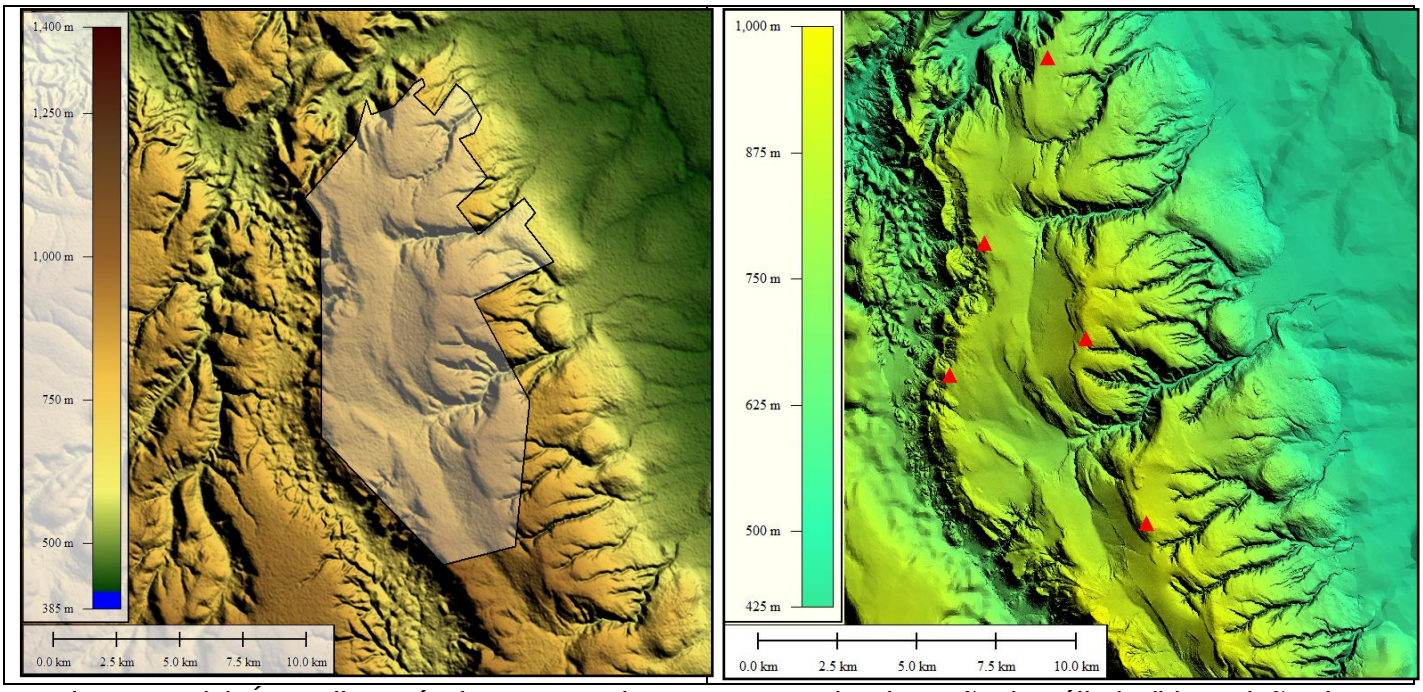


Figura 1 - (a) Área disponível para o projeto e o mapa de elevação (satélite). (b) posição das cinco torres de medição anemométrica.

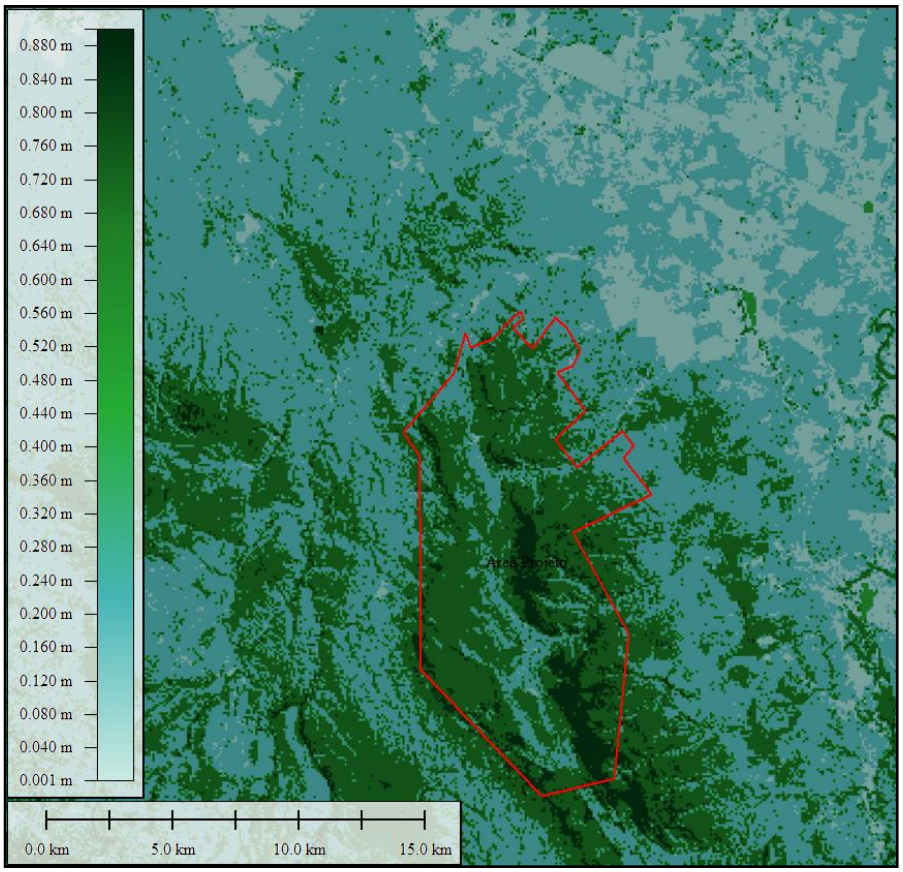


Figura 2 - Área disponível para o projeto e o mapa de rugosidade (satélite).

3. METODOLOGIA

3.1 Cálculo da produção energética

Neste trabalho, são apresentados quatro projetos preliminares de usinas eólicas para a área mostrada anteriormente. São sugeridos três projetos com o mesmo aerogerador, de potência nominal de 2,2 MW, em três configurações: (a) com 136 aerogeradores a 80 m de altura; (b) com 136 aerogeradores a 120 m de altura; (a) com 132 aerogeradores, dos quais 36 se encontram a 80 m e 96 a 120 m de altura (*layout* misto). O quarto projeto propõe o uso de 100 aerogeradores de 3,0 MW a 100 m de altura.

Para a elaboração dos projetos, foram realizadas as seguintes etapas: o tratamento dos dados brutos de vento, o estudo de correlação de longo prazo do vento observado nas torres anemométricas —via técnicas de MCP (*Measure Correlate Predict*) —, o tratamento das informações georreferenciadas de topografia e rugosidade, a simulação do recurso do vento local utilizando um *software* de microescala e o cálculo da produção energética.

O cálculo do campo de velocidades médias do escoamentoé de suma importância para garantir a qualidade dos resultados de produção energética. Os *softwares* que realizam estes cálculossão altamente dependentes das informações do relevo, da rugosidade e do vento medido e, portanto, erros nessas etapas preliminares são capazes de inviabilizar economicamente um projeto.

A Figura 1a ilustra o resultado final, obtido no tratamento das informações topográficas, do modelo digital de terreno, bem como a localização das cinco torres anemométricas que foram usadas no estudo do vento de longo prazo via MCP (Figura 1b). As informações visualizadas na Figura 1, acrescidas do mapa de rugosidade e da curva de potência do aerogerador utilizado no projeto, representam todas as entradas que são fornecidas nos modelos de microescala.

O cálculo do recurso eólico e da produção energética é realizado no*software* comercial Openwind, o qual utiliza uma modelagem chamada Mass ConsistentModel [2, 3] que resolve o campo de velocidades do escoamento de uma região com relevo acidentado, demandando pouco esforço computacional. O Openwind geraum arquivo denominado WRG (*Wind Resource Grid*), que consiste em um banco de dados multidimensional com as informações do

escoamento no domínio da simulação. Uma vez obtido, o WRG resultante é utilizado no cálculo da produção energética e na otimização do posicionamentodos aerogeradores decada projeto eólico estudado, considerando todas as formas de restrições comumente presentes em projetos submetidos aleilões de energia no Brasil para a definição da área onde é permitido o posicionamento de aerogeradores. A otimização realizada utiliza a técnica de busca exaustiva e tem como principais limitantes os seguintes parâmetros: um fator de capacidade mínimo e uma perda por efeito esteira máxima.

3.2 Análise da Viabilidade Econômica

Para avaliar sob a ótica econômica os diferentes projetos propostos neste trabalho, foi utilizado o método do fluxo de caixa descontado. A partir de premissas técnicas, operacionais, econômicas e financeiras, foram projetados fluxos de receitas e despesas para cada empreendimento. Os fluxos de receita são compostos pela venda da energia gerada por meio da celebração de um contrato de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR). Já os fluxos de despesas são predominantemente compostos pelos custos de operação e manutenção, seguro operacional, arrendamento do terreno, tarifa de uso do sistema de transmissão, taxa de fiscalização do agente regulador, impostos e pagamento do serviço da dívida de longo prazo.

Uma vez determinados os fluxos de caixa totais dos empreendimentos, estes são usados como base para o cálculo dos seus indicadores de viabilidade. Apesar de os indicadores mais tradicionais serem o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), neste trabalho optou-se por utilizar o Preço de Equilíbrio (PEQ). Esta opção se deve à premissa de que o projeto está integralmente contratado no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), ambiente no qual a disputa entre os projetos se dá por meio de leilões na modalidade "menor preço".

Matematicamente, é necessário definir o VPL (equação 1) para então definir o PEQ:

$$\mathrm{VPL} = -I_0 + \sum_{t=0}^{n} \frac{\mathrm{E}[\mathrm{FC_t}]}{(1+\mathrm{i})^t} \quad (1)$$

Nesta equação $\mathbf{I_0}$ representa o investimento total realizado no instante 0, E[$\mathbf{FC_t}$] representa o fluxo de caixa esperado para o instante t, **i** representa o custo de oportunidade do capital do investidor e **n** representa a vida útil do projeto.

Um projeto será atrativo economicamente se o seu VPL for positivo, significando que os seus fluxos de caixa são suficientes para que o empreendedor recupere os investimentos realizados acrescidos de uma remuneração igual ou superior ao seu custo do capital. Tal como descrito anteriormente, note que os fluxos de caixa (FC) do projeto dependem do preço de venda da energia contratada, sendo assim, define-se o Preço de Equilíbrio como o menor preço que mantém a viabilidade econômica do projeto, ou seja, que faz o seu VPL igual a zero.

Neste trabalho as análises de viabilidade econômica foram realizadas com o modelo ANAFIN [4,5], desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL. Dentre as vantagens de utilização deste modelo está o fato de este ser desenvolvido à luz da legislação vigente no setor elétrico brasileiro, tanto comercial quanto tributária, sendo estruturado para avaliar empreendimentos de geração, incluindo empreendimentos eólicos.

4. PROJETOS DE PARQUES EÓLICOS SUGERIDOS PARA COMPARAÇÃO—CÁLCULO DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA

4.1 Modelos de aerogeradores

Foram selecionados dois aerogeradores para comparação. O primeiro é chamado de Aero1 com potência de 2,2 MW, nas alturas de cubo do rotor de 80 m e 120 m. O outro modelo é chamado de Aero2, de 3,0 MW, com altura de cubo do rotor de 100 m. Ambos os modelos são apresentados na Tabela 1 para melhor comparação.

TABELA 1- Modelos de aerogeradores

Modelo	Potência nominal [kW]	Altura do cubo [m]	Diâmetro do rotor [m]	Coeficiente de potência máximo [Cp]	Intensidade de turbulência [%]	Densidade média do ar [kg/m³]
Aero1	2200	80 e 120	110	0,434	6 – 17	1,12
Aero2	3000	100	125	0,49	10	1,12

4.2 Simulações no Openwind

Esta seção apresenta os resultados das simulações e otimizações de posicionamento de aerogeradores realizadas no *software* Openwind para os quatro projetos de parque eólico propostos. Nas Figuras 3 a 6, observam-se os mapas de velocidade média dos ventos, o polígono de área disponível e o posicionamento otimizado dos aerogeradores para os quatro projetos preliminares propostos. As elipses em torno da posição de cadaaerogeradorindicam distanciamento mínimo entre os mesmos. Ou seja, o maior eixo é a distância na direção do escoamento preferencial e o menor eixo é a distância lateral (também com relação à direção preferencial do vento no local).

LAYOUT Aero1*alturas mistas*

A Figura 3 ilustra o *layout*otimizado. A Tabela 2 mostra a produção energética do *site*.

TABELA 2 - Resultados do cálculo de energia do *layout*alturas mistas

Modelo do aerogerador	Número de aerogeradores	Potência do aerogerador	Potência instalada	Produção Energética Bruta	Perda por esteira	Produção Energética P50	Fator de Capacidade P50
Aero1 Alturas mistas	132	2,2 MW	290,4 MW	1494,9GWh	5,6%	12254GWh	48,1%

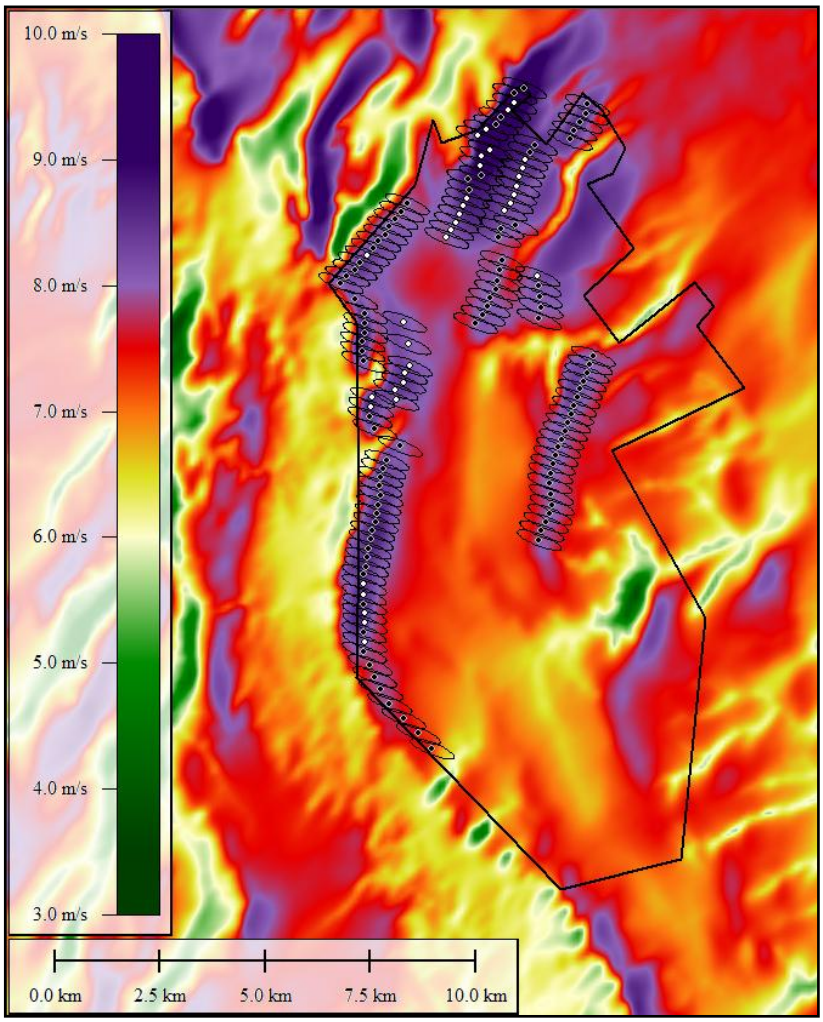


FIGURA 3 - Posição dos aerogeradores -*layout*alturas mistas

LAYOUT Aero1 *80 m*

A Figura 4 ilustra o *layout*otimizado. A Tabela 3 mostra a produção energética do *site*.

TABELA 3 - Resultados do cálculo de energia do *layout*Aero1 80 m

Modelo do aerogerador	Número de aerogeradores	Potência do aerogerador	Potência instalada	Produção Energética Bruta	Perda por esteira	Produção Energética P50	Fator de Capacidade P50
Aero1 @ 80m	136	2,2 MW	299,2 MW	1349,89 GWh	5,94%	1102,97 GWh	42,05%

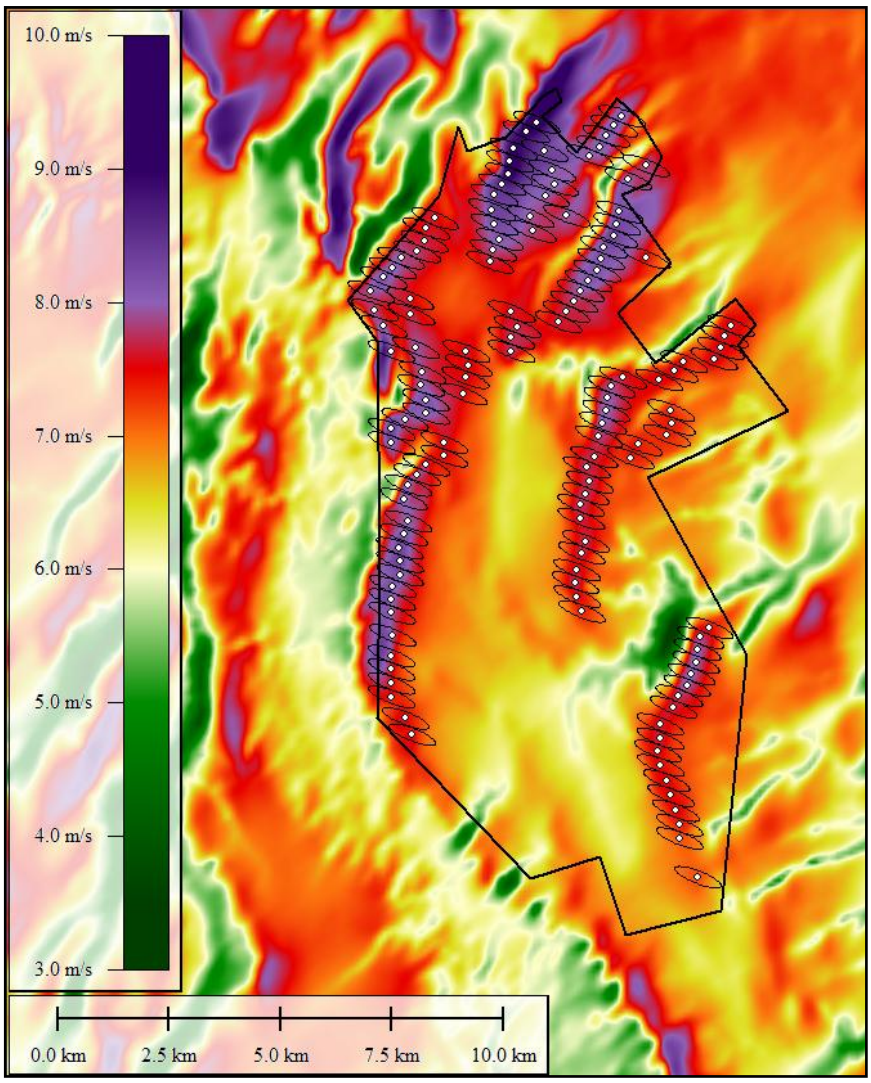


FIGURA 4- Posição dos aerogeradores -*layout*Aero1 80m

LAYOUT Aero1 *120m*

A Figura 5 ilustra o *layout*otimizado. A Tabela 4 mostra a produção energética do *site*.

TABELA 4 - Resultados do cálculo de energia do *layout*Aero1 120 m

Modelo do aerogerador	Número de aerogeradores	Potência do aerogerador	Potência instalada	Produção Energética Bruta	Perda por esteira	Produção Energética P50	Fator de Capacidade P50
Aero1 @ 120m	136	2,2 MW	299,2 MW	1507,21 GWh	5,28%	1240,45 GWh	47,29%

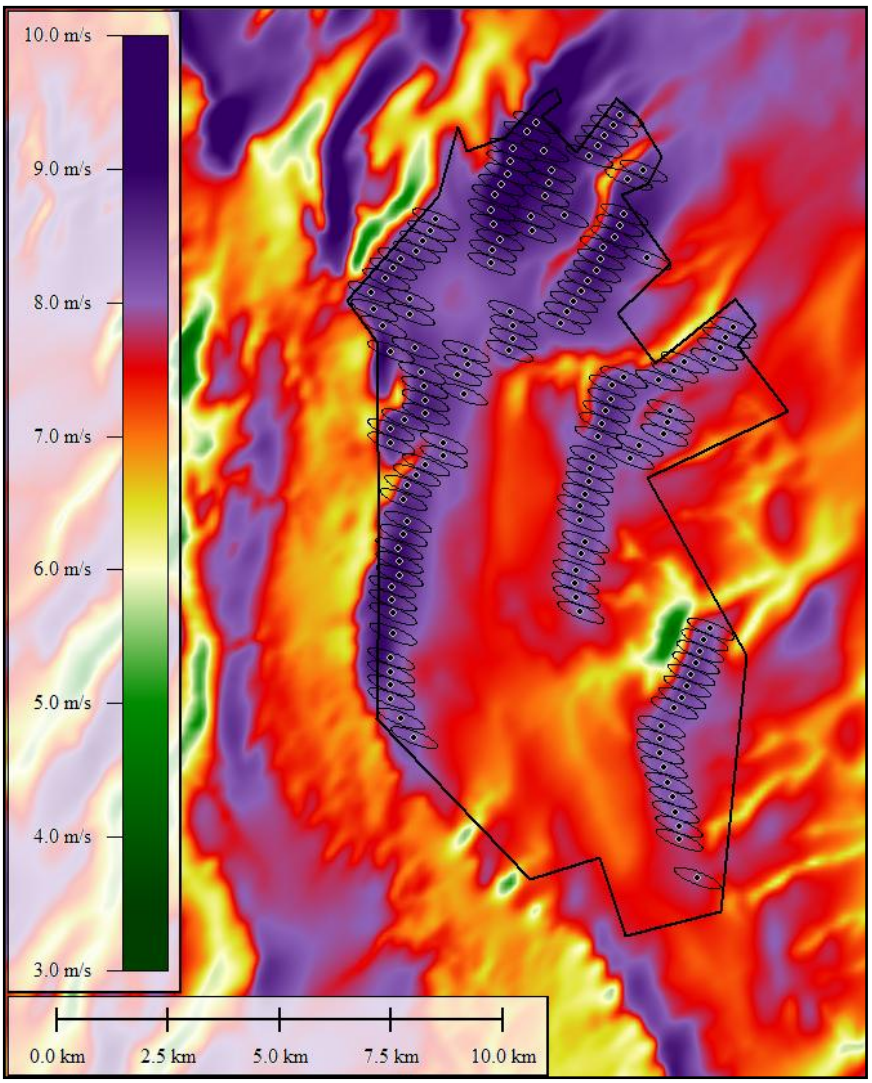


FIGURA 5 - Posição dos aerogeradores -*layout*Aero1 120 m

LAYOUT Aero2 *100m*

A Figura 6 ilustra o *layout*otimizado. A Tabela 5 mostra a produção energética do *site*.

TABELA 5- Resultados do cálculo de energia do Aero2 100 m

Modelo do aerogerador	Número de aerogeradores	Potência do aerogerador	Potência instalada	Produção Energética Bruta	Perda por esteira	Produção Energética P50	Fator de Capacidade P50
Aero2 @ 100 m	100	3,0 MW	300 MW	1473,28 GWh	5,08%	1215,07 GWh	46,20%

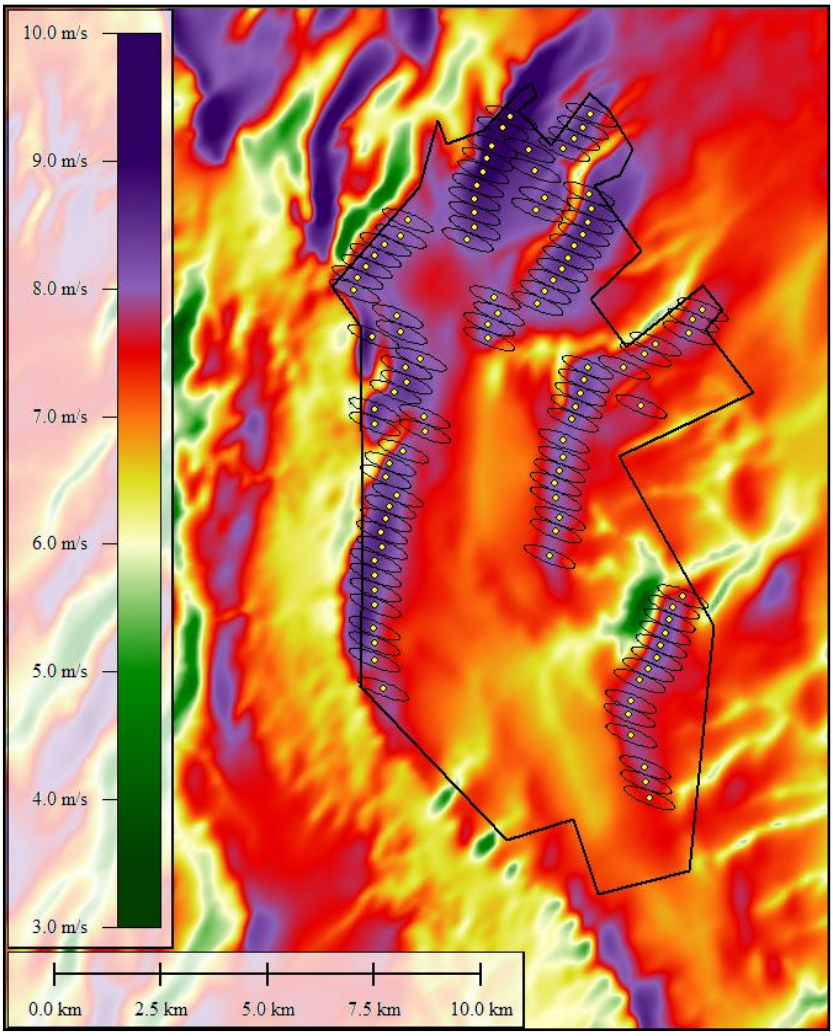


FIGURA 6- Posição dos aerogeradores-*layout*Aero2 100 m

5. RESULTADOS

Uma vez determinadas as características técnicas dos projetos estudados, em particular os seus fatores de capacidade e consequentesgerações médias, analisou-se a viabilidade econômica de cada empreendimento utilizando a metodologia descrita na seção 3.2, ou seja, baseando-se no preço de equilíbrio de cada projeto. Cabe destacar que, neste trabalho, o termo projeto de parque eólicose refere a diferentes possibilidades de arranjo dos aerogeradores para um determinado parque eólico a ser instalado no interior da Bahia. Tais arranjos diferem entre si principalmente pelo fabricante do aerogerador, potência e posicionamento das máquinas, entre outros fatores.

Considerando que o objetivo deste estudo é determinar o arranjo dos aerogeradores mais atrativo economicamente, foram adotadas as mesmas premissas econômicas, financeiras e,na medida do possível, operacionais para todos os projetos. Entretanto, devido às suas diferenças técnicas, parâmetros como o custo de investimento e de operação e manutenção tiveram que ser diferenciados por parque. As premissas adotadas neste trabalho se encontram resumidas nas Tabelas 6 e 7

Tabela 6 - Premissas Comuns a Todos os Empreendimentos

Descrição	Un.	Valor	Descrição	Un.	Valor
Período de Construção	anos	4	TUST	R$/kW.mês	2.20
Início da Operação Comercial	-	jan/22	Aluguel do Terreno	% Receita	1.50
Início da Vigência do CCEAR	-	jan/22	Custo com o NOS	% Receita	0.03
Período de Vigência do CCEAR	anos	20	Custo com a CCEE	% Receita	0.06
Proporção Equity/Debt	%	20/80	Fiscalização ANEEL	R$ milhões	0.063
Prazo de Amortização	anos	19	PIS	%	1.65
Final do Período de Carência	-	jul/22	COFINS	%	7.60
Sistema de Amortização	-	SAC	Deduções PIS/COFINS	O&M / Depreciação / TUST	
Taxa Média de Depreciação	% a.a.	10.00	Imposto de Renda	%	25.00
O&M Fixo	R$ milhões	2.461	CSSL	%	9.00

Nota-se que o empreendimento denominado Aero1 (80 metros) possui o menor custo de investimento (5601 R$/kW), mas também o menor fator de capacidade (42%). Elevando-se a altura dos aerogeradores para 120 metros, o custo de investimento e o fator de capacidade

também são elevados para respectivamente 6008 R$/kW e 47%. Este resultado é intuitivo, entretanto não deixa claro qual seria a opção mais atrativa sob o ponto de vistaeconômico.

Ao considerar alturas mistas de aerogeradores, o custo de investimento é levemente reduzido em relação à opção de 120 metros, porém o fator de capacidade é elevado para 48%, ou seja, o mais elevado entre as três opções de aerogeradores com potência de 2,2 MW. Este resultado é fruto da combinação entre as perdas pelo efeito esteira, menor na configuração mista, e das velocidades do vento no aerogerador, maiores na configuração Aero1 (120 metros). Também é interessante notar que o custo de operação e manutenção variável após 2023 é menor na opção mista.

Tabela 7 - Demais Premissas de cada Empreendimento

Parâmetro	Unidade	Aero 1 (80 metros)	Aero 1 (120 metros)	Aero 1 (Alturas Mistas)	Aero 2 (100 metros)
Investimento	**R$/kW**	5,601.32	6,008.76	5,992.70	6,419.60
Potência Total	**MW**	299.20	299.20	290.40	300.00
Potência por Máquina	**MW**	2.20	2.20	2.20	3.00
Fator de Capacidade	**%**	42.03	47.26	48.10	46.20
O&M Variável (anos 2022 e 2023)	**R$ milhões**	11.52	11.52	11.52	27.82
O&M Variável (demais anos)	**R$ milhões**	8.16	8.16	6.12	6.00

Finalmente, a adoção de um aerogerador de 3,0MW a 100 metros de altura resulta no maior custo de investimento (6419 R$/kW) entre todas as opções, e em um fator de capacidade intermediário quando comparado às opções de 80 e 120 metros previamente descritas. Sob a ótica econômica, esta opção tende a ser desvantajosa em relação às opções Aero1 mista e a 120 metros, já que além de maior custo de investimento, também apresenta custos de manutenção muito elevados nos dois primeiros anos de operação e menor fator de capacidade.

A partir das premissas descritas nas Tabelas 6 e 7, o modelo ANAFIN foi utilizado para determinar o preço de equilíbrio de cada empreendimento. Os resultados são mostrados na Tabela 8.

Tabela 8 - Preço de Equilíbrio dos Diferentes Empreendimentos

Parâmetro	Unidade	Aero 1 (80 metros)	Aero 1 (120 metros)	Aero 1 (Alturas Mistas)	Aero 2 (100 metros)
Preço de Equilíbrio	**R$/MWh**	167.67	159.03	154.42	174.23

Os resultados mostram que a configuração Aero1 com alturas mistas é a mais atrativa sob o ponto de vista econômico. Neste caso o menor preço de venda da energia que mantém a viabilidade da usina é 154 R$/MWh, inferior às demais opções. Uma vez que a configuração Aero1 (120 metros) possui valores de investimento e de fator de capacidade muito próximos aos da configuração com altura mista, porém levemente desvantajosos em ambos os casos, o preço de equilíbrio desta opção foi de 159 R$/MWh, colocando-a como a segunda opção mais vantajosa.

Conforme o esperado, a opção Aero2 foi menos atrativa do que as opções Aero1 a 120 metros e com alturas mistas. Comparando-a à opção Aero1 (80 metros), apesar do seu maior fator de capacidade, a opção Aero2 também foi desvantajosa devido à necessidade de maiores investimentos e dos maiores custos de operação e manutenção.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante de um ambiente cada vez mais competitivo de contratação de novos projetos onde o gerador assume os riscos, é fundamental que diferentes configurações de *layout* de plantas eólicas sejam avaliadas tanto do ponto de vista técnico quanto do econômico. Mesmo utilizando o mesmo modelo de máquina é possível se obter uma melhoria da competitividade quando se adotam aerogeradores com diferentes alturas instaladas em pontos estratégicos do parque. Foi possível mostrar que, para o caso estudado, o *layout* com alturas mistas apresentou o menor preço de equilíbrio.

BIBLIOGRAFIA

[1]CEPEL, 2017. Novo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro – Simulações 2013. Disponível na internet pelo link: http://novoatlas.cepel.br/

[2]Montero, G. & Sanín, N.,2001. 3-D modelling of wind field adjustment using finite differences in a terrain conformal coordinate system, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, v. 89, pp. 471-488, 2001.

[3]Dinar, N., Mass consistent models for wind distribution in complex terrain – fast algotithms for three dimensional probems. Boundary Layer Meteorology, 30: 177-199, 1984.

[4]F.R.S. Batista, A.F. Rodrigues, L.G.B. Marzano, A.C.G. Melo, 2016. Assessing investment analysis of wind power generation projects in Brazil, 19th Power System Computation Conference, Genoa, Italy, 2016.

[5]A.C.G. Melo, A.F. Rodrigues, F.R.S. Batista, L.G.B. Marzano, M.E.P. Maceira, 2018. Dominant Contracting Strategies for Hydropower Projects Considering Inflow Uncertainties – Application to the Brazilian Case. Probabilistic Methods Applied to Power Systems - PMAPS, Boise, Idaho, USA, 2018.

APLICATIONS OF AEROACOUSTIC THEORY TO WIND TURBINE NOISE

Joseph Youssif Saab Junior[1]; Sara Rodriguez[2]; Alexandre Martuscelli Faria[3]; Marcos de Mattos Pimenta[4]

> "For average noise exposure, the GDG conditionally recommends reducing noise levels produced by wind turbines below 45 dB L_{den}, as wind turbine noise above this level is associated with adverse health effects." (World Health Organization, 2018)

ABSTRACT

The objectives of this technical paper are to (i) introduce the reader to the different aeroacoustic noise sources found in the Horizontal Axis Wind Turbines (HAWT), (ii) how these noise sources can be modelled using the aeroacoustic theory available and (iii) what is their relative contribution to the overall sound pressure level and spectra. The noise emission of aeroacoustic nature represents a potential deterrent to the increase in diameter and numbers of on-shore, utility-size HAWT equipment. In Brazil, where the wind-energy is growing rapidly and also attaining the highly desirable economic viability status. In this scenario it is important to remove other potential restrictions and look carefully at the aeroacoustic noise emission from the HAWT equipment and the social and environmental risks it could represent to the welfare of villagers and local dwellers close to the windfarms. The noise emission becomes increasingly important with the commissioning of ever larger-size wind turbines, coupled with the use of more sophisticated building materials, like carbon-fiber reinforced plastics (CFRP), which could allow further diameter increases without necessarily demanding decreased rotor speeds due to high bending-torsion moments at the root of the blades. The POLI-WIND research group was created in 2012, at Escola Politécnica da USP (POLI-USP), in order to understand the aeroacoustic noise problem associated with HAWT equipment and to provide

[1] Professor Doctor, Mechanical Engineering Coordinator at the Instituto Mauá de Tecnologia (IMT) and post-doctoral researcher at the POLI-WIND Group.
[2] Doctor of Science Candidate Researcher at the POLI-WIND Group, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Brazil.
[3] Doctor of Science Candidate Researcher at the POLI-WIND Group, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Brazil.
[4] Professor Doctor, POLI-WIND Research Group Senior Researcher and Coordinator.

the wind energy industry with practical solutions to help mitigate the noise emission problem. The aim of the research group is to help spread the wind energy conversion technology faster in Brazil and worldwide, reducing as quickly as possible the planetary impact from fossil fuel burning, while producing the necessary clean energy to match the demand of a developing society. Among the contributions developed by the POLI-WIND group to the wind energy industry, are an open source, free download code for predicting airfoil trailing-edge noise embedded in the Qblade[5] software and a family of quieter airfoils for large-size HAWT, with high aerodynamic efficiency.

Keywords: Wind Turbine Noise; Airfoil self-noise, Inflow noise.

[5] The Wind Turbine design environment put together by Technische Universität Berlin.

RESUMO

O objetivo deste trabalho é (i) apresentar ao leitor as diferentes fontes de ruído encontradas nas turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT), (ii) como elas podem ser modeladas usando a teoria aeroacústica clássica disponível e (iii) qual a contribuição relativa das fontes para a pressão sonora total e seu respectivo espectro. A emissão de ruído de natureza aeroacústica representa um empecilho potencial para o aumento do diâmetro e número de equipamentos HAWT, em aplicações terrestres. No Brasil, onde a energia eólica está crescendo rapidamente e alcançando a viabilidade econômica livre de incentivos, seria desejável que o ritmo do alastramento dessa tecnologia fosse ainda maior. Neste cenário é importante olhar atentamente para a emissão de ruído do equipamento HAWT e mitigar, desde o projeto, o risco socioambiental que ele representa para o bem-estar dos vilarejos e moradores próximos aos parques eólicos. A emissão de ruído torna-se cada vez mais crítica à medida que ocorre o comissionamento de turbinas eólicas maiores e que empregam materiais de construção mais sofisticados, como plásticos reforçados com fibra de carbono (CFRP), que não necessariamente demandam a redução da rotação dos novos rotores, já que resistem melhor ao aumento da carga de flexo-torção na raiz das pás. O grupo de pesquisa POLI-WIND foi criado em 2012, na Escola Politécnica da USP (POLI-USP), para entender o problema do ruído aeroacústico associado aos equipamentos HAWT e fornecer ao setor de energia eólica soluções práticas para ajudar a mitigar a emissão de ruído. O objetivo do grupo de pesquisa é ajudar a difundir a tecnologia de conversão de energia eólica mais rapidamente no Brasil e no mundo, reduzindo o mais rápido possível o impacto planetário da queima de combustíveis fósseis, enquanto permite produzir energia limpa necessária para atender à demanda de uma sociedade em desenvolvimento. Entre as contribuições já realizadas pelo grupo POLI-WIND para a indústria de energia eólica, estão um código aberto de download gratuito para a previsão de ruído de aerofólio, embutido no software QBlade, além de uma família de aerofólios mais silenciosos para HAWT de grande porte, de elevada da eficiência aerodinâmica.

Palavras-chave: Ruído de Turbina Eólica; Ruído Próprio de Aerofólio; Ruído Devido ao Nível de Turbulência no Vento Incidente.

LIST OF ABBREVIATIONS AND ACRONYMS

Abbreviation	Meaning
AOA	Angle of Attack
CDG	Guideline Development Group – World Health Organization
CFRP	Carbon-Fiber Reinforced Plastic
dB	decibel
dB(A)	A-weighted decibel
FW-H	Ffowcs-Williams and Hawkings equations for acoustic analogy
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
WT	Wind Turbine
LE	Leading Edge
LFN	Low Frequency Noise (Hz)
NACA	National Advisory Committee for Aeronautics – USA
OASPL	Overall Sound Pressure Level (dB)
POLI – USP	Politechnic School - São Paulo State University - Brasil
POLI-WIND	Politechnic School Wind Energy Research Group - Brasil
QBlade	TU Berlin-developed, public domain, Wind Turbine Performance and Structural analysis software.
SPL	Sound Pressure Level (dB)
$SPL_{1/3}$	Sound Pressure Level for each 1/3 octave band (dB)
SPL_A	A-weighted Sound Pressure Level (dB)
TBL-TE	Turbulent Boundary Layer at the Trailing Edge
TE	Trailing Edge

LIST OF SYMBOLS

LATIN LETTERS

Letter	Meaning	Disambiguation, (section)	units
A_b	Airfoil area		m^2
c_0	Acoustic wave speed		m/s
d	Cylinder diameter		m
f	Sound or noise frequency		$1/s$
f_s	Frequency, vortex shedding		$1/s$
Hz	hertz		$1/s$
h	Trailing Edge thickness		m
I	Acoustic pressure intensity		w/m^2
k	The wavenumber		$1/m$
L_{den}	(Day Evening Night Sound Level) or CNEL (Community Noise Equivalent Level) is the average sound level over a 24 hour period, with a penalty of 5 dB added for the evening hours or 19:00 to 22:00, and a penalty of 10 dB added for the nighttime hours of 22:00 to 07:00		$dB(den)$
l	Length; characteristic source or turbulence dimension; height of turbulent stream.		m

M, M_a	Mach number		
M_c	Mach number, eddy convection		
R	Rotor radius, total		m
R	Ideal gas model constant of the gas	B.5 only	$J/kg.K$
Re	Reynolds Number		
Re_c	Reynolds Number, chord-based		
r	Rotor, blade radial position		m
r	Distance from source to observer point, in the far field		m
r_e	Observer distance to source, retarded		m
r_0	Location of the source		m
r_0	Distance between the center of the eddy and the edge		m
U_∞	Velocity, freestream		m/s

GREEK LETTERS

Letter	Meaning	Disambiguation, (section)	units
α	Normalized turbulence intensity u'/U	2.1	
δ^*	Displacement thickness		m
θ	Directivity angle. Angle between the observer position and the chordwise airfoil plane.	See Fig. 8	^{0}
Λ	Length, characteristic scale of the turbulence		m
ν	Viscosity, kinematic		m^2/s
ρ_0	Density, undisturbed fluid		kg/m^3
$\rho_0 c_0$	Impedance, acoustic, of the medium		$kg/m^2 s$
ϕ	Angle, directivity, between the observer and the edge plane, projected in the plane perpendicular to the edge.	See Fig 8	^{0}

1. NOISE SOURCES IN A HORIZONTAL-AXIS WIND TURBINE.

The aeroacoustic noise sources derived from the interaction of the flow with the Wind Turbine may be classified in three different categories: airfoil self-noise, inflow noise and noise from the interaction of the rotor flow and the tower. A typical flow around a WT rotor blade, with flow orientation, is depicted in Figure 1, which also displays the most important phenomena involved.

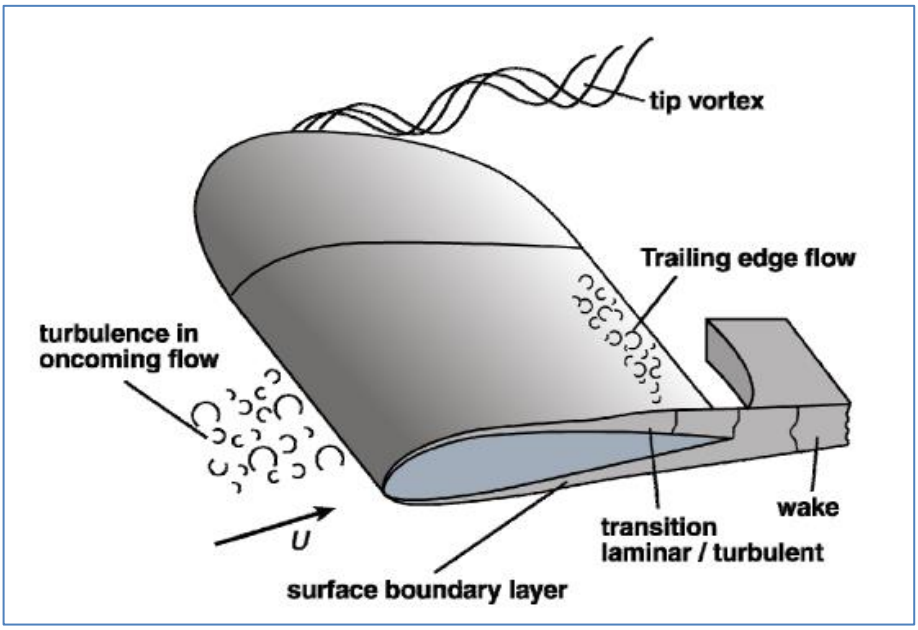


Figure 1 - Typical flow around a WT rotor blade (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996).

A list of the main mechanisms and sources is found in Table 1, along with a description of the noise characteristics (Rogers, Manwell, & Wright, 2006). Also, Blake (Blake, Mechanics of Flow-Induced Sound and Vibration, 1986 II) confirms these as the main acoustic noise sources, although other types of noise sources may arise from the flow interaction with equipment operating at higher Mach numbers, like ducted fan engines and helicopter rotors.

Table 1 – Aeroacoustic noise generation mechanisms. Adapted from the work of (Rogers, Manwell, & Wright, 2006).

Nature	Mechanism	Noise characteristics
Airfoil Self-Noise		
Trailing-edge noise	Interaction of flow with TE.	Broadband.
Tip Noise	Interaction of tip flow with blade tip surface.	Broadband.
Stall, separation noise	Interaction of turbulence with blade surface.	Broadband.
Laminar boundary-layer noise	Flow instabilities interacting with the blade surface.	Tonal.
Blunt trailing-edge noise	Vortex -shedding.	Tonal.
Noise from flow over holes, slits and intrusions	Unstable shear flows and vortex-shedding.	Tonal.
Inflow Noise	Interaction of blades with atmospheric turbulence.	Broadband noise.
Noise from the interaction of the rotor flow and the tower	Blades passing by the tower or wake interaction with the tower.	Related to the blade passing frequency (BPF).

In the following paragraphs, a brief description is made of the most relevant noise mechanisms introduced in Table 1.

1.1 The Trailing-Edge Noise

This source of noise is typical of the outboard sections of the WT blade, when $Re_C > 1x10^6$, the established flow is turbulent and the flow remains attached up to the TE. This is generally considered the main source of high frequency noise (750 Hz < f < 2 kHz) for large, modern WT, in low Mach number, smooth inflow regime (Brooks, Pope, & Marcolini, 1989); (Hubbard & Shepherd, 1990), (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996).

Acoustic field measurements accomplished within the European research project SIROCCO context, confirmed that the TBL-TE noise is the dominant noise mechanism for large wind turbines (Oerlemans, Sijtsma, & Méndez-López, Location and Quantification of Noise Sources on a Wind Turbine, 2007), (Kamruzzaman, Lutz, Nübler, & Krämer, 2011), (Oerlemans, Wind Turbine Noise: Primary Noise Sources, 2011).

The seminal investigation on this type of source is the work of Ffowcs-Williams and Hall (Ffowcs-Williams & Hall, 1970). For the eddies to produce any sound amplification while convecting along the edge, they must be close enough to the edge so that $kr_0 \ll 1$, where, k is the wave number and r_0 is the distance between the center of the eddy and the edge. For the eddies that match this requirement, the noise output from the turbulence quadrupoles are amplified by a factor of $(kr_0)^{-3}$ and the far field noise intensity associated with these sources depends on the fifth power of the typical fluid velocity. The exact shape of the TE is of importance only for relatively high-frequencies (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996), while the properties of the surface might influence the directivity function (Ffowcs-Williams & Hall, 1970).

1.2 The Tip Noise

Since the local flow velocity is largest at the tip of the rotating WT blades and all noise sources originated from the interaction between the boundary layer and the airfoil display a fifth or sixth order dependence on the flow speed as will be discussed shortly, it may be expected that the outboard portion of the blades will radiate most of the noise. Indeed, this fact may be fully confirmed in Figure 2.

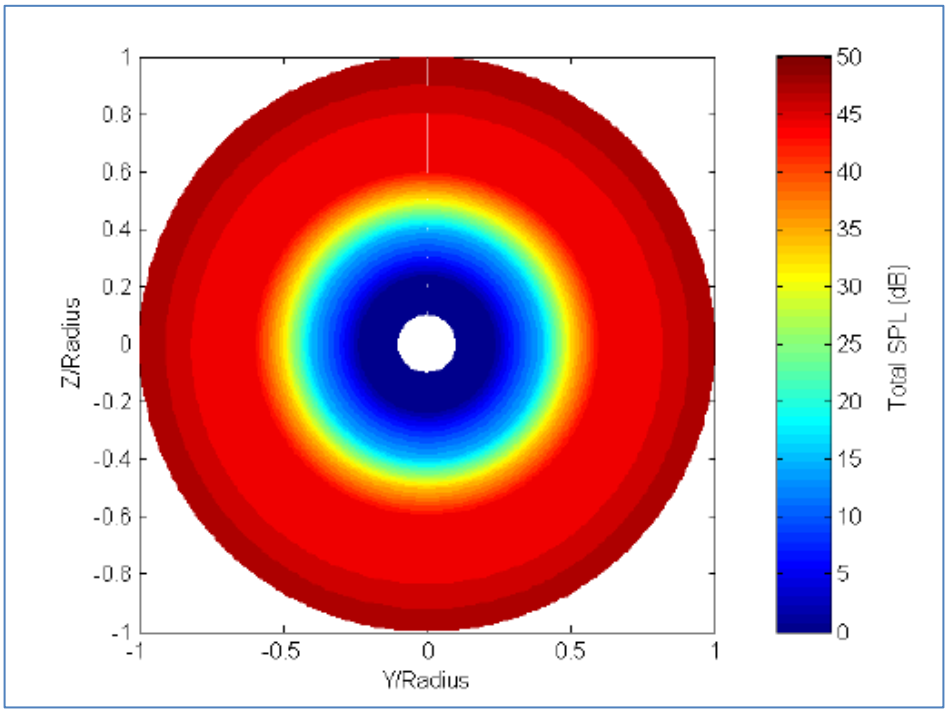


Figure 2 - Average distribution, over 5 minutes, of noise sources that contribute to total SPL, as observed 32.5 m upwind, at the height of the hub, for an AOC WT in steady 8 m/s wind with no turbulent inflow noise (Moriarty & Migliore, 2003).

In practice, when the difference in pressure level between two regions is larger than 15 dB, the contribution of the lower source may be neglected (Bistafa, 2011). In the case of the AOC WT depicted in Figure 2, operating in 8 m/s wind with no inflow noise, this translates into practical terms as all relevant noise sources being in the outboard range of the rotor, or $r/R > 0.5$.

This is also confirmed by other field measurements by Oerlemans (Oerlemans, Wind Turbine Noise: Primary Noise Sources, 2011), as depicted in Figure 3.

Apart from being a region of high flow velocity and noise radiation, there seems to be no remarkable contribution from the particular 3D-flow around the tip, for the overall noise radiated. Brooks et at. (Brooks, Pope, & Marcolini, 1989) compared 2-D and 3-D airfoil noise data, for the same airfoil and flow conditions, and proposed a high frequency, broadband model for this source. A direct spectra comparison for the 2-D and 3-D cases showed that only the 1/3 octave bands above 12 kHz where increased by 1-2 dB. It is important to add that the airfoil was at the significant angle of attack (AOA) of $10.8°$, since the airfoil employed was the symmetrical (NACA 0012) and it is naturally necessary to produce lift for the induced-drag vortex to be present around the blade tip.

Figure 3 - Average distribution, over many revolutions, of the noise source distribution in the azimuthal plane, for a typical, modern, large-size WT, projected over a picture of the WT, for illustration purposes only (Oerlemans, Wind Turbine Noise: Primary Noise Sources, 2011)

1.3 The Stall-Separation Noise

While for attached flow the TE Noise is the dominant mode, beyond stall the separation noise is the dominant Airfoil Self-noise mode. At stall, the noise may increase by more than 10 dB relative to TE Noise emitted by low-alpha, attached flows (Brooks, Pope, & Marcolini, 1989). According to the same authors, there were no predictive models for Separation Noise then, and also the extensive bibliographic research accomplished since then did not unveil any such model.

According to Brooks et al. (Brooks, Pope, & Marcolini, 1989), a successful noise prediction method for this source would have to consider the gradual increase of noise from separation, as the airfoil angle of attack in increased and becomes dominant at deep stall.

1.4 The Laminar Boundary Layer Noise

When the rotor blades, or a section, operate at or under the transition Reynolds number ($Re < 10^6$), the laminar flow region might extend up to the TE in certain conditions. In this case, a resonant interaction, of tonal nature, might occur as the TE noise waves travel upstream and couple with the Tollmien-Schlichting waves of the laminar BL, producing vortex shedding. The noise tones produced are related to the vortex shedding frequency at the TE (Brooks, Pope, & Marcolini, 1989). Also, in the case of the laminar flow, a laminar separation bubble may occur.

Both phenomena, the non-linear process of feedback of the noise on the instabilities of the laminar flow and the formation of the laminar bubble, may originate tonal noise, but these mechanisms are usually more relevant for small scale WT, where $Re < 10^6$ (Oerlemans, Wind Turbine Noise: Primary Noise Sources, 2011), and even then the tonal noise may be prevented by tripping the boundary layer far upstream of the TE.

1.5 The Blunt Trailing-Edge Noise

The frequency f_s of vortex shedding behind cylinders of diameter d is a simple function of the Strouhal number, which is a function of the Reynolds number only.

$$\frac{f_s\, d}{U_\infty} = F\left(\frac{U_\infty\, d}{\nu}\right) \qquad (1-1)$$

On the other hand, the problem of vortex shedding from lifting surfaces is much more complex (Blake, Mechanics of Flow-Induced Sound and Vibration, 1986 I), involving viscous boundary regions on the surface and details of the geometry of the trailing edge. Blunt, i.e., non-sharp TE edges may be characterized by thickness, radius, or angle, depending upon the type of geometry. Blake (Blake, Mechanics of Flow-Induced Sound and Vibration, 1986 II), shows that the Strouhal number for sharp and blunt TE airfoil geometries is a function of the flow regime and bluntness parameter, h/δ^*, where h is the TE thickness.

As the bluntness parameter increases above 0.25, $h/\delta^* > 1/4$, a secondary hump appears in the sound spectrum and it increases in energy and decreases in band-width (Blake, Mechanics of Flow-Induced Sound and Vibration, 1986 I), becoming eventually a tonal noise, frequently described in the bibliography as airfoil *singing* noise, for large enough h/δ^* ratio. The reason for this behavior is that fluctuating forces will prevail, resulting in dipole-type noise of tonal character (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996).

This tonal noise may be illustrated by looking at Figure 4, which shows the distinctive signature of blunt TE noise. For the tripped case, a secondary hump is formed and for the untripped case a quasi-tonal noise is characterized.

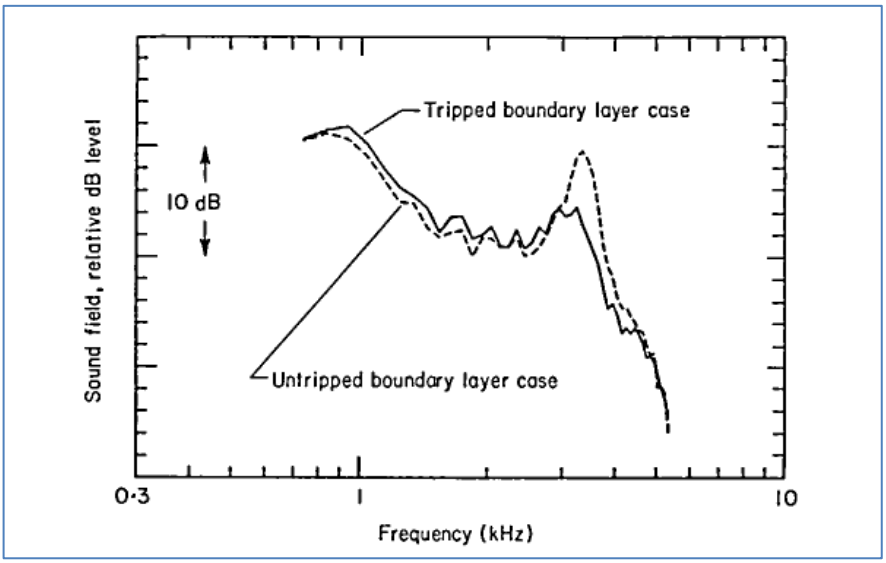


Figure 4 - The sound spectrum for a blunt TE NACA0012 airfoil, with spectral “hump” near 3 kHz (Brooks & Hodgson, 1981).

Figure 5 shows the effect of sharpening the TE on the noise spectrum.

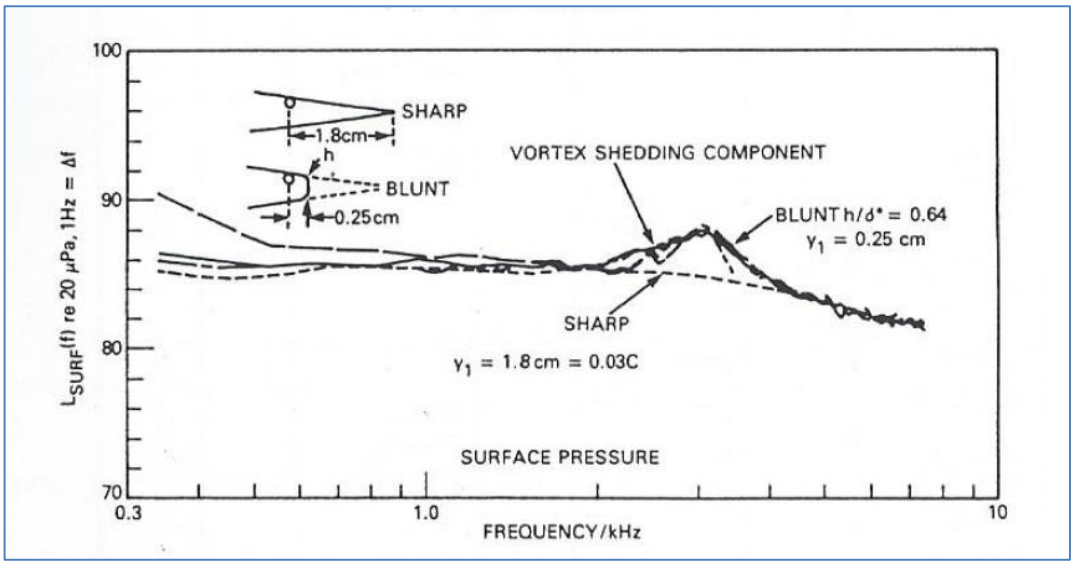


Figure 5 - Radiated sound for sharp and blunt TE NACA0012 airfoil, LE tripping (Brooks & Hodgson, 1981) data, adapted by (Blake, Mechanics of Flow-Induced Sound and Vibration, 1986 II).

Figure 6 shows a direct comparison of WT broadband spectra for sharp and blunt TE blades for the same 50 kW wind turbine.

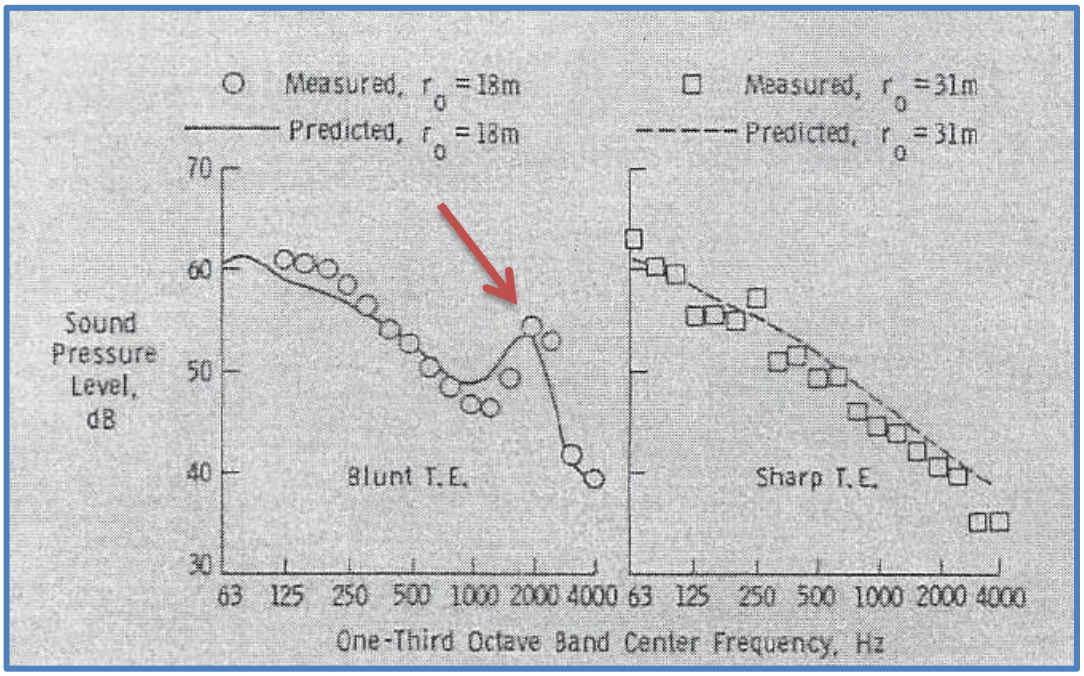


Figure 6 - Measured (continuous lines) broadband noise spectra for a U.S. Wind Power Inc. machine with blunt and sharp TE (Grosveld, 1985).

A broad comparison study of typical TE shapes and their relative amplitudes of tones (singing) may be found in Blake (Blake, Mechanics of Flow-Induced Sound and Vibration, 1986 II). Some simple TE geometries may reduce the singing to 1% or less, compared to the fully blunt TE configuration, as shown in Figure 7.

According to Grosveld (Grosveld, 1985), the smaller the TE thickness, the higher the peak frequency of shedding, so that sharpening the TE effectively shifts the peak away from the audio range, to the ultra-sound region of the spectrum. The practical limit of sharpening the TE is of major concern for construction and installation purposes and it is important to recognize, when modeling, that there exists no fully sharp TE in practice. While Wagner et al. (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996) consider the typical TE thickness to be in the 1-3 mm range, depending on the blade chord and operation condition, a consultation made directly with the industry (Sloth, 2011) revealed that, for current, large size WT, TE thicknesses are typically specified in the range of 2 to 5 mm for the 1/3 outboard part of the blade, but are often seen manufactured with thicknesses from 10 to 20 mm. Chord lengths in this blade range (50 m span) are typically 0.6 to 1 m - leading to a specified TE percentage of 0.2 to 0.8 % chord, and realized percentages of 1 to 3% of the chord.

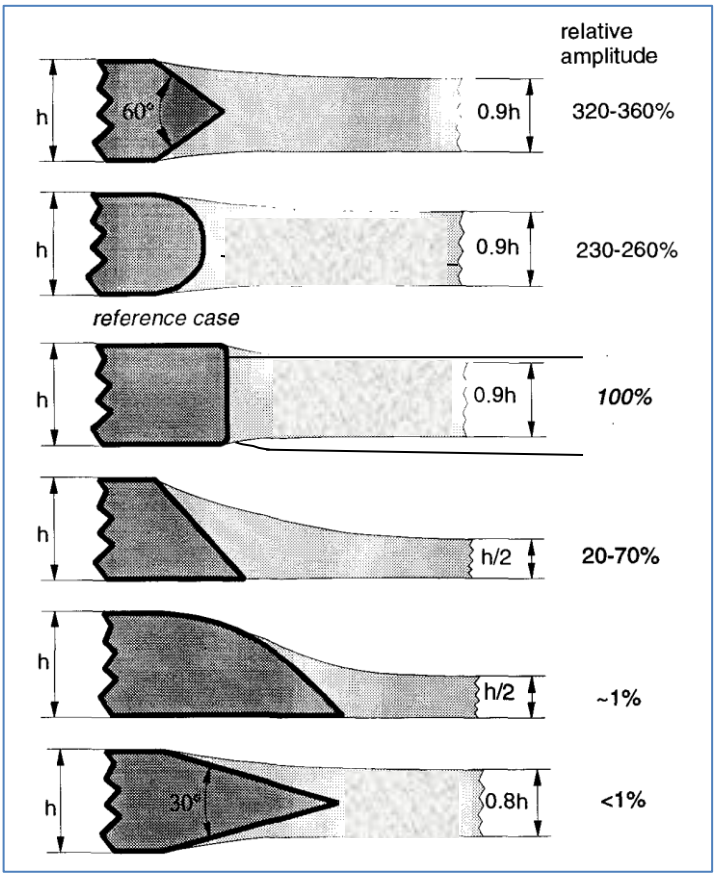


Figure 7 - A summary of airfoil TE shapes and relative tone noise amplitude, (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996).

The evaluation of the consequences of the TE thickness in the blade singing sensitivity will depend not only on the thickness dimension itself, but also on the geometry of the TE and on the boundary layer displacement thickness at the TE.

1.6 Noise from Flow over Holes, Slits and Intrusions

Deviations from design geometry do not occur solely in the blade TE thickness. The overall blade shape may display geometric deviations due to manufacturing tolerances, but also imperfections may originate or aggravate during the WT assembly, erection and operation. The classic situations that will add to geometrical imperfections and surface roughness are hail storms, lightning strikes, bird impact, insect impact (which will stick to the surface), dust, oil, loose tapes and slits.

There seems to be some different points-of-view concerning the consequences of the described surface imperfections. While Wagner et al. (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996) state that any unwanted disturbance to the flow around the blade may cause additional noise, Brooks and Hodgson (Brooks & Hodgson, 1981) showed that a tonal noise may be avoided by the tripping of the BL, which is triggered by the imperfections described.

While Oerlemans (Oerlemans, Wind Turbine Noise: Primary Noise Sources, 2011) expects the boundary layer on either side of the airfoil might remain laminar up to the trailing edge for chord-Reynolds number below $1x10^6$, the reality of the operating conditions seems to be very different, as Eisele et al. (Eisele, Pechlivanoglou, & Nayeri, 2013) report that WT field tests could not reproduce low turbulence wind tunnel test data since the presence of even the small surface waviness and dust were enough to cause boundary layer transition. Since the cumulative presence of dust, dents, scratches and insects seems the rule rather than exception in the operating environment of such large equipment, Oerlemans' assertion in this matter seems to be applicable only to the realm of small-scale WT or brand-new equipment.

2. APLICATIONS OF AEROACOUSTIC THEORY TO WTN

The different aspects of the aeroacoustic theory may find different applications in the noise prediction engineering practice, depending upon the flow regimes and the dominant noise producing mechanisms. For instance, the steady, harmonic noise from a propeller is caused by steady loads at the rotating blades and occurs at multiples of the BPF. The mechanism of noise production is the displacement of air by the motion of the body, giving rise to monopole sound, and the forces acting from the body on de fluid, giving rise to dipole sound. Because it does not depend on the viscous flow interaction and can be calculated in a straightforward manner, this kind of noise is referred to as *deterministic noise*. This form of self-noise is called *Gutin noise* (Theodorsen & Regier, 1946) and may be computed with good accuracy, but it is not a significant noise source for current design HAWTs since, according to Blake (Blake, Mechanics of Flow-Induced Sound and Vibration, 1986 II), the Gutin noise is generally important at nearly sonic tip speeds, i.e., high Mach numbers.

There are also applications of the Ffowcs Williams & Hawkins (FW-H) equation (Ffowcs-Williams & Hall, 1970) for the deterministic, harmonic fan noise, where the loads at the blades (source terms) are computed either using Blade-Element Momentum BEM methods (Hansen, 2008), (Burton, Sharpe, Jenkins, & Bossanyi, 2008) or *vortex-lattice methods* (Gupta & Leishman, 2005), which are inviscid in nature, and thus cannot model the source strengths coming from the interaction between the turbulence and the WT blade.

For the high-frequency noise originated from the turbulent flow, the Lighthill equation (Lighthill, 1962) provides, in principle, the opportunity to obtain an exact solution. However, knowing the source term for the solution of the Lighthill equation (the strength of the Lighthill tensor) implies

having previously obtained the detailed solution for the turbulent flow field, which is almost never possible or practical, which prevents the direct noise computation.

For the application of the FW-H equation in the prediction of noise originated from the interaction between turbulence and the WT blades, the same difficulties arise and the procedures generally have to rely on a considerable amount of empirical input. For this reason, this type of noise is called *non-deterministic* or *semi-empirical* noise. For subsonic, turbulent flows interacting with the blades, the primary noise sources are the fluctuating Reynolds stresses (Lighthill tensor) originating quadrupole sound and the sound reflection and scattering in the presence of the rigid airfoil surface, which may give rise to dipole-type sound when the airfoil may be treated as a compact source.

The aeroacoustic theory formulations have led to the proposal of some noise prediction models and many noise prediction formulations or methods. IN the following paragraphs the key mechanisms of flow-induced noise and the nature of the spectra they produce are discussed.

2.1 Noise from Free Turbulence

This subject was the original motivation of Lighthill´s research (Lighthill, 1962), due to the increasing concern of noise emitted by jet propulsion. The Lighthill analogy led to a solution of the inhomogeneous wave equation with the aid of Green´s Function, leading to the quadrupole-type source radiation. The pressure fluctuating field solution is also presented for time and frequency domains.

Lighthill (Lighthill, 1962) also deduced that for the jet noise, the acoustic intensity is proportional to the eighth power of the flow Mach number

$$I \propto \rho_0 c_0^3 M^8 \left(\frac{l}{r}\right)^2 \alpha^2 \qquad (2-1)$$

where $M = U/c_0$, l is the typical dimension in the turbulent region, α is the normalized turbulence intensity and r is the distance from the source to the observer.

2.2 Noise from Turbulence Interaction with the Airfoil Edges

According to Oerlemans (Oerlemans, Wind Turbine Noise: Primary Noise Sources, 2011), the Mach number of the flow around the outboard part of a typical WT blade is of the order 0.2. From Eqn. $(2-1)$, the resulting acoustic intensity from free turbulence at this small Mach number would be weak $(I \propto M^8)$, leading to the conclusion that, for small Mach numbers, the radiated aerodynamic noise from an airfoil will be dominated by the interaction between the turbulence and the airfoil edges and surface.

The subject was first formally treated by Ffowcs-Williams and Hall (Ffowcs-Williams & Hall, 1970) while investigating sound generation by turbulence in the vicinity of a scattering half-plane and was later treated in a more general approach by Blake (Blake, Mechanics of Flow-Induced Sound and Vibration, 1986 II). According to Blake, the sophistication of analytical modeling of flow-edge interactions evolved following the work of FW-Hall (Ffowcs-Williams & Hall, 1970), to include physically realistic acoustic and aerodynamic interactions, and so did the mathematical complexity of the models. In his development, it is assumed that (i) the disturbances created by the flow-edge interaction do not feed-back on the turbulence, i.e. the only interaction of importance is the acoustic one, and (ii) the size of a typical eddy scales on the typical dimension l of the turbulent region (see Figure 8).

The effect is therefore dependent on the turbulence length scale. For TE noise the turbulence length scales usually employed are the boundary layer thickness (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996), or the displacement thickness, δ^* measured at the TE (Oerlemans, Wind Turbine Noise: Primary Noise Sources, 2011), and for inflow turbulence noise l is the scale of the incident eddies.

The resulting acoustic intensity was found to depend on the fifth power of the flow Mach number, for non-compact source behavior

$$I \propto \rho_0 c_0^3 cos^3(\bar{\theta}) M^5 \frac{sl}{r^2} \alpha^2 . sin(\varphi) sin^2\left(\frac{\theta}{2}\right) \qquad (2-2)$$

where α is the normalized turbulence intensity and the length scales and angles are depicted in Figure 8.

Equation (2-2) is valid for both trailing-edge noise and leading-edge noise (high-frequency inflow turbulence noise), with suitable turbulence length scales selected for each case, as highlighted above, and it is the basis of several edge-noise prediction models since it is the dominant type of noise source at low Mach number flows (M<<1).

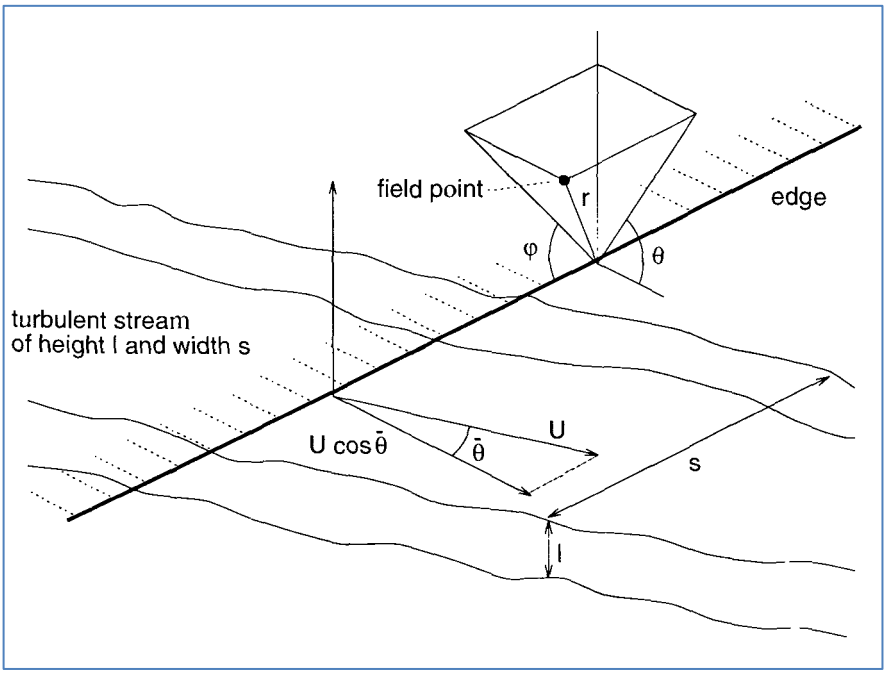


Figure 8 - Basic geometry employed by BLAKE to study the wall jet incident on the TE of a semi-infinite plane (Blake, Mechanics of Flow-Induced Sound and Vibration, 1986 II), p. 726, adapted by (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996).

However, when the incident eddies are much larger than the typical airfoil chord, $c \sim 1\ m$, so will be the acoustic wavelength of the noise emitted ($f < 50\ \mathrm{Hz}$), and for this range of infrasound the airfoil may be considered a compact source (Oerlemans, Wind Turbine Noise: Primary Noise Sources, 2011). In that case the acoustic intensity will depend on the sixth power of the flow Mach number (Wagner, Bareiß, & Guidati, 1996):

$$I \propto \rho_0 c_0^3 M^6 \left(\frac{A_b}{\Lambda \mathrm{r}}\right) \alpha^2 . cos^2(\theta) \qquad (2-3)$$

where A_b is the area of the airfoil, Λ is a characteristic length scale of the turbulence, and θ is the angle between the airfoil surface and the observer. The expression has a dipole-type directivity function.

3. Relative Contribution of the Noise Sources to the Overall SPL and Spectra.

It is not feasible, in the field, to obtain the experimental spectrum radiated from the individual self-noise sources. Nevertheless, the total noise spectra may be inferred from partial models, validated to some extent for each of the individual sources, against wind tunnel or jet-flow

potential-core tests. These modeling tools make it possible to evaluate the relative importance of the individual noise sources.

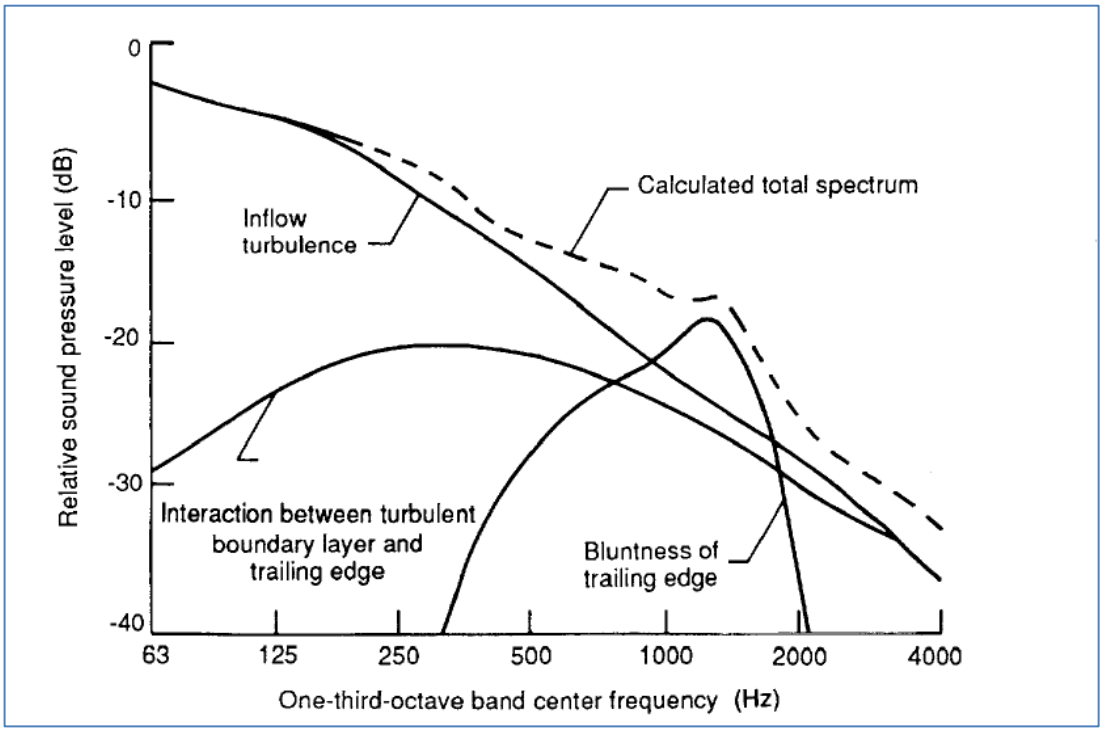


Figure 9 - Broadband noise prediction contributions, from different mechanism noise sources, at 100 m from a MOD-2 WT, operating in a 9.8 m/s wind and producing 1.5 MW (Grosveld, 1985).

First, by considering all aerodynamic noise sources, i.e. LFN, inflow turbulence and airfoil self-noise, Grosveld (Grosveld, 1985) unveiled the broadband noise prediction contributions, at an observer distance of 100 m, calculated over the axis line of a MOD-2[6] HAWT.

Figure 9 shows that inflow turbulence is the dominant mechanism in the low frequency range, while the interaction noise, between the TBL and the TE edge, steadily grows and later decays after the peak (which is Strouhal number-dependent) reaching a SPL level equivalent to the inflow noise close to 1 kHz and higher. The TE bluntness also has a broadband nature but is marked by a tone between 1 kHz and 2 kHz.

[6] The MOD-2 HAWT was the precursor of the modern HAWT in many aspects, having been designed by NASA and manufactured by Boeing from 1982 to 1988. The equipment had a 91 m diameter rotor in an upwind position, but the rotor had only two blades.
http://www.boeing.com/history/products/mod-2-mod-5b-wind-turbine.page accessed on June,2016.

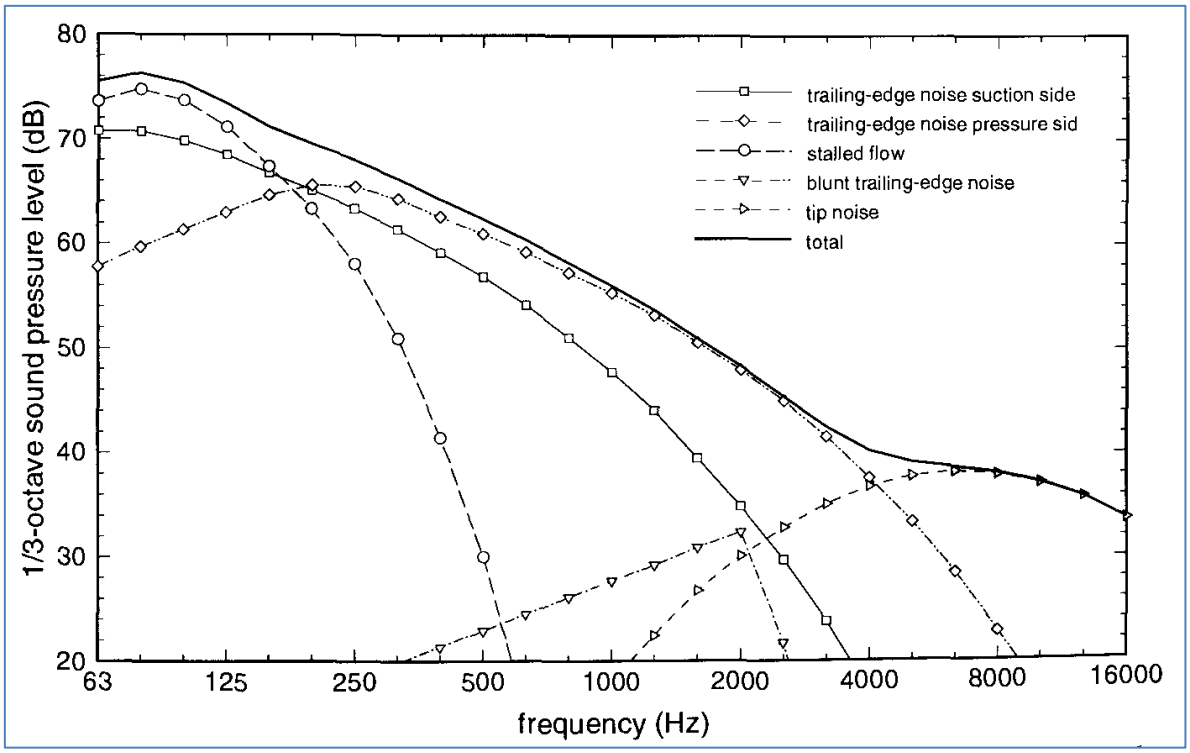


Figure 10 - Calculated contributions of airfoil self-noise individual sources, for a WT blade, and the total SPL spectrum, after (Bareiss, Guidati, & Wagner, 1994).

Figure 10 displays only airfoil self-noise spectra calculated for a blade, from models of individual contributions of the different mechanisms, plus the total noise spectrum. It is evident from the figure that the blade spectrum is dominated by the TE noise for most of the frequency range and then by the tip noise. While it seems that stalled flow contribution is sizeable, it is restricted to low frequencies and should become less important after A-weighting of the SPL, under the criterion of audio annoyance only. In fact, Petitjean et al. (Petitjean, Drobietz, & Kinzie, 2011) presented an A-weighted, 1/3 octave band spectrum for a large-size, modern-type General Electric WT, with all the relative contributions from the flow-induced noise mechanisms and the results confirms the basic relative spectral and level contributions depicted in Figure 10.

All spectra discussed strongly suggest that the most relevant mechanism of aerodynamic noise generation in a modern, large size WT in nominal wind speed conditions, non-stalled operation, is the turbulent boundary layer TE noise.

4. Conclusions

Apart from mechanical noise sources, which are controllable through classical techniques, a large-size HAWT equipment is home for many distinct aeroacoustic noise sources, originated from the inflow turbulence, the interaction of the flow (both turbulent and laminar) with the airfoil surfaces, and the interaction of the flow with the support structure. Table 2 summarizes the main noise sources, noise intensity dependence on Mach number as per discussed aeroacoustic theory and their relative spectral shape and level importance.

Table 2 – Main HAWT noise sources, models and relative importance for modern, large size rotors.

Nature	**Noise characteristics**	**Dependence on Mach number**	**SPL and spectral contribution**
Inflow Noise	Broadband noise.	$I \propto M^6$ for compact source behavior $I \propto M^5$ for non-compact source behavior.	Significant contribution in lower frequencies.
Airfoil Self-Noise			
Trailing-edge noise	Broadband.	Generally, $I \propto M^5$.	Most relevant aeroacoustic noise contribution, higher frequencies predominance.
Tip Noise	Broadband.	Region of high Mach number, but small chord.	There seems to be no remarkable contribution from the particular 3D-flow around the tip, for the overall noise radiated.
Stall, separation noise	Broadband.	No model available	The noise may increase by more than 10 dB relative to TE Noise.
Laminar boundary-layer noise	Tonal.	Low Mach and Reynolds numbers, vortex-shedding dependent	More relevant for small scale WT. May be prevented by tripping the boundary layer far upstream of the TE.
Blunt trailing-edge noise	Tonal.	Function of the flow regime and bluntness parameter, h/δ^*	h/δ^* should be kept small, for low or zero contribution.
Noise from flow over holes, slits and intrusions	Tonal.	Fabrication and operation dependent.	Careful manufacturing process planning, tight tolerances and early transition are desirable for low noise signature

It is possible to conclude that the desired characteristics for a well-designed WT rotor, in respect to noise emission, would include a blade optimized for low TE noise and Tip noise, while being as much insensitive as possible with regards to inflow noise. A tripped flow would also avoid laminar boundary-layer originated noise. Also, all those characteristics should have no negative impact on the blade ability to perform an efficient energy conversion.

As far as aeroacoustic noise is concerned, it is also important to notice that the manufacturing process of the blades should also receive careful attention, since TE bluntness and surface imperfections will also contribute to the final WTN level and could add tonal noise, which presence is often penalized when measuring WTN in order to verify compliance with specific, applicable standards.

Like in any other typical design, an engineering tradeoff has to be achieved between the noise sources, and it is important to remember that the main objective of the WT manufacturer is the energy conversion performance of the equipment. The more recent noise-constraint requirements are additive to those and do not replace or take priority over them.

REFERENCES

Bareiss, R., Guidati, G., & Wagner, S. (1994). An Approach Towards Refined Noise Prediction of Wind Turbines. *Proceedings of the European Wind Energy Association Conference & Exhibition.*, (pp. 785-790). Thessaloniki.

Bistafa, S. R. (2011). *Acústica Aplicada ao Controle de Ruído* (Segunda ed.). São Paulo: Edgar Blücher.

Blake, W. K. (1986 I). *Mechanics of Flow-Induced Sound and Vibration* (Vol. I). Orlando, FL.: Academic Press.

Blake, W. K. (1986 II). *Mechanics of Flow-Induced Sound and Vibration* (1ed ed., Vol. II). Orlando: Academic Press.

Brooks, T. F., Pope, S., & Marcolini, M. A. (1989). *Airfoil Self-Noise and Prediction.* NASA. Langley: NASA.

Brooks, T., & Hodgson, T. H. (1981). Trailing Edge Noise Prediction From Measured Surface Pressures. *Journal of Sound and Vibration 78(1)*, pp. 69-117.

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2008). *Wind Energy Handbook.* Chichester: J. Wiley & Sons.

Eisele, O., Pechlivanoglou, G., & Nayeri, C. ,. (2013). EXPERIMENTAL & NUMERICAL INVESTIGATION OF INFLOW TURBULENCE ON THE PERFORMANCE OF WIND TURBINE AIRFOILS. *Proceedings of ASME Turbo Expo 2013: Turbine Technical Conference and Exposition* (pp. 1-10). San Antonio, Tx: ASME.

Ffowcs-Williams, J., & Hall, L. (1970, March). Aerodynamic Sound Generation by Turbulent Flow in the Vicinity of a Scattering Half Plane. *Journal of Fluid Mechanics, V.40*, pp. 657-670.

Grosveld, F. W. (1985, July-August). Prediction of Broadband Noise from Horizontal Axis Wind Turbines. *Journal of Propulsion, Vol 1, No.4*, pp. 292-299.

Gupta, S., & Leishman, J. (2005). Comparison of Momentum and Vortex Methods for the Aerodynamic Alanysis of Wind Turbines. *43rd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, (pp. 1-23). Reno, Ne.

Hansen, M. (2008). *Aerodynamics of Wind Turbines* (Second Edition ed.). London: Earthscan.

Hubbard, H., & Shepherd, K. (1990). *Wind Turbine Acoustics.* NASA Tech. Paper 3057.

Kamruzzaman, M., Lutz, T., Nübler, K., & Krämer, E. (2011). Implementation and Verification of an Aeroacoustc Wind Turbine Blade Analysis Tool. *WTN 2011 Proceedings* (pp. 1-16). Rome: INCE Europe.

Lighthill, M. J. (1962). The Bakerian Lecture, 1961. Sound Generated Aerodynamically. *Proceeding of The Royal Society A* (pp. 147-183). London: Royal Society.

Moriarty, P., & Migliore, P. (2003). *Semi-Empirical Aeroacoustic Noise Prediction Code for Wind Turbines.* NREL, Golden, CO.

Oerlemans, S. (2011). *Wind Turbine Noise: Primary Noise Sources.* National Aerospace labortory NLR, Amsterdam.

Oerlemans, S., Sijtsma, P., & Méndez-López, B. (2007, February 6). Location and Quantification of Noise Sources on a Wind Turbine. *Journal of Sound and Vibration*, pp. 869-883.

Petitjean, B., Drobietz, R., & Kinzie, K. (2011). Wind Turbine Blade Nosie Mitigation Technologies. *Fourth International Meeting on Wind Turbine Noise*, (pp. 1-14). Rome.

Rogers, A., Manwell, J., & Wright, S. (2006). *Wind Turbine Acoustic Noise.* University of Massachussetts, Amherst.

Sloth, E. (2011). *[pesonnal correspondence] received 28/sept/11.* SUZLON BLADE TECHNOLOGIES, Aarhus V., Denmark.

Theodorsen, T., & Regier, A. (1946). *THE PROBLEM OF NOISE REDUCTION WITH RELATION TO LIGHT AIRPLANES.* NACA Technical Note 1145 , Washington.

Wagner, S., Bareiß, R., & Guidati, G. (1996). *Wind Turbine Noise.* Berlin: Springer.

World Health Organization. (2018). *ENVIRONMENTAL NOISE GUIDELINES FOR THE EUROPEAN REGION - EXECUTIVE SUMMARY.* Copenhagen: WHO.

AVALIAÇÃO DO PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA: TUSD E TUST

Yan Felipe de Oliveira Cavalcante e Israel Lacerda de Araújo

Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP)

RESUMO

Fontes de geração de energia em processo de desenvolvimento não teriam espaço na expansão da matriz energética de um país. Isso ocorre por não haver incentivo para retornos econômicos no período de aprendizado e domínio da nova tecnologia, de maturação de sua cadeia produtiva e a completa operação de novos empreendimentos.

O Brasil não se destacou por uma posição antagônica, mesmo com potencial energético muito conhecido dos meios acadêmico, empresarial e governamental. Contudo, a barreira a ser ultrapassada para que deixasse a figura de potencial e se tornasse plenamente utilizável era difícil de ser ultrapassada, em condições mercadológicas em que se encontravam.

Alguns instrumentos foram adotados como forma de tornar não somente rentável, mas de abrir espaço para novas fontes de geração de energia. Esses instrumentos se alastram no preço da energia, na restrição de competidores, no estabelecimento de instrumentos contratuais favoráveis aos novos entrantes e em subsídios cruzados.

Entretanto um dos principais motivadores para a concessão de incentivos às fontes alternativas era o baixo impacto ao meio ambiente. No Brasil, as discussões em questão iniciaram no final da década de 90. Elas derivavam pelo fato de o mercado não precificar corretamente o benefício para a sociedade dessas fontes, e falhas de mercado para indústria nascente e para restrições concorrenciais (MONTALVÃO e SILVA, 2015).

O Brasil, tal qual outros países, adotou políticas públicas de incentivos para essas fontes, e, como exemplo, o desconto mínimo de cinquenta por cento (50%) na TUST e TUSD, inicialmente aplicado em conjunto com o Proinfa.

Este trabalho tem por objetivo trazer uma revisão a respeito de programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica brasileira e visado também traçar um panorama atual do tema. Além disso, este trabalho busca mostrar uma avaliação da aplicação dos subsídios cruzados via desconto nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD) no cenário atual.

OBJETIVO

Este trabalho tem por objetivo trazer uma revisão a respeito de programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica brasileira e visado também traçar um panorama atual do tema. Além disso, este trabalho busca mostrar uma avaliação da aplicação dos subsídios cruzados via desconto nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD) no cenário atual.

PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA

Fontes de geração de energia em processo de desenvolvimento não teriam espaço na expansão da matriz energética de um país. Isso ocorre por não haver incentivo para retornos econômicos no período de aprendizado e domínio da nova tecnologia, de maturação de sua cadeia produtiva e a completa operação de novos empreendimentos.

O Brasil não se destacou por uma posição antagônica, mesmo com potencial energético muito conhecido dos meios acadêmico, empresarial e governamental. Contudo, a barreira a ser ultrapassada para que deixasse a figura de potencial e se tornasse plenamente utilizável era difícil de ser ultrapassada, em condições mercadológicas em que se encontravam.

Alguns instrumentos foram adotados como forma de tornar não somente rentável, mas de abrir espaço para novas fontes de geração de energia. Esses instrumentos se alastram no preço da energia, na restrição de competidores, no estabelecimento de instrumentos contratuais favoráveis aos novos entrantes e em subsídios cruzados.

É possível destacar programa federal estabelecido em 2002 e implementado nos anos seguintes, em instrumento de desoneração de impostos para investimentos em infraestrutura, em leilões diversos que incentivavam geração por fontes entrantes e subsídios cruzados que tornavam o negócio economicamente atrativo.

Deve-se relevar que os mecanismos, independente da eficiência que alcançariam, se lastrearam nos princípios da política energética nacional, estabelecida na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, sobretudo a proteção do meio ambiente, a conservação de energia, a adequada solução de abastecimento energético nas diversas regiões, bem como o aproveitamento de fontes alternativas.

Como diretrizes, a política energética brasileira tem buscado dispor de infraestrutura eficiente e integradora do território, com redução de desigualdades regionais.

O programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, denominado Proinfa, foi instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, para priorizar a geração a partir das fontes eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e biomassa. Tratou-se de contratação obrigatória de até 3.3 GW de capacidade a partir das fontes alternativas pela Eletrobrás, com contratos de 20 anos, distribuídos equitativamente entre as três fontes (BRASIL, 2009).

A despeito da gestão via estatal do setor elétrico, todo o custo foi pago pela subclasse residencial baixa renda. À época de sua concepção, estimou-se o impacto tarifário em aproximadamente 0,02%. A contração ocorreu por meio de duas chamadas públicas, permitida a participação de consórcios e de fabricantes de equipamentos, exigido o mínimo de 60% de conteúdo nacional. Os bancos públicos foram os financiadores dos empreendimentos do Proinfa.

Dos subsídios cruzados via desconto nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD)

Entretanto um dos principais motivadores para a concessão de incentivos às fontes alternativas era o baixo impacto ao meio ambiente. No Brasil, as discussões em questão iniciaram no final da década de 90. Elas derivavam pelo fato de o mercado não precificar corretamente o benefício para a sociedade dessas fontes, e falhas de mercado para indústria nascente e para restrições concorrenciais (MONTALVÃO e SILVA, 2015).

O Brasil, tal qual outros países, adotou políticas públicas de incentivos para essas fontes, e, como exemplo, o desconto mínimo de cinquenta por cento (50%) na TUST e TUSD, inicialmente aplicado em conjunto com o Proinfa.

A redução concedida não poderia ser inferior a 50% em ambas, TUST e TUSD, na produção, para empreendimento de capacidade menor ou igual a 30 MW, e no consumo, para consumidores especiais.

Posteriormente, o desconto foi ampliado para usinas a biomassa instaladas pós 2016 com capacidade a até 300 MW como forma de fazer frente ao desconto dado para aquelas fontes modulares (solar e eólica). Geração por fonte modular é aquela que pode ser facilmente ampliada, ou dividida em vários módulos, sem custos extras. Dessa forma, não faz diferença se uma determinada Usina com característica modular tenha 30 ou 300 MW de capacidade instalada.

Pois bem, ambas as tarifas, TUSD e TUST, são pagas por todos os consumidores (regulados, especiais e livres) e pelas empresas de geração de energia elétrica, o primeiro grupo para que possam receber energia e o segundo para poder enviar energia. Concessionárias de distribuição são responsáveis pela arrecadação da totalidade oriunda dos consumidores do mercado cativo (TUSD e TUST) e a parcela dos consumidores livres e especiais conectados à rede de distribuição (TUSD), ficando o Operador Nacional do Sistema incumbido de arrecadar os demais valores da TUST (MONTALVÃO e SILVA, 2015).

Atualmente, a sistemática de descontos não pode ser inferior a 50%, mesmo caso não seja necessária para viabilizar a instalação de determinado grupo de empreendimentos, bem como está em vigência por prazo indeterminado,

contudo, a mera modificação legislativa pode fazer com que os contratos vigentes sejam afetados. Ou seja, a manutenção ou a modificação causam insegurança jurídica aos contratos vigentes, mesmo àqueles que não mais necessitam desse incentivo.

Releva atenção o montante a que se alcançou apenas nessa categoria de subsídio. Espera-se que, no exercício de 2018, sejam gastos R$8,7 bilhões apenas na categoria de subsídio a fontes alternativas (RITTNER, 2018), custeadas por intermédio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), nos termos da legislação vigente. Trata-se aproximadamente 46% da totalidade de recursos despendidos via CDE e que tem onerado especialmente os consumidores cativos (exclusive aqueles da subclasse Residencial de Baixa Renda).

Inicialmente, o próprio agente regulador era entusiasta de tal ferramenta como forma de promover fontes alternativas, mas esse quadro não mais é favorável dada a magnitude do impacto nas tarifas. Tirante a agência reguladora, há sinais de admissão dos entes responsáveis pela implementação de políticas materializadas segundo decisão do Congresso Nacional. Dessa forma, grupos organizados têm sido exitosos em evitar a retirada de todo e qualquer subsídio para geração a partir dessas fontes alternativas.

Conforme apresentado por Scocuglia (2018), a 11º Vara de Fazenda Pública de São Paulo excluiu a TUST e a TUSD da base de cálculo do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) de uma grande empresa do setor alimentício.

Alegam que a inclusão das taxas de transmissão e distribuição encarece o processo produtivo, pois TUSD e a TUST integram os contratos no mercado livre e no cativo, e o restaurantes utiliza de regime especial que não tomam crédito de ICMS de seus insumos, tornando interessante a exclusão das taxas da base de cálculo (SCOCUGLIA, 2018).

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em termos de perspectiva futura, é possível esperar maior racionalização dos recursos despendidos via desconto na TUSD e na TUST de forma a favorecer aqueles recursos energéticos caracterizados como tecnologias nascentes e em maturação.

Da forma como se encontra, a concessão para fontes alternativas e para consumidores especiais, faz com que haja subsídio para grupos que não mais necessitam (consumidores especiais como hospitais, shopping centers, redes hoteleiras) às custas de consumidores da subclasse residencial. De toda sorte, a transição deverá seguir caminho a ser buscado no caminho da cooperação entre fontes ao invés da competição predatória.

AGRADECIMENTOS

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela concessão da bolsa de estudo, tornando possível a produção deste trabalho.

Aos Professores da Universidade de São Paulo por ser parte fundamental da minha formação, em especial aos Professores Dr. Célio Bermann e Dra. Virgínia Parente pelas aulas de “Recursos e Oferta de Energia”, cuja foi inspiração para produção deste conteúdo.

Por fim, ao Programa de Pós-Graduação em Energia (PPGE) do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP) pelas oportunidades e experiencias oferecidas.

REFERÊNCIAS

BRASIL. **Decreto Nº 5.025, de 30 de março de 2004.** Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasília, Brasília, 2004.

BRASIL. **Lei nº 5.172 de 25 de outubro de 1966**. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasília, Brasília, 1966.

BRASIL. **Lei Nº 10.438, de 26 de abril de 2002**. Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasília, Brasília, 2002.

BRASIL. **PROINFA**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, Brasília, 2009. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/programas/proinfa>. Acesso em 1 set. 2018.

MONTALVÃO, E; SILVA, R. M. **Descontos na TUST e na TUSD para Fontes Incentivadas: Uma avaliação**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/ CONLEG/Senado, fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 165). Disponível em: <www.senado.leg.br/estudos>. Acesso em 1 set. 2018.

RITTNER, D. **“Nova” Aneel tenta conter subvenção a fonte “limpa”.** Brasília: Valor Econômico, agosto/2018. Disponível em: <https://www.valor.com.br/brasil/5736285/nova-aneel-tenta-conter-subvencao-fonte-limpa>. Acesso em 1 set. 2018.

SCOCUGLIA, L. **Em liminar, Justiça de São Paulo exclui Tusd e Tust do ICMS.** Brasília: JOTA: Tributos e empresas, 2018. Disponível em: <https://www.jota.info/tributos-e-empresas/tributario/tusd-e-tust-excluidos-04062018>. Acesso em 1 set. 2018.

CATEGORIA 4 - BENEFÍCIOS AMBIENTAIS, SOCIAIS E ECONÔMICOS DA FONTE EÓLICA

Licenciamento ambiental de parques eólicos no Brasil: qualidade das diretrizes estaduais para avaliação de impacto sobre morcegos

Resumo

A energia eólica é uma importante e competitiva fonte alternativa de eletricidade cuja produção vem crescendo no Brasil na última década. Como todo empreendimento de geração de energia, parques eólicos são fonte de possíveis impactos sobre o meio ambiente e estão sujeitos a licenciamento ambiental. No Brasil, a maioria dos parques eólicos abrange um ou mais municípios dentro do mesmo estado e são, portanto, licenciados no âmbito estadual, cujos procedimentos e exigências podem variar. Apresentamos aqui uma análise da qualidade do licenciamento nos 13 estados com turbinas eólicas em operação no país, considerando impactos sobre morcegos. Para isso, (1) avaliamos as normas legais adotadas pelos estados para o licenciamento ambiental de energia eólica; (2) analisamos as diretrizes para os estudos ambientais nos dois cenários mais comuns, *i.e.* licenciamento padrão *vs*. simplificado; e (3) comparamos os estados brasileiros considerando o nível de exigência das normas e diretrizes para avaliações de impacto. Apenas 1/3 dos estados apresentam normativas próprias para o licenciamento de energia eólica atualizadas em relação à legislação federal. Na maioria dos casos, as diretrizes são vagas e falham em solicitar dados importantes para uma avaliação adequada dos impactos sobre morcegos. Esta deficiência é mais grave no licenciamento simplificado, que em 2/3 dos estados sequer menciona a necessidade de amostrar morcegos durante a fase de pré-instalação. Embora precisem de maior detalhamento, Bahia, Rio Grande do Sul e Minas Gerais foram, respectivamente, os estados com as melhores diretrizes para consideração dos morcegos no licenciamento de energia eólica. Recomendamos que os estados brasileiros melhorem a qualidade e padronizem seus procedimentos de licenciamento ambiental com base nas diretrizes nacionais e internacionais disponíveis.

Abstract

Environmental licensing of wind farms in Brazil: the quality of state guidelines for impact assessment on bats – Wind energy is an important and competitive alternative source of electricity whose production has been growing in Brazil in the last decade. As any power plant, wind farms are source of possible environment impacts and are subject to environmental licensing. In Brazil, most wind farms cover one or more municipalities within the same state and are therefore licensed at the state level, whose procedures and requirements may vary. Here we present an analysis of the licensing quality in the 13 states where there are

wind turbines in operation in the country, considering impacts on bats. For this, we (1) evaluate legal norms adopted by the states for environmental licensing of wind energy; (2) examined guidelines for environmental studies in the two most common scenarios, *i.e.* standard vs. simplified licensing; and (3) compare the Brazilian states considering the exigency level of norms and guidelines for impact assessments. Only 1/3 of the states have updated regulations for wind energy licensing in relation to federal legislation. In most cases, the guidelines are vague and fail to request important data for appropriate impact assessments on bats. This deficiency is more significant in the simplified licensing, which in 2/3 of the states does not even mention the need to sample bats during the pre-construction phase. Although need more detailing, Bahia, Rio Grande do Sul and Minas Gerais were, respectively, the states with the best guidelines for considering bats in wind power licensing. We recommend that Brazilian states improve quality and standardize their environmental licensing procedures based on available national and international guidelines.

Introdução

Nos últimos dez anos, o Brasil passou a investir massivamente na geração de eletricidade a partir dos ventos (ABEEÓLICA, 2017). Por ser uma fonte renovável livre de emissões de CO_2 na atmosfera, a energia eólica é considerada "verde". Apesar disso, efeitos negativos sobre a vida silvestre indicam que os impactos ambientais da energia eólica têm sido subestimados (e.g. FRICK *et al*., 2017; PEARCE-HIGGINS *et al*., 2009; THAKER; ZAMBRE; BHOSALE, 2018). Muitas espécies de vertebrados voadores podem colidir com aerogeradores (THAXTER *et al*., 2017), especialmente aves de rapina (DREWITT; LANGSTON, 2006), aves marinhas (FURNESS; WADE; MASDEN, 2013) e morcegos insetívoros (ARNETT *et al*., 2016). Morcegos são especialmente vulneráveis porque também podem morrer por barotrauma sem colidir com as turbinas, ao se aproximarem das pás em movimento que causam mudanças repentinas na pressão do ar (BAERWALD *et al*., 2008). Além do risco de colisão e barotrauma, parques eólicos podem implicar em redução do uso de habitat ao redor das turbinas (MILLON *et al*., 2018; MINDERMAN *et al*., 2017) e em interferência na conectividade da paisagem utilizada como corredor de deslocamento por morcegos (RODRIGUES *et al*., 2015; ROSCIONI *et al*., 2014).

Apesar destes impactos ambientais, o rigor no licenciamento ambiental para a produção de energia eólica tem sido questionado no Brasil (VALENÇA; BERNARD, 2015). Uma das primeiras normas legais a regular os processos de licenciamento ambiental no país exigia que usinas geradoras de eletricidade com potência > 10 MW fossem licenciadas através

de um Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) (Resolução CONAMA nº 1/1986; BRASIL, 1986). No entanto, no início dos anos 2000 foi autorizada a realização de procedimento simplificado para o licenciamento de usinas eólicas e outras fontes consideradas de baixo impacto (Resolução CONAMA nº 279/2001; BRASIL, 2001). Este procedimento estipulava prazos máximos mais curtos para tramitação do processo (≤ 60 dias) e a elaboração de um Relatório Ambiental Simplificado (RAS) para avaliação dos impactos ambientais. A expansão do setor eólico desde então levou, em 2014, à publicação de uma nova normativa específica para regulamentar o licenciamento de parques eólicos no país (Resolução CONAMA nº 462/2014; BRASIL, 2014). Esta resolução passou a exigir novamente a elaboração de EIA/RIMA, mas apenas para empreendimentos localizados em ecossistemas protegidos por lei ou em áreas de alta relevância biológica ou sociocultural.

Independentemente do tipo de licenciamento, os estudos ambientais (EIA/RIMA ou RAS) são realizados com base nas orientações de um Termo de Referência emitido pelo órgão licenciador (MMA, 2009). Uma vez que a maioria dos parques eólicos no Brasil abrange um ou mais municípios em um mesmo estado, o licenciamento é geralmente competência da esfera estadual – embora possa em casos específicos ser realizado pelo governo federal ou municipal (BRASIL, 1997). Os Termos de Referência são elaborados pelos órgãos ambientais estaduais para cada projeto, podendo apresentar variações quanto às diretrizes e conteúdo mínimo solicitado para os estudos. Valença e Bernard (2015) avaliaram o licenciamento ambiental brasileiro de parques eólicos no âmbito federal e concluíram que as diretrizes são insuficientes para avaliar adequadamente o impacto sobre morcegos. Esta situação é preocupante considerando que o Brasil apresenta alta riqueza de morcegos e a ocorrência de várias famílias com alto risco de colisão com turbinas eólicas (THAXTER *et al*., 2017).

Parte do processo de melhoria de procedimentos e legislações requer frequentemente uma avaliação crítica dos pontos positivos e negativos envolvidos. Neste sentido, apresentamos aqui uma análise da qualidade do licenciamento estadual de energia eólica no Brasil, analisando normativas e Termos de Referência adotados nos 13 estados que apresentam turbinas eólicas em operação no país. Nossos objetivos foram: (1) avaliar as normativas adotadas para o licenciamento ambiental de energia eólica, verificando os tipos de estudos ambientais previstos em cada estado; (2) avaliar e comparar os Termos de Referência utilizados pelos estados para orientar os estudos ambientais (EIA/RIMA *vs*. RAS) quanto aos seus níveis de exigência; e (3) comparar os estados brasileiros quanto ao rigor e a qualidade das diretrizes para as avaliações de impacto ambiental durante o licenciamento de parques eólicos, com foco na fauna de morcegos.

Material e Métodos

Identificamos 14 estados brasileiros que apresentam parques eólicos em operação em seus territórios consultando a base de dados online da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2018). Destes estados, São Paulo não teve empreendimentos eólicos licenciados no âmbito estadual e foi, portanto, excluído da presente análise. Em seguida, os 13 estados restantes foram contatados para a obtenção de informações. As solicitações foram encaminhadas através dos sites institucionais de cada estado, via sistemas eletrônicos de acesso à informação. Foram realizados dois pedidos de informação com conteúdo idêntico para todos os estados; o primeiro solicitou as normativas utilizadas pelo órgão ambiental para o licenciamento ambiental de forma geral e de empreendimentos eólicos, e o segundo solicitou os termos de referência contendo as diretrizes para EIA/RIMA e/ou RAS (Material suplementar 1). Nossos pedidos de informação foram atendidos por todos os estados exceto o Piauí, que respondeu apenas parcialmente nossas solicitações e não enviou os Termos de Referência utilizados por sua secretaria estadual, mesmo quando solicitados diretamente ao órgão. Para o Piauí, nós obtivemos um Termo de Referência para EIA/RIMA com consultores, mas não tivemos sucesso em obter um Termo de Referência para RAS. Quando as respostas recebidas dos estados não foram satisfatórias ou claras, as dúvidas foram esclarecidas a partir de pedidos de recurso, novas solicitações de acesso à informação e, em poucos casos, por e-mail e contato telefônico diretamente com o órgão estadual. Todas as comunicações foram realizadas entre março e outubro de 2018.

As informações e documentos recebidos foram analisados a partir de um questionário composto por 40 perguntas norteadoras binárias, com as possibilidades de “sim” ou “não” como resposta. O questionário dividiu-se em três partes, sendo as dez primeiras perguntas (1–10) sobre as normativas referentes ao licenciamento ambiental estadual, as quinze perguntas subsequentes (11–25) sobre o Termo de Referência para EIA/RIMA, e as quinze últimas (26–40) sobre o Termo de Referência para RAS ou processo simplificado equivalente (Material suplementar 2). Para uma análise do desempenho dos estados quanto à precisão e qualidade das normativas/diretrizes para os estudos ambientais, atribuímos um ponto para cada vez que a resposta foi “sim” às perguntas do questionário, e nenhum ponto quando a reposta foi “não” ou “não se aplica”. Os pontos foram então somados para cada estado, e foi gerado um valor percentual representando a frequência do número de respostas afirmativas. A percentagem foi calculada sobre um valor total de 36, considerando que dentre as 40 questões havia quatro pares de perguntas mutuamente exclusivas (pares 1–2, 4–6, 11–13 e 26–28; Material suplementar 2).

Resultados

Doze dos 13 estados que licenciaram parques eólicos apresentam normativas para regular o licenciamento ambiental de forma geral, e oito estados apresentam normativas ou estudos técnicos específicos para o licenciamento de energia eólica (Tabela 1). Dos cinco estados que não dispõem de normativas próprias, todos exceto Pernambuco adotam a Resolução CONAMA nº 462/2014, última resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente elaborada para definir os procedimentos para licenciar parques eólicos no Brasil (Material suplementar 3). As normativas estaduais existentes são mais recentes que a Resolução CONAMA nº 462/2014 em apenas três estados (Ceará, Rio Grande do Sul e Santa Catarina) (Tabela 1), embora dois outros estados (Bahia e Paraná) tenham sinalizado que suas normativas estão em revisão para se adequarem à resolução federal (Material suplementar 3).

Onze dos 13 estados analisados utilizam normativas que preveem a realização de EIA/RIMA para o licenciamento ambiental de energia eólica (Tabela 1). No entanto, o EIA/RIMA é recomendado apenas para parques eólicos considerados com alto potencial de impacto. As situações de exigibilidade de EIA/RIMA variam entre os estados, incluindo empreendimentos: (1) de grande porte (e.g. potência > 10 MW no Rio de Janeiro e Paraná, > 30 MW no Piauí, > 100 MW no Rio Grande do Sul, > 150 MW no Ceará); (2) localizados em áreas sensíveis à conservação da biodiversidade (e.g. dunas, áreas úmidas, Mata Atlântica, zonas de amortecimento de unidades de conservação, áreas importantes para aves migratórias ou com espécies ameaçadas na Paraíba, Rio Grande do Norte, Sergipe e Minas Gerais); ou (3) que alterem significativamente o ambiente (e.g. empreendimentos *offshore* ou que precisem remover populações locais, suprimir > 60% da vegetação ou intervir em unidade de conservação ou cavidade subterrânea, no Maranhão; empreendimentos passíveis de causar significativa degradação do meio ambiente, na Bahia) (Material suplementar 3). Todos os 13 estados analisados preveem realização de RAS, tanto como único instrumento para o licenciamento de parques eólicos (em Pernambuco e Santa Catarina) como para as situações em que a exigência de EIA/RIMA não se aplica (demais estados) (Material suplementar 3).

Dentre os 11 estados que preveem a realização de EIA/RIMA, sete apresentam Termo de Referência próprio; e dentre todos os 13 estados que licenciam parques eólicos através de RAS, sete apresentam Termo de Referência para a elaboração do estudo simplificado. Nos demais casos são utilizados Termos de Referência federais contidos em resoluções do CONAMA (Material suplementar 4 e 5). Em apenas três estados, o Termo de Referência estadual é parte integrante de normativa (Bahia e Santa Catarina) ou encontra-se disponível online no site institucional (Minas Gerais) (Material suplementar 4 e 5).

Tabela 1: Estados brasileiros que licenciaram parques eólicos em seu território e apresentam normativas próprias para o licenciamento ambiental em geral; normativas ou estudos técnicos específicos para o licenciamento de energia eólica; normativas atualizadas em relação à normativa federal vigente para o licenciamento de empreendimentos eólicos (Resolução CONAMA nº 462/2014); e normativas que preveem a realização de Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) para o licenciamento de parques eólicos no estado. Os dados foram obtidos através de solicitações de acesso à informação aos órgãos estaduais entre março e outubro de 2018. Símbolos: ✓ = sim; × = não.

Estado	Órgão ambiental	Normativa para licenciamento ambiental?	Normativa ou estudo técnico para energia eólica?	Normativa posterior à resolução federal vigente?	Prevê EIA/RIMA?
Região Nordeste					
Bahia	Instituto Estadual do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (INEMA)	✓	✓	×	✓
Ceará	Superintendência Estadual do Meio Ambiente (SEMACE)	✓	✓	✓	✓
Maranhão	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Naturais (SEMA)	✓	✓	×	✓
Paraíba	Superintendência de Administração do Meio Ambiente (SUDEMA)	×	×	×	✓
Pernambuco	Agência Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (CPRH)	✓	×	×	×
Piauí	Secretaria Estadual do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (SEMAR)	✓	✓	×	✓

Tabela 1: (continuação)

Estado	Órgão ambiental	Normativa para licenciamento ambiental?	Normativa ou estudo técnico para energia eólica?	Normativa posterior à resolução federal vigente?	Prevê EIA/RIMA?
Região Nordeste					
Rio Grande do Norte	Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (IDEMA)	✓	×	×	✓
Sergipe	Administração Estadual do Meio Ambiente (ADEMA)	✓	×	×	✓
Região Sudeste					
Minas Gerais	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (SEMAD)	✓	✓	×	✓
Rio de Janeiro	Instituto Estadual do Ambiente (INEA)	✓	×	×	✓
Região Sul					
Paraná	Instituto Ambiental do Paraná (IAP)	✓	✓	×	✓
Rio Grande do Sul	Fundação Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM)	✓	✓	✓	✓
Santa Catarina	Instituto do Meio Ambiente do Estado de Santa Catarina (IMA)	✓	✓	✓	×

Em todos os 11 Termos de Referência para EIA/RIMA analisados, as diretrizes recomendam a coleta de dados primários (*i.e.* em campo) para a realização do diagnóstico ambiental (Figura 1A), especialmente na área de influência direta do empreendimento (Material suplementar 4). Nos Termos de Referência para RAS, esta recomendação está especificada em oito estados (Figura 1A). Cinco estados fornecem instruções sobre duração, períodos do ano e/ou esforço amostral dos estudos, e estas exigências estão presentes com maior frequência nas diretrizes para EIA/RIMA do que para RAS (Figura 1A). Piauí, Minas Gerais e Rio Grande do Sul recomendam que os estudos devem ter duração mínima de um ano hidrológico; Bahia, Piauí, Minas Gerais e Rio Grande do Sul recomendam amostrar períodos secos e chuvosos; e Bahia e Paraná recomendam realizar pelo menos duas campanhas de coleta de dados (Material suplementar 4 e 5).

Todos os 11 estados que preveem EIA/RIMA exigem amostragem de vertebrados voadores no estudo, e nove estados apresentam a mesma exigência para o RAS (Figura 1B). A exigência de incluir morcegos nos estudos ambientais é mencionada por todos 11 os estados nos Termos de Referência para EIA/RIMA, mas em apenas quatro estados nos Termos de Referência para RAS (Figura 1B). Informações específicas a serem levantadas sobre a quiropterofauna são solicitadas por todos os 11 estados em suas diretrizes para EIA/RIMA, e apenas por Bahia, Rio Grande do Sul e Santa Catarina nas diretrizes para RAS (Figura 1B). As informações sobre morcegos mais frequentemente solicitadas são “altura de voo”, “tipos de abrigos”, “status de ocorrência”, “riqueza de espécies” e “hábitos alimentares”, além de outros 16 tipos diferentes de informações (Figura 2). Nenhum dos estados solicita explicitamente a obtenção de níveis ou índices de atividade de morcegos (Figura 1B).

Bahia e Piauí são os únicos estados que apresentam sugestões de métodos para amostrar morcegos nos Termos de Referência (apenas para EIA/RIMA); em ambos os casos, a realização de amostragens acústicas está entre os métodos citados (Figura 1C), em conjunto com busca por abrigos e capturas com redes de neblina (Material suplementar 4). Para Bahia, Ceará e Minas Gerais o Termo de Referência para EIA/RIMA recomenda o monitoramento de morcegos nas fases de instalação e operação; inesperadamente, esta recomendação é mais frequente nos Termos de Referência para RAS, estando presente em seis estados (Figura 1C). Os Termos de Referência, no entanto, apenas mencionam a necessidade de elaborar um programa de monitoramento de quirópteros nas seções referentes aos planos de controle e acompanhamento dos impactos do projeto, sem especificar possíveis objetivos ou métodos (Material Suplementar 4 e 5). Nenhum Termo de Referência recomenda a realização de buscas por carcaças de morcegos (ou aves) durante a fase de operação (Figura 1C).

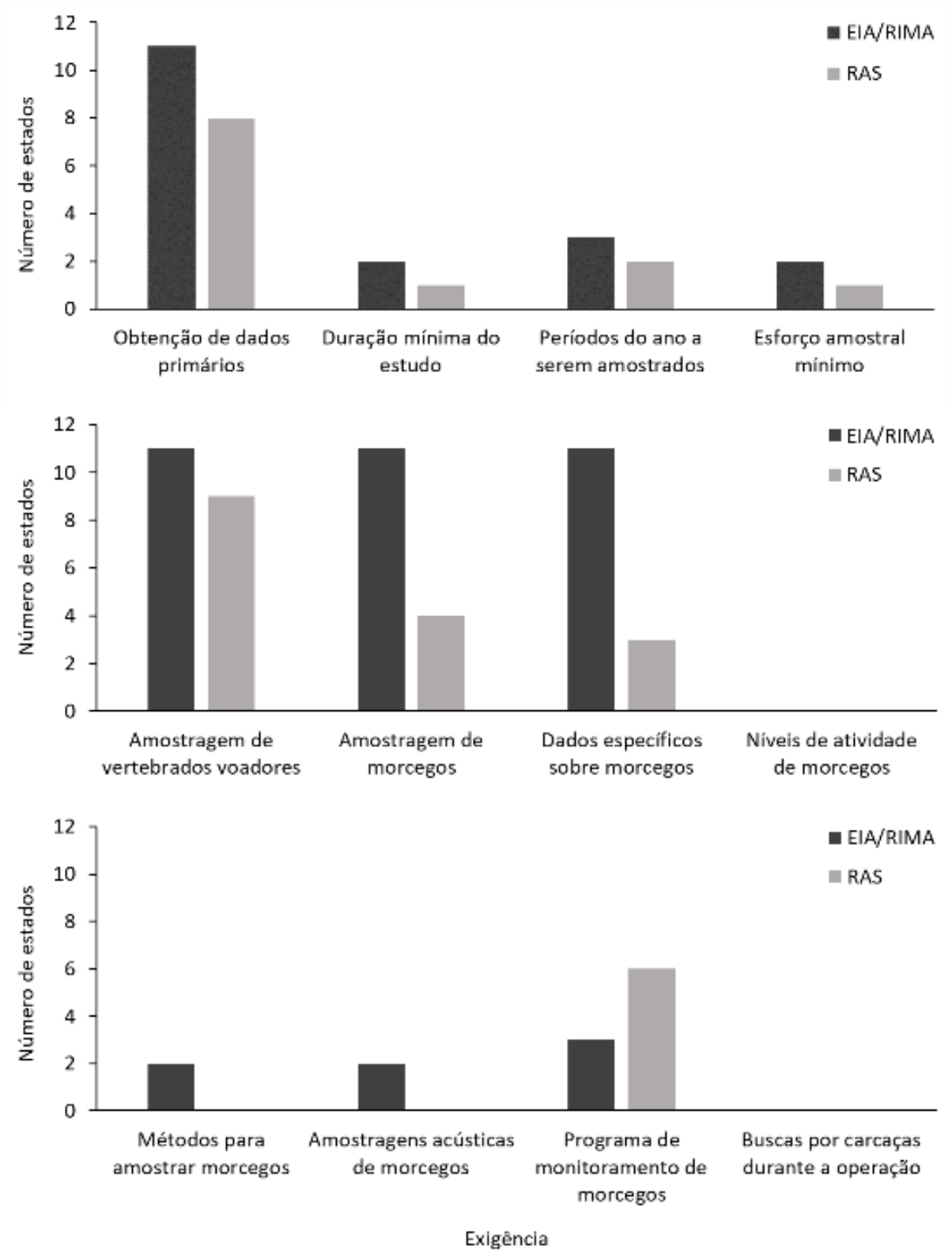


Figura 1: Exigências contidas (ou ausentes) nos Termos de Referência para Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) e Relatório Ambiental Simplificado (RAS) requeridos para o licenciamento ambiental de parques eólicos nos estados brasileiros, com ênfase nas instruções gerais para a coleta de dados do diagnóstico ambiental (A) e nas diretrizes para avaliação de impacto sobre a fauna de morcegos (B e C). Os dados foram obtidos através de solicitações de acesso à informação aos órgãos estaduais entre março e outubro de 2018.

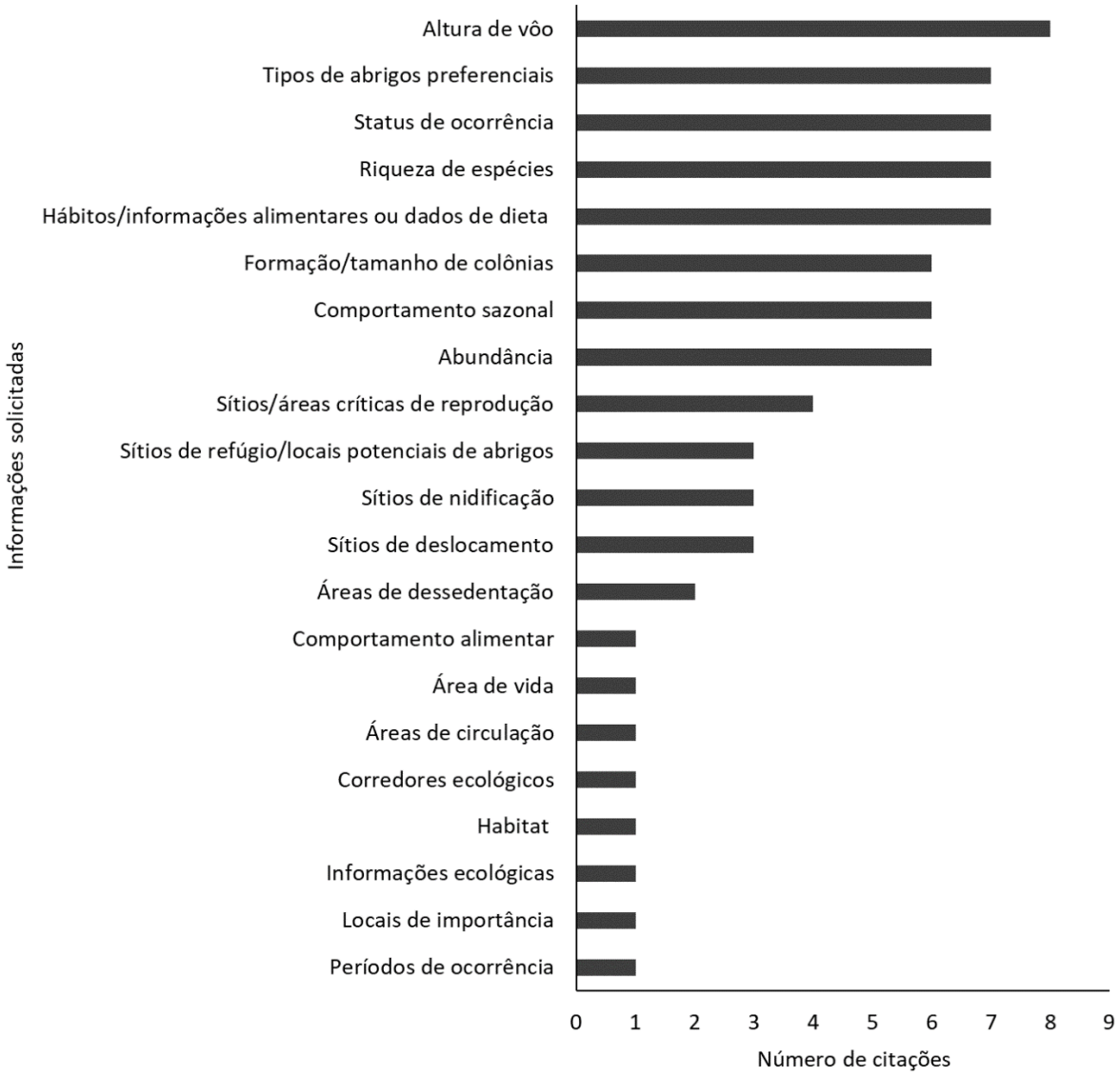


Figura 2: Informações solicitadas para a avaliação do impacto de parques eólicos sobre morcegos nas diretrizes dos Termos de Referência para Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) e Relatório Ambiental Simplificado (RAS) requeridos para o licenciamento de energia eólica em 13 estados brasileiros. Os Termos de Referência analisados (N = 23) foram obtidos através de solicitações de acesso à informação aos órgãos estaduais entre março e outubro de 2018.

A Bahia foi o estado com maior número de respostas afirmativas (72%) às perguntas do questionário, obtendo a melhor pontuação qualitativa das diretrizes para avaliações de impacto de parques eólicos sobre morcegos (Figura 3), seguida pelo Rio Grande do Sul (58%), e por Minas Gerais (50%). Os demais estados responderam afirmativamente a 39–44% das questões, exceto Santa Catarina e Pernambuco, onde o número de respostas "sim" foi inferior a 30% do total (28 e 14%, respectivamente) (Figura 3).

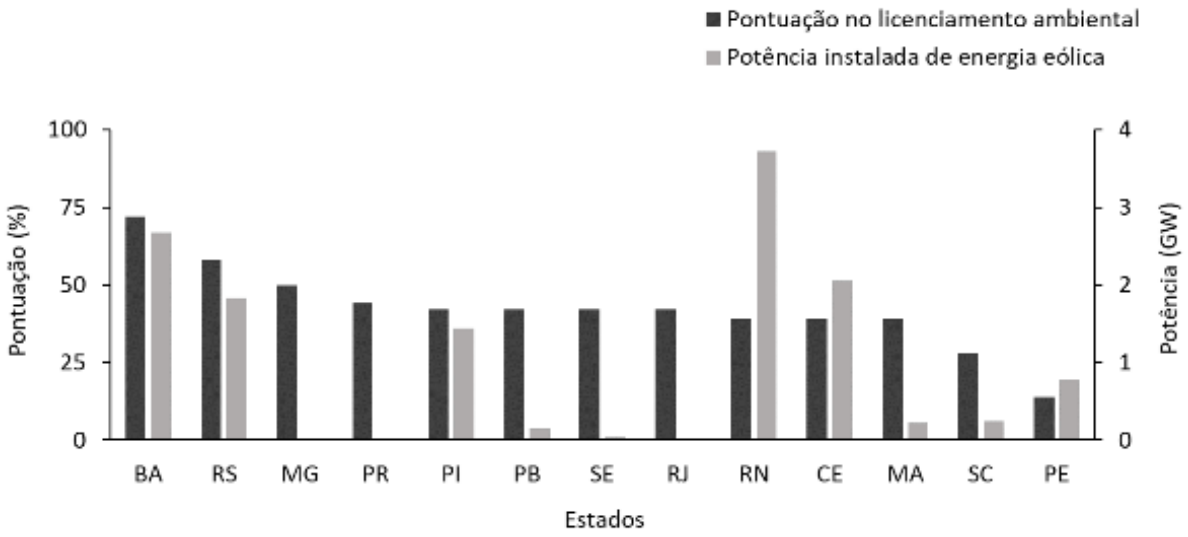


Figura 3: Pontuação (%) dos estados brasileiros na avaliação do nível de exigência dos procedimentos para o licenciamento ambiental de energia eólica, com ênfase no impacto sobre morcegos, e potência instalada (GW) e número de parques eólicos (números acima das colunas) em cada estado (Fonte: ANEEL, 2018). Os dados foram obtidos através de solicitações de acesso à informação aos órgãos estaduais entre março e outubro de 2018.

Discussão

O Brasil é atualmente o 8º maior produtor mundial de energia eólica (GWEC, 2017) e concentra a função de licenciamento ambiental de empreendimentos eólicos principalmente no âmbito estadual. Apesar disso, apenas um terço dos estados com geradores eólicos em operação apresentam normativas próprias específicas e devidamente atualizadas em relação às normativas federais para regular as atividades de licenciamento. Com poucas exceções, a Resolução CONAMA nº 462/2014 ainda é a normativa mais utilizada pelos estados para este propósito, tanto como único instrumento como em conjunto com as normas estaduais, que por serem anteriores à resolução federal podem ser utilizadas somente nos pontos em que estão de acordo com ela. Este é um panorama desfavorável para a conservação de morcegos no Brasil, uma vez que esta Resolução CONAMA foi analisada em um estudo anterior e suas diretrizes foram consideradas insuficientes para avaliar adequadamente o impacto de turbinas eólicas sobre a quiropterofauna (VALENÇA; BERNARD, 2015).

Além de apresentar legislação ambiental desatualizada e pouco direcionada ao licenciamento de energia eólica, os estados brasileiros vêm utilizando diretrizes vagas para as avaliações dos impactos ambientais destes empreendimentos. Embora mais da metade dos estados apresentem modelos próprios de Termos de Referência, nossos resultados indicam que houve pouco avanço em relação às recomendações estipuladas na Resolução CONAMA nº 462/2014 para considerar a fauna de morcegos nos estudos ambientais. Neste sentido, as

principais deficiências nas diretrizes para EIA/RIMA e RAS são: (1) escassez de instruções para a coleta de dados em campo, como duração, períodos de amostragem e esforço amostral; (2) carência de informações-chave a serem levantadas sobre morcegos na pré-instalação para evitar/minimizar o risco de impacto negativo sobre o grupo; e (3) ausência de instruções para monitoramento dos impactos previstos durante a instalação e operação do parque eólico.

A recomendação de realizar pelo menos duas campanhas de trabalho de campo em estações diferentes, de forma a representar um ano, é uma exigência básica e essencial que deve constar em todos os Termos de Referência – e não apenas em alguns poucos. Já a quantidade de informações requeridas sobre morcegos é excessiva; elas são em parte imprecisas, pouco apropriadas para o táxon em questão e desnecessárias para prever impactos de turbinas eólicas sobre morcegos, enquanto informações mais relevantes para este objetivo não são mencionadas. Localizar as áreas com alta atividade de morcegos e evitá-las como alternativa locacional para os aerogeradores é a primeira providência para prevenir mortes por colisão/barotrauma ou outros impactos negativos no futuro (BAERWALD; BARCLAY, 2009; RODRIGUES *et al*., 2015). Por esta razão, sugerimos substituir a solicitação de informações como "abundância", "comportamento sazonal", "sítios de deslocamento", "áreas de circulação" e "locais de importância" pelo termo mais específico "atividade", parâmetro amplamente utilizado para analisar uso de habitat por morcegos insetívoros (e.g. BARROS; PESSOA; RUI, 2014; DIAS-SILVA *et al*., 2018; HINTZE *et al*., 2016).

Em contraste com estados/províncias de outros países (e.g. CALIFORNIA, 2007; CANTABRIA, 2014; ONTARIO, 2011), os Termos de Referência brasileiros apresentam diretrizes para os estudos ambientais apenas da fase de pré-instalação, falhando em recomendar e orientar programas de monitoramento dos impactos sobre morcegos durante a instalação e operação do parque eólico. Sem um protocolo mínimo para avaliação dos impactos nas fases em que podem ocorrer, não há garantia de que as medidas adotadas para evitá-los tenham tido sucesso e, em caso negativo, de que os impactos sejam mitigados ou compensados. Por isso, é fundamental que os Termos de Referência apresentem propostas para os monitoramentos dos impactos da instalação e, principalmente, operação do parque eólico sobre a fauna silvestre, incluindo no mínimo buscas por carcaças de morcegos e aves que são os táxons com maior potencial de serem afetados. As instruções para monitoramento de vertebrados voadores poderiam constar em Termos de Referência específicos para a obtenção de Licença de Instalação e Licença de Operação, ou no próprio Termo de Referência para Licença Prévia como condicionante para a obtenção das próximas licenças.

Embora os Termos de Referência analisados sejam falhos e precisem melhorar quanto às diretrizes para avaliar os impactos sobre morcegos, as deficiências são de longe mais graves no caso do RAS. O processo simplificado de licenciamento de parques eólicos em seu atual formato desconsidera a fauna de morcegos. Apenas quatro dos 13 estados brasileiros analisados solicitam avaliação de impacto sobre morcegos no diagnóstico ambiental do RAS, e dentre os que solicitam, nenhum sugere monitoramento acústico ou qualquer outro método para amostrar morcegos. Isto é preocupante, visto que grande parte dos parques eólicos no Brasil não se enquadram nos critérios elegíveis para EIA/RIMA e são licenciados via processo simplificado. A premissa de que empreendimentos grandes ou localizados em ecossistemas frágeis ou conservados tendem a causar maior impacto ambiental é plausível (veja BOLÍVAR-CIMÉ *et al*., 2016; ROELEKE *et al*., 2016), porém parques eólicos pequenos ou em áreas alteradas não são necessariamente seguros para a fauna de morcegos. O número de mortes de morcegos por colisão/barotrauma pode variar geograficamente dentro de um mesmo parque eólico (BAERWALD; BARCLAY, 2011), podendo concentrar-se em apenas um ou poucos aerogeradores (ARAÚJO; COELHO; LESSA, 2014; PIORKOWSKI; O'CONNELL, 2010) – de forma que empreendimentos pequenos não estão isentos de impacto sobre a quiropterofauna. Além disso, parques eólicos localizados em ambientes degradados podem apresentar taxas significativas de mortalidade de morcegos, como foi observado em regiões com predominância de pastagens e plantações agrícolas no sul do Brasil (BARROS; MAGALHÃES; RUI, 2015) e no norte dos Estados Unidos (JOHNSON *et al*., 2004).

É provável que o risco de fatalidade esteja diretamente associado ao nível de sobreposição entre os locais de instalação dos aerogeradores e as rotas de migração ou deslocamento diário de morcegos na região (ARNETT; BAERWALD, 2013), o que independe do porte do empreendimento ou da qualidade do habitat. Por isso, a investigação dos impactos potenciais sobre morcegos desde a pré-instalação dificilmente é dispensável, especialmente em um país como o Brasil onde a riqueza de espécies de morcegos é alta (NOGUEIRA *et al*., 2018) e os padrões de mortalidade em parques eólicos pouco conhecidos. Programas de monitoramento de quirópteros nas fases subsequentes do licenciamento foram solicitados com maior frequência nas diretrizes para RAS em comparação ao EIA/RIMA, porque a Resolução CONAMA nº 462/2014, utilizada por vários estados na ausência de Termos de Referência próprios, menciona a quiropterofauna na seção de medidas mitigadoras apenas no Termo de Referência para relatório simplificado (BRASIL, 2014) – talvez para compensar a ausência de cobrança de estudos sobre a quiropterofauna na fase de pré-instalação. Para garantir que a quiropterofauna seja devidamente considerada no processo de

licenciamento ambiental de parques eólicos no Brasil, sugerimos fortemente que os órgãos ambientais estaduais exijam a realização de EIA/RIMA para todos os projetos. Esta alternativa parece mais viável do que adequar as diretrizes para RAS de modo a incluir os componentes mínimos necessários à avaliação de impacto sobre morcegos, o que possivelmente descaracterizaria o processo simplificado previsto na legislação.

O estado da Bahia apresentou as melhores diretrizes para o licenciamento de parques eólicos porque manteve um nível de exigência relativamente alto tanto nas diretrizes para EIA/RIMA como para RAS; ambos os Termos de Referência apresentaram um número maior de instruções para a avaliação de impacto sobre morcegos em relação aos outros estados. A Bahia respondeu afirmativamente a 79% das perguntas do questionário referentes ao EIA/RIMA e a 64% das perguntas referentes ao RAS, em contraste com os demais estados onde a proporção de respostas "sim" para estas seções variou de 36–64% e 7–57%, respectivamente. Além disso, a Bahia foi um dos únicos estados que sugeriu métodos específicos, incluindo monitoramento acústico, para amostragem de morcegos durante o EIA/RIMA. Morcegos insetívoros aéreos, que caçam suas presas em espaços abertos como a maioria dos molossídeos e vespertilionídeos, são o grupo mais frequentemente morto por turbinas eólicas ao redor do mundo (RYDELL *et al*., 2010; THOMPSON *et al*., 2017). O método mais eficiente para acessar a presença e atividade desta guilda de morcegos é registrar os sinais de ecolocalização com detectores acústicos (PARSONS; SZEWCZAK, 2009), razão pela qual este é um dos principais métodos recomendados para avaliar o impacto de parques eólicos sobre morcegos (RAMOS PEREIRA *et al*., 2017; RELCOM, 2016; RODRIGUES *et al*., 2015). Desta forma, as diretrizes para EIA/RIMA da Bahia, embora pouco detalhadas, estão alinhadas às recomendações nacionais e internacionais para os estudos de impacto ambiental da energia eólica sobre a vida silvestre. Esta é uma boa notícia, visto que a Bahia é atualmente o segundo maior produtor de energia eólica no Brasil e sua fauna de morcegos ainda é pouco conhecida nas regiões de maior potencial eólico (BERNARD *et al*., 2014).

Além da Bahia, apenas os estados do Rio Grande do Sul e Minas Gerais tiveram pontuação $\geq$ 50% na qualidade das diretrizes para as avaliações de impacto ambiental. A quantidade de instruções mínimas para EIA/RIMA e RAS foi no geral similar à observada nos outros estados, mas Rio Grande do Sul e Minas Gerais tiveram o diferencial de apresentar estudos técnicos voltados aos aspectos ambientais da geração de energia eólica no contexto de seus territórios (e.g. FEAM 2013; FEPAM 2014). Além disso, Minas Gerais é o único estado que preza pela transparência do processo de licenciamento ao disponibilizar os Termos de Referência no site institucional da secretaria de meio ambiente, mesmo que estes documentos

não sejam parte integrante de normativa estadual. A alta pontuação de Minas Gerais é surpreendente, uma vez que o estado apresenta uma única usina eólica de pequeno porte (< 1 MW) em operação (ANEEL, 2018).

Santa Catarina e Pernambuco, estados que ficaram nas últimas posições em nossa avaliação, obtiveram baixa pontuação nas diretrizes para estudos de impacto porque exigem apenas estudos simplificados para o licenciamento de parques eólicos. O estado de Santa Catarina previa a elaboração de EIA/RIMA para este propósito até meados de 2017, quando foi publicada a Resolução CONSEMA nº 98/2017 substituindo o EIA/RIMA por um Estudo Ambiental Simplificado no caso de parques eólicos de médio e grande porte (> 10 MW; SANTA CATARINA, 2017). Quando ainda era exigido, o EIA/RIMA precisava seguir um Termo de Referência para monitoramento da fauna (Instrução Normativa FATMA nº 53/2015), cujo conteúdo para avaliação de impacto sobre quirópteros é mais completo do que a maioria das diretrizes para EIA/RIMA analisadas no presente estudo. Este material solicita, embora de forma pouco detalhada, o registro da presença e atividade de morcegos utilizando detectores de ultrassons, captura com redes de neblina, busca por vestígios e buscas por carcaças (SANTA CATARINA, 2015). Infelizmente, o monitoramento de morcegos nos moldes deste Termo de Referência não é mais obrigatório, embora possa ser voluntariamente solicitado pelo órgão ambiental para a obtenção de Licença de Instalação.

Pernambuco tem licenciado parques eólicos com base em uma resolução federal desatualizada (Resolução CONAMA nº 279/2001), cujo Termo de Referência para RAS apresenta diretrizes muito concisas que solicitam a descrição dos prováveis impactos ambientais sem mencionar morcegos ou outros grupos específicos da fauna (BRASIL, 2001). Embora sua capacidade instalada de energia eólica seja pouco expressiva em comparação a outros estados do nordeste do Brasil, Pernambuco precisa melhorar seu processo de licenciamento ambiental de forma a cumprir, no mínimo, as exigências da Resolução CONAMA nº 462/2014 que incluem os morcegos nos estudos ambientais (BRASIL, 2014).

O presente estudo demonstrou que o licenciamento ambiental estadual, esfera responsável por licenciar a maior parte dos empreendimentos eólicos no Brasil, é falho para garantir a previsão e prevenção de possíveis impactos sobre morcegos. Embora os estados brasileiros variem quanto ao nível de exigência para o licenciamento de parques eólicos, em maior ou menor grau estão faltando instruções importantes para a amostragem de morcegos em todos os casos. Em função disso, é necessário que os estados brasileiros, especialmente aqueles com alta produção de energia eólica, melhorem seus sistemas de licenciamento ambiental neste setor. Em um país de extenso território como o Brasil, normativas com menor

abrangência geográfica têm a vantagem de trazer exigências adaptadas às necessidades ambientais de cada estado para proteger os táxons sensíveis à implantação de parques eólicos (e.g. colônias grandes de morcegos em cavernas ou áreas urbanas, aves ou morcegos migratórios e/ou localmente ameaçados de extinção).

Neste contexto, os estados devem investir na elaboração de normativas onde ainda não existem, e no detalhamento das diretrizes existentes para as avaliações de impacto sobre morcegos em todas as fases do empreendimento. Para isso, os estados podem se basear nas "Diretrizes para estudos de impacto de parques eólicos sobre morcegos no Brasil", documento em português recentemente disponibilizado pela Sociedade Brasileira para o Estudo de Quirópteros com o objetivo de subsidiar estas avaliações de impacto no país (BARROS *et al*., 2017). Estimar o impacto de parques eólicos sobre morcegos não é uma tarefa simples e está sujeita a falhas (LINTOTT *et al*., 2016), mas o Brasil deve adotar procedimentos mais claros e transparentes de licenciamento ambiental aumentando a qualidade e padronização das diretrizes utilizadas por seus estados para as avaliações de impacto sobre a fauna. A energia eólica é uma importante e competitiva fonte alternativa de eletricidade que precisa ser incentivada no Brasil, cabendo aos órgãos licenciadores a responsabilidade de promover o equilíbrio entre a exploração de recursos naturais e a proteção à biodiversidade.

Material Suplementar

O Material Suplementar 1–5 encontra-se disponível para *download* no seguinte link: https://drive.google.com/file/d/1rGgi-m0VdL_oCS3z7GoEubGi9ORPwfBt/view?usp=sharing

Agradecimentos

A Patrício Adriano da Rocha pelo envio de Termo de Referência utilizado nesta pesquisa; à Fundação de Amparo à Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco (FACEPE) pela bolsa de pós-graduação concedida a Marília A. S. Barros; e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pela bolsa de produtividade concedida a Enrico Bernard. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), Código de Financiamento 001.

Referências Bibliográficas

ABEEÓLICA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2017**. São Paulo: ABEEólica, 2017. Disponível em: http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/04/Boletim-Anual-de-Geracao-2017.pdf. Acesso em: 12 nov. 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (BRASIL). **BIG – Banco de Informações de Geração**. ANEEL, Brasília, 2018. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp. Acesso em: 12 nov. 2018.

ARAÚJO, D.; COELHO, H.; LESSA, V. Delimitação de áreas de exclusão para implantação de aerogeradores, como método preventivo de impactos, a partir da identificação de abrigos de morcegos, Bahia, Brasil. *In*: Congreso Latinoamericano y del Caribe de Murciélagos, I, 2014, Quito. **Libro de Resúmenes**. Quito: RELCOM, 2014. p. 247-248. Disponível em: http://www.relcomlatinoamerica.net/images/PDFs/LibroDeResumenes.pdf. Acesso em: 12 nov. 2018.

ARNETT, E. B.; BAERWALD, E. F. Impacts of Wind Energy Development on Bats: Implications for Conservation. *In*: ADAMS, R. A.; PEDERSEN, S. C. (ed.). **Bat Evolution, Ecology, and Conservation**. New York: Springer, 2013. p. 435-456.

ARNETT, E. B. *et al*. Impacts of Wind Energy Development on Bats: A Global Perspective. *In*: VOIGT, C. C.; KINGSTON, T. (ed.). **Bats in the Anthropocene: Conservation of Bats in a Changing World**. Cham: Springer International Publishing, 2016. p. 295-323.

BAERWALD, E. F.; BARCLAY, R. M. Geographic variation in activity and fatality of migratory bats at wind energy facilities. **Journal of Mammalogy**, v. 90, n. 6, p. 1341-1349, 2009.

BAERWALD, E. F.; BARCLAY, R. M. Patterns of activity and fatality of migratory bats at a wind energy facility in Alberta, Canada. **The Journal of Wildlife Management**, v. 75, n. 5, p. 1103-1114, 2011.

BAERWALD, E. F. *et al*. Barotrauma is a significant cause of bat fatalities at wind turbines. **Current Biology**, v. 18, n. 16, p. R695-R696, 2008.

BARROS, M. A. S.; PESSOA, D. M. A.; RUI, A. M. Habitat use and seasonal activity of insectivorous bats (Mammalia: Chiroptera) in the grasslands of southern Brazil. **Zoologia**, v. 31, n. 2, p. 153-161, 2014.

BARROS, M. A. S.; MAGALHÃES, R. G.; RUI, A. M. Species composition and mortality of bats at the Osório Wind Farm, southern Brazil. **Studies on Neotropical Fauna and Environment**, v. 50, n. 1, p. 31-39, 2015.

BARROS, M. A. S. *et al*. **Diretrizes para estudos de impacto de parques eólicos sobre morcegos no Brasil – Versão 2017**. Goiânia: SBEQ, 2017. Disponível em: http://www.sbeq.net/licenciamento. Acesso em: 12 nov. 2018.

BERNARD, E. *et al*. Blown in the wind: bats and wind farms in Brazil. **Natureza & Conservação**, v. 12, n. 2, p. 106-111, 2014.

BOLÍVAR-CIMÉ, B. *et al*. Bats in a tropical wind farm: species composition and importance of the spatial attributes of vegetation cover on bat fatalities. **Journal of Mammalogy**, v. 97, n. 4, 1197-1208, 2016.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). **Resolução nº 001, de 23 de janeiro de 1986**. Dispõe sobre critérios básicos e diretrizes gerais para a avaliação de impacto ambiental. Brasília: Diário Oficial da União, n. 31, p. 2548-2549, 17 fev. 1986.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). **Resolução nº 237, de 19 de dezembro de 1997**. Dispõe sobre a revisão e complementação dos procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental. Brasília: Diário Oficial da União, n. 247, p. 30841-30843, 22 dez. 1997.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). **Resolução nº 279, de 27 de junho de 2001**. Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental. Brasília: Diário Oficial da União, n. 125-E, p. 165-166, 29 jun. 2001.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). **Resolução nº 462, de 24 de julho de 2014**. Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre, altera o art. 1º da Resolução CONAMA nº 279, de 27 de julho de 2001, e dá outras providências. Brasília: Diário Oficial da União, n. 141, p. 96-100, 25 jul. 2014.

CALIFORNIA – CALIFORNIA ENERGY COMMISSION AND CALIFORNIA DEPARTMENT OF FISH AND GAME. **California Guidelines for Reducing Impacts to Birds and Bats from Wind Energy Development**. Sacramento: California Energy Commission, 2007. Disponível em: https://www.energy.ca.gov/2007publications/CEC-700-2007-008/CEC-700-2007-008-CMF.PDF. Acesso em: 12 nov. 2018.

CANTABRIA – CONSEJERÍA DE INNOVACIÓN, INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO/GOBIERNO DE CANTABRIA. **Plan de Sostenibilidad Energética de Cantabria 2014-2020 – Directrices técnicas y ambientales para la regulación del desarrollo de los parques eólicos derivados del plan**. Santander: Gobierno de Cantabria, 2014. Disponível em: http://www.viviendadecantabria.es/documentos/psec-2014-2020/Directrices-PSEC-2014-2020.pdf. Acesso em: 12 nov. 2018.

DIAS-SILVA, L. *et al*. Feeding and social activity of insectivorous bats in a complex landscape: The importance of gallery forests and karst areas. **Mammalian Biology**, v. 88, p. 52-63, 2018.

DREWITT, A. L.; LANGSTON, R. H. Assessing the impacts of wind farms on birds. **Ibis**, v. 148, n. s1, p. 29-42, 2006.

FEAM – FUNDAÇÃO ESTADUAL DO MEIO AMBIENTE (MINAS GERAIS). **Utilização da energia eólica no Estado de Minas Gerais: aspectos técnicos e o meio ambiente.** Belo Horizonte: FEAM, 2013. Disponível em: http://www.feam.br/images/stories/2013/comunicado%20tcnico%202%20gemuc%20-%20vf_.pdf. Acesso em: 12 nov. 2018.

FEPAM – FUNDAÇÃO ESTADUAL DE PROTEÇÃO AMBIENTAL HENRIQUE LUIZ ROESSLER (RIO GRANDE DO SUL). **Diretrizes e Condicionantes para licenciamento ambiental nas regiões com potencial eólico do Rio Grande do Sul**. Porto Alegre: FEPAM, 2014. Disponível em: http://www.fepam.rs.gov.br/Documentos_e_PDFs/Eolica/ANEXO%20I%20-%20DIRETRIZES%20ver22-12.pdf. Acesso em: 12 nov. 2018.

FRICK, W. F. *et al*. Fatalities at wind turbines may threaten population viability of a migratory bat. **Biological Conservation**, v. 209, p. 172-177, 2017.

FURNESS, R. W.; WADE, H. M.; MASDEN, E. A. Assessing vulnerability of marine bird populations to offshore wind farms. **Journal of Environmental Management**, v. 119, p. 56-66, 2013.

GWEC – GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report – Annual market update 2017**. Brussels: GWEC, 2017. Disponível em: http://files.gwec.net/files/GWR2017.pdf. Acesso em: 12 nov. 2018.

HINTZE, F. *et al*. Influence of reservoirs created by small dams on the activity of bats. **Acta Chiropterologica**, v. 18, n. 2, p. 395-408, 2016.

JOHNSON, G. D. *et al*. Bat activity, composition, and collision mortality at a large wind plant in Minnesota. **Wildlife Society Bulletin**, v. 32, n. 4, p. 1278-1288, 2004.

LINTOTT, P. R. *et al*. Ecological impact assessments fail to reduce risk of bat casualties at wind farms. **Current Biology**, v. 26, n. 21, p. R1135-R1136, 2016.

MILLON, L. *et al*. Wind turbines impact bat activity, leading to high losses of habitat use in a biodiversity hotspot. **Ecological Engineering**, v. 112, p. 51-54, 2018.

MINDERMAN, J. *et al*. Landscape-scale effects of single-and multiple small wind turbines on bat activity. **Animal Conservation**, v. 20, n. 5, p. 455-462, 2017.

MMA – MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (BRASIL). **Programa Nacional de Capacitação de gestores ambientais: licenciamento ambiental**. Brasília: MMA, 2009. Disponível em: http://www.mma.gov.br/estruturas/sqa_pnla/_arquivos/ultimo_caderno_pnc_licenciamento_caderno_de_licenciamento_ambiental_46.pdf. Acesso em: 12 nov. 2018.

NOGUEIRA, M. R. *et al*. **Updated checklist of Brazilian bats: version 2018.1**. Goiânia: SBEQ, 2018. Disponível em: http://www.sbeq.net/updatelist. Acesso em: 12 nov. 2018.

ONTARIO – ONTARIO MINISTRY OF NATURAL RESOURCES. **Bats and Bat Habitats: Guidelines for Wind Power Projects, Second Edition**. Peterborough: Queen's Printer for Ontario, 2011. Disponível em: https://dr6j45jk9xcmk.cloudfront.net/documents/2719/stdprod-088155.pdf. Acesso em: 12 nov. 2018.

PARSONS, S.; SZEWCZAK, J. M. Detecting, Recording, and Analyzing the Vocalizations of Bats. *In*: KUNZ, T. H.; PARSONS, S. (ed.). **Ecological and behavioral methods for the study of bats**. Baltimore: The Johns Hopkins University Press, 2009. p. 91-111.

PEARCE-HIGGINS, J. W. *et al*. The distribution of breeding birds around upland wind farms. **Journal of Applied Ecology**, v. 46, n. 6, p. 1323-1331, 2009.

PIORKOWSKI, M. D.; O'CONNELL, T. J. Spatial pattern of summer bat mortality from collisions with wind turbines in mixed-grass prairie. **The American Midland Naturalist**, v. 164, n. 2, p. 260-269, 2010.

RAMOS PEREIRA, M. J. *et al*. Guidelines for consideration of bats in environmental impact assessment of wind farms in Brazil: a collaborative governance experience from Rio Grande do Sul. **Oecologia Australis**, v. 21, n. 3, p. 232-255, 2017.

RELCOM – RED LATINOAMERICANA Y DEL CARIBE PARA LA CONSERVACIÓN DE LOS MURCIÉLAGOS. **Lineamientos de evaluación de impacto ambiental sobre murciélagos por plantas de energía eólica em Latinoamérica y el Caribe**. Villa de Leyva: RELCOM, 2016. Disponível em: http://www.relcomlatinoamerica.net/images/PDFs/RELCOMEolicasEIA.pdf. Acesso em: 01 nov. 2017.

RODRIGUES, L. *et al*. **Guidelines for consideration of bats in wind farm projects – Revision 2014**. Bonn: UNEP/EUROBATS Secretariat, 2015. Disponível em: http://www.eurobats.org/sites/default/files/documents/publications/publication_series/pubseries_no6_english.pdf. Acesso em: 12 nov. 2018.

ROELEKE, M. *et al*. Habitat use of bats in relation to wind turbines revealed by GPS tracking. **Scientific Reports**, v. 6, p. 28961, 2016.

ROSCIONI, F. *et al*. A modelling approach to infer the effects of wind farms on landscape connectivity for bats. **Landscape Ecology**, v. 29, n. 5, p. 891-903, 2014.

RYDELL, J. *et al*. Bat mortality at wind turbines in northwestern Europe. **Acta Chiropterologica**, v. 12, n. 2, p. 261-274, 2010.

SANTA CATARINA. Fundação do Meio Ambiente (FATMA). **Portaria nº 3, de 05 de janeiro de 2015**. Atualiza a Instrução Normativa – IN 01, relativa ao Comércio de Combustíveis Líquidos e Gasosos e a Instrução Normativa – IN 53, relativa à Produção de Energia Eólica. Florianópolis: Diário Oficial do Estado, n. 19.978, p. 11-18, 12 jan. 2015.

SANTA CATARINA. Conselho Estadual do Meio Ambiente (CONSEMA). **Resolução nº 98, de 5 de maio de 2017**. Aprova, nos termos do inciso XIII, do art. 12, da Lei nº 14.675, de 13 de abril de 2009, a listagem das atividades sujeitas ao licenciamento ambiental, define os estudos ambientais necessários e estabelece outras providências. Florianópolis: Diário Oficial do Estado, n. 20.568, p. 16-29, 6 jul. 2017.

THAKER, M.; ZAMBRE, A.; BHOSALE, H. Wind farms have cascading impacts on ecosystems across trophic levels. **Nature Ecology & Evolution**, v. 2, p. 1854-1858, 2018.

THAXTER, C. B. *et al*. Bird and bat species' global vulnerability to collision mortality at wind farms revealed through a trait-based assessment. **Proceedings of the Royal Society B**, v. 284, n. 1862, p. 20170829, 2017.

THOMPSON, M. *et al*. Factors associated with bat mortality at wind energy facilities in the United States. **Biological Conservation**, v. 215, p. 241-245, 2017.

VALENÇA, R. B.; BERNARD, E. Another blown in the wind: bats and the licensing of wind farms in Brazil. **Natureza & Conservação**, v. 13, n. 2, p. 117-122, 2015.

Licença Social para Operar: aplicação de metodologia de gestão social para empreendimentos de geração de energia por fontes renováveis

Tema: Benefícios ambientais, sociais e econômicos da fonte eólica

Subtema: Cases de gestão social

Autores: Luciano Viana e Christiana Costa

RESUMO

A geração de energia elétrica por fontes renováveis vem crescendo no mundo nos últimos quarenta anos, aproximadamente. Esse crescimento é explicado por vários motivos, dentre eles a necessidade de sair da dependência do petróleo e resolver parte do problema do aquecimento global. No Brasil não foi diferente. Apesar da matriz elétrica brasileira já ser predominantemente renovável, foram criados mecanismos e normas para incentivar a geração de energia "limpa". Nesse contexto, o Rio Grande do Norte (RN), por exemplo, despontou como um dos principais produtores de energia por fonte eólica do Brasil, em que teve 729,4% de crescimento do megawatt instalado em um período de apenas 6 anos (2007 – 2013). Diante desse cenário, é fundamental entender como se deu essa expansão territorial, como é o relacionamento dos empreendedores com as comunidades no entorno dos empreendimentos, se estes de fato têm uma aceitação ou aprovação social do meio em que foram inseridos e, portanto, definir a gestão social e o relacionamento adequados para cada contexto encontrado. Para dar conta deste desafio, o presente artigo apresentará uma metodologia de Licença Social para Operar elaborado pela CPFL Renováveis. Além da revisão do conceito consagrado de licença social usado na mineração e a apresentação do método da CPFL Renováveis, serão mostrados também os primeiros resultados alcançados com a aplicação da LSO para empreendimentos de geração de energia por fonte renovável.

The generation of electric energy by renewable sources has been growing in the world in the last forty years. This growth is explained by several reasons including the need to get out of dependence on oil and solve part of the problem of global warming. In Brazil it was no different: although the Brazilian electricity matrix is already predominantly renewable, mechanisms and standards have been created to encourage the generation of clean energy. In Rio Grande do Norte State for example emerged as one of the main producers of energy by wind power source in Brazil that had 729.4% growth of the megawatt installed in a period of only 6 years (2007 – 2013). This scenario it is fundamental to understand how this territorial expansion took place, as it is the relationship of the entrepreneurs with the communities in the surroundings of the enterprises, if they in fact have an acceptance or social approval of the environment in which they were inserted and, therefore, define the social management and the appropriate relationship for each context found. To meet this challenge, this article will present a methodology of Social License to Operate prepared by CPFL Renováveis. In addition to reviewing the established concept of social license used in mining and the presentation of the

CPFL Renováveis method, the first results achieved with the application of the LSO for renewable energy generation projects will also be show.

Palavras-chave: Licença Social para Operar; gestão social; comunidades; energia renovável; CPFL Renováveis

1 INTRODUÇÃO

A diversificação da matriz energética para geração de energia elétrica vem ocorrendo há, pelo menos, quarenta anos. Nos anos de 1970, os motivos que desencadearam o debate sobre novas fontes de geração de energia foram, principalmente, encontrar uma alternativa ao petróleo e enfrentar as mudanças climáticas no mundo (SACHS, 2007; MACEDO, 2015). Assim sendo, as novas fontes de energias renováveis (eólica, solar, biomassa) ganharam espaço no cenário internacional e também no Brasil.

Entre 1973 e 2012, quando se analisa a participação das fontes de energia na geração mundial de eletricidade, verifica-se uma diversificação da matriz energética. A variação das fontes de energia mais tradicionais – petróleo, carvão, hídrica, nuclear e gás natural – possui explicações gerais ou intrínsecas a cada fonte. Entretanto, o que vale apontar aqui é que outras fontes de energia ganharam destaque. O aumento da participação da geotérmica, solar, eólica, biocombustíveis, etc. de 0,6% para 5,0%, no período citado, mostra, de fato, a diversificação da matriz energética no mundo (MACEDO, 2015).

Considerando a capacidade instalada de energia eólica no mundo, verifica-se que, entre 2005 e 2013, a variação de megawatt (MW) instalado foi de 438,3%. A taxa de crescimento anual mundial de MW instalado nesse período foi de 20,5%. No Brasil, em particular, para o mesmo período, a variação de MW instalado foi de 11.834,5% e a taxa de crescimento anual para a energia eólica foi de 70,0% (MACEDO, 2015).

Dentro da matriz elétrica brasileira, usando dados de 2014, a maior participação é da hidroeletricidade, com 63,44% do MW instalado. Entretanto, a fonte eólica ganhou espaço no período entre 2006 e 2014. Em 2006, o "vento" ocupava 0,2% do MW instalado; em 2013 ocupou 1,7%; em 2014 teve 2,26% da matriz elétrica nacional (MACEDO, 2015). Em 2019, a energia eólica passou a ocupar 9,01% da matriz energética do Brasil (ANEEL, 2019).

No cenário da geração de energia elétrica por fonte eólica no Brasil, o Nordeste (NE) possui grande destaque nesse tipo de empreendimento devido às questões técnicas, sobretudo a

qualidade e quantidade dos ventos. Em 2014, dentre os empreendimentos eólicos em operação, o NE tinha participação de 70,8% em relação às demais regiões do país (MACEDO, 2015). Para confirmar a posição de destaque dessa região, ainda no ano de 2014, o NE tinha participação de 86,5% dos empreendimentos eólicos em construção e outorgados (contratados, mas com construção não iniciada) em relação às outras regiões (MACEDO, 2015).

O estado do Rio Grande do Norte (RN), unidade federativa com maior capacidade instalada por fonte eólica no Brasil (ABEEOLICA, 2018), no período que compreende 2007 e 2013, teve crescimento de 729,4%. Ou seja, teve uma taxa de crescimento anual de 42,4%. No ano de 2016, o RN possuía 31% da potência instalada eólica no Brasil com 113 parques instalados (ABEEOLICA, 2016). Em 2018, apesar de sua queda percentual em relação a 2016, o estado potiguar ainda lidera o ranking de potência instalada no Brasil com 3.949,3MW (27,5%), totalizando 146 parques eólicos (ABEEOLICA, 2018).

Vale destacar que a entrada da energia eólica na matriz elétrica brasileira não se deve apenas aos aspectos técnicos. O governo brasileiro desenvolveu e executou políticas para a promoção de novas fontes renováveis, o que inclui a fonte eólica, além das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Biomassa. Após a crise energética de 2001, foi criado, em 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA. Em 2004, foi instituída a licitação de contratação de energia elétrica na modalidade de leilão. Além disso, a crise econômico-financeira de 2008 proporcionou que os fabricantes de aerogeradores e componentes buscassem demandas fora dos mercados de seus países de origem (CAMILLO, 2013; MACEDO, 2015). Mais recente, em 12/09/2016, o Brasil ratificou o Acordo de Paris, onde se compromete a atingir, aproximadamente, 45% de energias renováveis em sua matriz energética até 2030, além de outros compromissos (ONU, 2016). Os dados de 2017 da matriz energética brasileira mostram que se tem 43,2% de fonte renovável (MME, 2018).

Diante do cenário exposto anteriormente, conclui-se que a energia eólica vem crescendo rapidamente nos últimos 20 anos. Vem ocorrendo uma conjunção de fatores que ajudam a desenvolver esse tipo de fonte de energia: os debates sobre mudanças climáticas, que exigem a mudança da matriz energética para uma matriz de fontes renováveis; o desenvolvimento e amadurecimento das tecnologias que envolvem os empreendimentos eólicos; a entrada da China e Índia nos mercados de eólica; a tentativa de sair da dependência do petróleo; a crise econômico-financeira de 2008 (fabricantes da indústria eólica procurando novos mercados). Enfim, o contexto mundial dos últimos quarenta anos foi alavancando paulatinamente o

desenvolvimento do setor eólico, que se tornou não somente uma alternativa de geração de energia, mas também uma opção de desenvolvimento, segundo MACEDO (2015).

Entretanto, algumas perguntas se mostram imperativas: diante desse contexto de avanço da energia eólica sobre o território brasileiro, qual a percepção das comunidades do entorno dos empreendimentos acerca da empresa que se instalara no local? A instalação de parques eólicos gera conflitos socioambientais no entorno de sua área de implantação e operação? Como os empreendedores do setor eólico podem se relacionar com os stakeholders locais sem que ocorra conflitos ou, pelo menos, diminua seu risco de ocorrência?

Antes de tentar responder às perguntas anteriores, é importante fazer uma ressalva. O NE, por exemplo, configura-se como uma região de excelente potencial eólico. Porém, é também uma região marcada por conflitos socioambientais. Portanto, no presente trabalho, adota-se como premissa que a instalação dos projetos eólicos pode gerar novos conflitos socioambientais, agravar conflitos existentes e tornar manifestos os conflitos que eram latentes, contudo, os empreendimentos eólicos não necessariamente provocam tais conflitos. O que se pretende com essa premissa é ter uma posição de cautela e não assumir o conflito socioambiental como efeito imediato de um parque eólico. Assim sendo, não se afirma aqui que um empreendimento eólico não possa causar uma contenda, mas sim que é necessário esgotar todas as frentes de análise para poder sustentar a real fonte do conflito ou reais fontes, no caso de mais de uma origem.

Isto posto, para responder aos questionamentos levantados anteriormente, a CPFL Renováveis lança mão do conceito de Licença Social para Operar (LSO), consagrado no setor da mineração, para ser aplicado ao contexto do mercado de energias renováveis.

Deve-se, contudo, antes de detalhar a metodologia proposta pela CPFL Renováveis, entender o conceito de LSO. Conforme apontado por Robert Boutilier (2017) e Leeora Black (2017), o termo Licença Social para Operar foi utilizado pela primeira vez por Jim Cooney, executivo do setor de mineração, em uma reunião do Banco Mundial em 1997, para enfatizar que uma aceitação social de uma empresa mineradora é tão importante quanto suas licenças legais obrigatórias. Thomson e Boutilier (2011, *apud* THOMSON; BOUTILIER, 2011) definem a LSO como a percepção das comunidades sobre a aceitação de uma empresa e suas operações e a aprovação contínua das mesmas.

Portanto, para medir o nível de aceitação e aprovação das comunidades do entorno dos empreendimentos da CPFL Renováveis, foi criada a metodologia de LSO adaptada aos

negócios de geração de energia por fonte renovável. O primeiro passo do método é a aplicação de um questionário onde o resultado irá gerar uma classificação dos empreendimentos da Companhia. A partir da classificação, serão elaborados os Planos Plurianuais de Relacionamento por empreendimento, com o objetivo de alcançar e/ou manter a Licença Social para Operar, além de desenvolver o capital social da Companhia junto aos seus principais stakeholders. A metodologia foi criada em agosto de 2018 e os questionários para identificação do nível de LSO foram aplicados entre agosto e setembro de 2018. Assim sendo, após a classificação dos empreendimentos, é necessário (i) aprofundar na contextualização das comunidades, poder público e outros stakeholders importantes, por meio da espacialização territorial, levantamento dos temas críticos, banco de dados, avaliação dos stakeholders, etc. e (ii) elaborar o Plano Plurianual de Relacionamento por empreendimento, com a indicação da atuação estratégica de relacionamento e definição dos dispêndios sociais (Investimento Social Privado, Gestão de Impacto, Ação de Relacionamento) com foco nas comunidades. Por isso, o presente trabalho irá apresentar os resultados referentes à classificação dos empreendimentos e o levantamento dos temas críticos, pois as etapas seguintes ainda estão em fase de construção.

Além dos empreendimentos eólicos da CPFL Renováveis, o método de LSO foi aplicado também aos empreendimentos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), conforme será detalhado posteriormente na seção 4, Resultados da LSO.

2 OBJETIVOS DO TRABALHO

Objetivo Geral

O presente artigo tem o objetivo de apresentar a metodologia da Licença Social para Operar elaborada pela CPFL Renováveis, assim como sua aplicação para os empreendimentos de geração de energia por fontes eólica e hídrica.

Objetivos Específicos

- Descrever a metodologia da Licença Social para Operar elaborada pela CPFL Renováveis;
- Apresentar a classificação, a descrição da principal questão levantada e os temas críticos dos empreendimentos apontados como vulneráveis, recusa/rejeição e conflito/hostilidade;

- Apresentar os resultados da aplicação do método, próximos passos e principais desafios para a execução da metodologia da Licença Social para Operar elaborada pela CPFL Renováveis.

3 O MÉTODO LICENÇA SOCIAL PARA OPERAR CPFL RENOVÁVEIS

Introdução ao método

A Licença Social para Operar (LSO) é uma estratégia corporativa proativa que propõe uma abordagem mais sofisticada na gestão de riscos dos conflitos, principalmente em atividades de grande impacto, como a mineração e a geração de energia. É usada para descrever o resultado de um processo através do qual as operações das empresas são submetidas a aceitação da comunidade local.

Trata-se de uma estratégia que vai além da gestão dos riscos pois está diretamente relacionada ao gerenciamento dos impactos causados pelos empreendimentos e à criação de benefícios locais para adiante do tempo de vida útil da operação do projeto.

Na estratégia de LSO, as avaliações de impacto social e ambiental devem ser vistas como uma abordagem de gerenciamento contínuo ao invés de serem feitas pontualmente no início das operações, ou pelo menos conduzidas em intervalos regulares em torno de grandes marcos e mudanças dos projetos.

A licença social para operar é uma premissa para se sair de uma postura de mitigação de riscos para outra de geração de valor por meio da construção de ganhos mútuos – valor compartilhado.

Objetivos do Método

- Desenvolver a estratégia de Licença Social para Operar com as adaptações e ajustes necessários ao mercado de energias renováveis;
- Espacialização das comunidades e sua relação com os empreendimentos;
- Levantamento dos temas críticos e riscos a serem gerenciados, considerando os diversos stakeholders;
- Estabelecer plano plurianual de relacionamento com os municípios e comunidades, conforme identificação dos riscos, histórico de conflitos e possibilidades de ações de valor compartilhado.

Base teórica da metodologia

Na presente seção, será apresentada a construção teórica básica da Licença Social para Operar que norteou a elaboração da LSO da CPFL Renováveis.

A Licença Social para Operar possui quatro níveis, do mais baixo para o mais alto: recusa; aceitação; aprovação e copropriedade/aliança. No nível da recusa, não se tem a licença social. Para que a empresa possa subir os níveis da LSO, é necessário superar três fronteiras (BLACK, 2017): legitimidade (recusa para aceitação); credibilidade (aceitação para aprovação) e confiança (aceitação para copropriedade/aliança).

Deve-se atentar para algumas características na escalada dos níveis de LSO. O nível de aceitação significa que as comunidades decidiram não julgar antecipadamente as ações e por isso "dão o benefício da dúvida" (BLACK, 2017) às empresas. O nível de aprovação significa que a credibilidade foi alcançada, ou seja, após um comportamento de manutenção de promessas e transparência, as comunidades passam a apoiar os empreendimentos. O nível de copropriedade/aliança é alcançado quando as comunidades enxergam os empreendimentos como parte do meio onde foram inseridos, ou seja, as comunidades e empresas possuem os mesmos interesses em um ambiente de convivência (BLACK, 2017).

A LSO possui também quatro componentes sobrepostos aos níveis e são indispensáveis para a definição das estratégias para se alcançar a licença social ou aprimorar a mesma (BLACK, 2017). O componente básico para a conquista da LSO é a legitimidade econômica, onde a empresa deverá mostrar às comunidades os benefícios de sua instalação no local (p. ex.: investimento social privado, programas educacionais, envolvimento local em projetos diversos, etc.). Sem a legitimidade econômica, dificilmente a empresa atingirá o nível de aceitação (BOUTILIER, 2011). Contudo, apenas com a legitimidade econômica, a LSO será frágil.

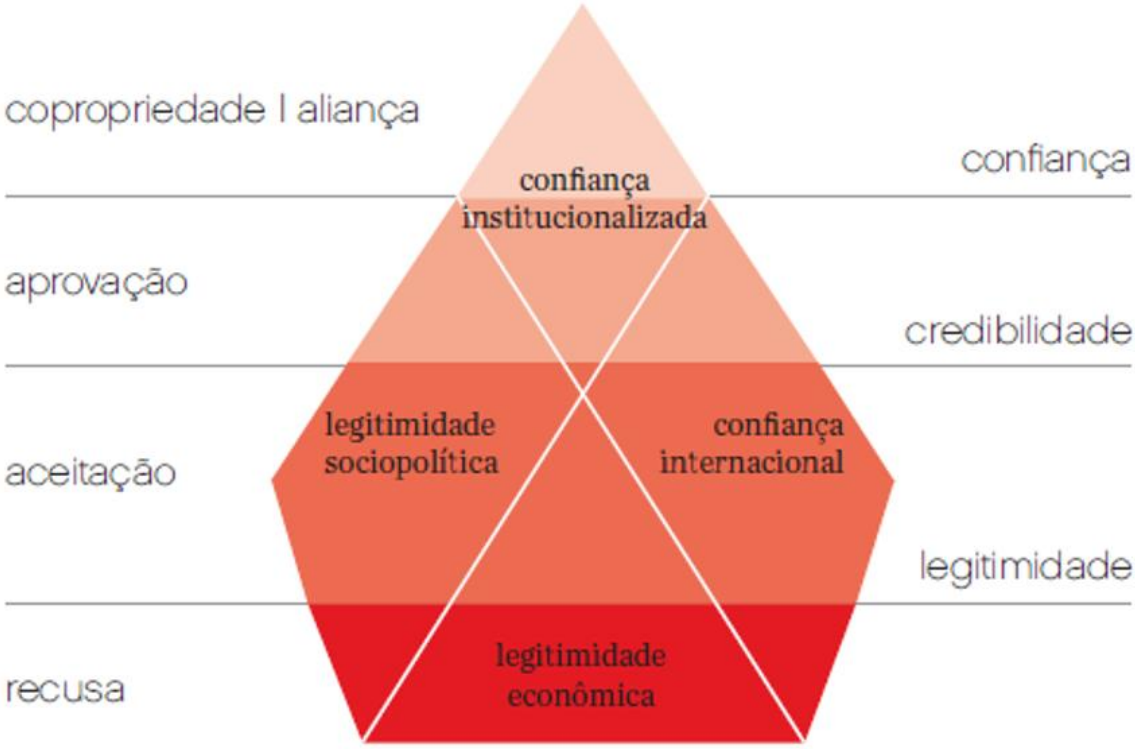
De acordo com Boutilier (2011), os dois próximos componentes devem ser trabalhados simultaneamente: confiança interacional e legitimidade sociopolítica. Em trabalho mais recente, Black (2017) chama confiança interacional de capital social e legitimidade sociopolítica de contrato social. Para o presente trabalho, está sendo utilizada a terminologia de Boutilier (2011).

Quando se alcança a legitimidade sociopolítica significa que as comunidades percebem a empresa como respeitadora do estilo de vida local. E quando se alcança a confiança interacional significa que as comunidades percebem a empresa como transparente e aberta ao

diálogo. De maneira geral, para ter uma LSO forte, ambos os atributos descritos neste parágrafo deverão ser buscados ao mesmo tempo.

Por fim, existe o componente de confiança institucionalizada para ser alcançado. Segundo Black (2017), a confiança institucionalizada é um efeito da execução dos três componentes anteriores. É o momento em que se alcança um respeito pelos interesses de todas as partes envolvidas (BOUTILIER, 2011). Abaixo, segue modelo da pirâmide da Licença Social para Operar de Thompson e Boutilier (2011, *apud* BOUTILIER, 2011).

Figura 01 – Modelo da pirâmide da Licença Social para Operar



Fonte: Thomson e Boutilier (2011)

Descrição da metodologia

A Licença Social para Operar elaborada pela CPFL Renováveis compreende três etapas basilares:

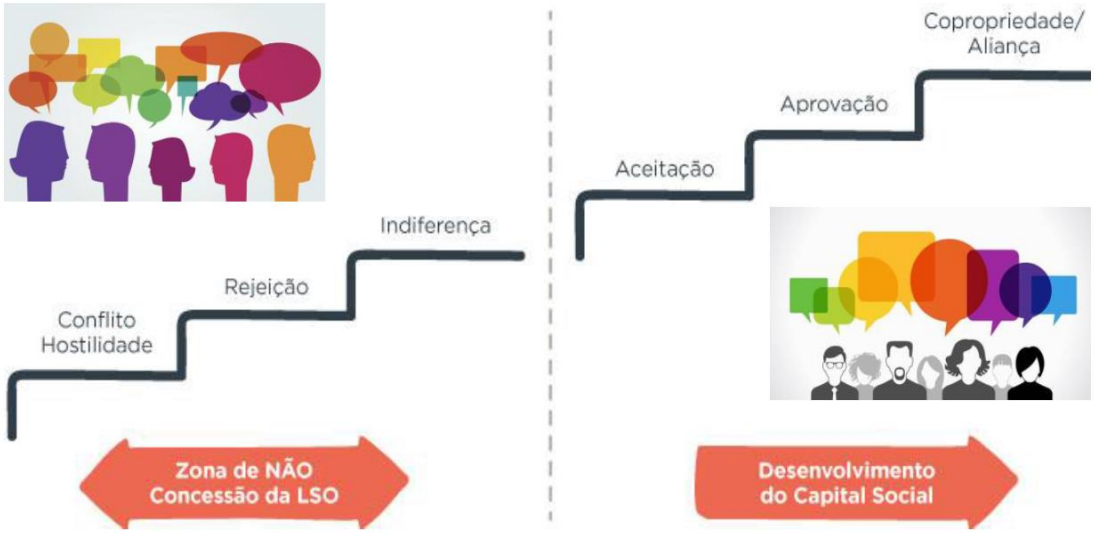
1. Classificação dos empreendimentos;
2. Espacialização e contextualização das comunidades;
3. Elaboração dos Planos Plurianuais de Relacionamento por empreendimento.

A seguir, cada etapa da LSO será detalhada.

ETAPA 1: Classificação dos empreendimentos

A escala de classificação dos empreendimentos eólicos e de pequenas centrais hidrelétricas, do nível mais baixo para o mais alto se dá conforme a figura abaixo:

Figura 02 – Escala de classificação da Licença Social para Operar (CPFL Renováveis)



Para que o empreendimento possa ser enquadrado em um dos níveis, a metodologia prevê um questionário com 26 itens divididos em 5 eixos temáticos. A classificação dos empreendimentos é obtida através do preenchimento de todos os "itens" do questionário de LSO, e é calculada a partir das respostas fornecidas, multiplicadas aos fatores ponderadores dos "itens" e dos "temas". O fator ponderador é o que garante o grau de importância de cada item dentro da classificação final.

Nas próximas tabelas (01 a 05), para os eixos temáticos serão apresentados exemplos dos temas com a ponderação e métrica. Para os itens, serão apresentados o item a ser respondido, o parâmetro, o critério de classificação e a ponderação do item.

Tabela 01 – Exemplo do Eixo temáticos da área ambiental, itens a serem respondidos, parâmetros, critérios de classificação e ponderação

TEMA: AMBIENTAL (4 temas)
PONDERAÇÃO: 20%
MÉTRICA: (1) Binário - Sim/Não; (2) Porcentagem

ITEM (PERGUNTA DO QUESTIONÁRIO) EXEMPLO	PARÂMETRO	CRITÉRIO DE CLASSIFICAÇÃO	PONDERAÇÃO DO ITEM
Existência de monitoramento ambiental fora dos parâmetros legais estabelecidos?	Monitoramento com correlação diretamente relacionada a convivência do empreendimento com a comunidade onde está inserida (Ex.: Emissão de ruídos e chaminés, lançamento de efluentes, particulados, etc).	Sim ou Não (-5 ou 0).	20%

Tabela 02 – Exemplo do Eixo temático social, itens a serem respondidos, parâmetros, critérios de classificação e ponderação

TEMA: SOCIAL (13 temas)
PONDERAÇÃO: 55%
MÉTRICA: (1) Binário -Sim/Não; (2) Qualitativo; (3) Quantitativo.

ITEM (PERGUNTA DO QUESTIONÁRIO) EXEMPLO	PARÂMETRO	CRITÉRIO DE CLASSIFICAÇÃO	PONDERAÇÃO DO ITEM
Quantidade de Comunidades na área de influência indireta do empreendimento. (Obs.: Denomina-se comunidade uma casa, vila ou bairro)	PCH/EOL/SOL/BIO - Comunidades que estejam localizadas em um raio de até 2km das áreas afetadas pelo empreendimento. Quanto maior o número de comunidades, mais crítica.	Não possui: 0; 1 a 2 comunidades: -1; 3 a 4 comunidades: -2; 5 a 6 comunidades: -3; 7 a 8 comunidades: -4; 9 ou mais comunidades: -5	2%

Tabela 03 – Exemplo do Eixo temático risco institucional e reputacional, itens a serem respondidos, parâmetros, critérios de classificação e ponderação

TEMA: RISCO INSTITUCIONAL E REPUTACIONAL (2 temas)
PONDERAÇÃO: 8%
MÉTRICA: Binário -Sim/Não

ITEM (PERGUNTA DO QUESTIONÁRIO) Exemplo	PARÂMETRO	CRITÉRIO DE CLASSIFICAÇÃO	PONDERAÇÃO DO ITEM
Exposição institucional do empreendimento?	O local do empreendimento é de fácil acesso para visitações, investidas da imprensa em caso de ocorrências ou outros formadores de opinião influentes.	Sim ou Não (-5 a 0)	50%

Tabela 04 – Exemplo do Eixo temático estratégia da empresa, itens a serem respondidos, parâmetros, critérios de classificação e ponderação

TEMA: ESTRATÉGIA DA EMPRESA (1 tema)
PONDERAÇÃO: 2%
MÉTRICA: Binário -Sim/Não

ITEM (PERGUNTA DO QUESTIONÁRIO) Exemplo	PARÂMETRO	CRITÉRIO DE CLASSIFICAÇÃO	PONDERAÇÃO DO ITEM

O empreendimento está localizado em área estratégica para o desenvolvimento de novos projetos?	Avaliação da importância do município para a estratégia da empresa (crescimento do negócio).	Sim ou Não (-5 a 0)	100%

Tabela 05 – Exemplo do Eixo temático contexto político, itens a serem respondidos, parâmetros, critérios de classificação e ponderação

TEMA: CONTEXTO POLÍTICO (5 temas)
PONDERAÇÃO: 15%
MÉTRICA: (1) Binário -Sim/Não; (2) Qualitativo; (3) Quantitativo.

ITEM (PERGUNTA DO QUESTIONÁRIO) Exemplo	PARÂMETRO	CRITÉRIO DE CLASSIFICAÇÃO	PONDERAÇÃO DO ITEM
Relacionamento com o Poder Público (Prefeitura, Câmara etc.), é inexistente, colaborativo ou conflituoso?	Inexistente – Sem relacionamento Colaborativo – Relacionamento positivo; Conflituoso – Relacionamento negativo.	Inexistente: 0; Colaborativo: 5 Conflituoso: -5.	25%

Após proceder com a resposta de todos os itens, a classificação dos empreendimentos se dá de acordo com os índices da figura abaixo.

Figura 02 – Índice de classificação da LSO CPFL Renováveis

3 - Co-propriedade/ Aliança
2 - Aprovação/ Credibilidade
1 - Aceitação/ Legitimidade
0 - Indiferença
-1 - Vulnerável
-2 - Recusa/ Rejeição
-3 - Conflito/ Hostilidade

ETAPA 2: Espacialização e contextualização das comunidades

Esta etapa consiste em aprofundar na contextualização das comunidades, poder público e outros stakeholders importantes, por meio da espacialização territorial, levantamento dos temas críticos, banco de dados, avaliação dos stakeholders, etc.

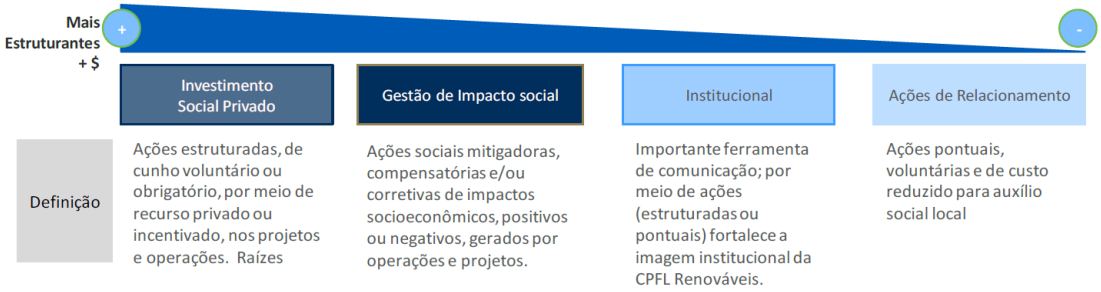
As principais ferramentas a serem utilizadas nesta etapa são estudos socioeconômicos, mapa falado, entrevistas, visitas técnicas, visitas exploratórias, etc. A escolha da ferramenta adequada deverá ser feita de acordo com o contexto e a classificação de cada empreendimento.

ETAPA 3: Elaboração dos Planos Plurianuais de Relacionamento por empreendimento

A elaboração dos Planos Plurianuais de Relacionamento por empreendimento inclui os planos de ação por comunidade, com a indicação da atuação estratégica de relacionamento e realização dos dispêndios sociais (ISP, Gestão de Impacto, Ação de Relacionamento) com foco nas comunidades. Todas as ações são ancoradas numa estratégia de Comunicação e posicionamento institucional, com o objetivo de garantir a licença social para operar e o desenvolvimento do capital social.

Na figura abaixo, são apresentados os conceitos dos dispêndios sociais norteadores da estratégia de relacionamento para a elaboração dos planos plurianuais.

Figura 03 – Atuação estratégica de relacionamento e definição dos dispêndios sociais



Vale ressaltar que o Plano Plurianual de Relacionamento é um instrumento que exige análises e atualizações constantes, considerando os diversos cenários internos (ciclo orçamentário) e externos (contexto político, stakeholders estratégicos etc.).

4 RESULTADOS DA LSO

A metodologia da Licença Social para Operar da CPFL Renováveis, para o presente trabalho, foi aplicada a todos os empreendimentos de fonte eólica e hídrica, em fase de operação e projetos. Isto é, foram respondidos 60 questionários de LSO e o quantitativo das classificações apresenta-se na tabela 06.

É importante destacar que, mesmo que a metodologia tenha sido aplicada para as fontes eólica e hídrica neste trabalho, o questionário também pode ser utilizado para as demais fontes de geração de energia de investimento da CPFL Renováveis: solar e biomassa.

Tabela 06 – Quantitativo das classificações da LSO nos empreendimentos da CPFL Renováveis

3	Copropriedade/ Aliança	0
2	Aprovação/ Credibilidade	0
1	Aceitação/ Legitimidade	8
0	Indiferença	31
-1	Vulnerável	18
-2	Recusa/ Rejeição	2
-3	Conflito/ Hostilidade	1
	Total empreendimentos aplicados	60

Após realizada a classificação dos empreendimentos, foram selecionados 3 níveis da escala para serem objeto dos Planos Plurianuais de Relacionamento, a saber: Vulnerável, Recusa/Rejeição e Conflito/Hostilidade. A escolha desses níveis se justifica por estarem numa posição de não concessão de LSO.

A partir do recorte apresentado anteriormente, inicia-se a etapa de espacialização e contextualização das comunidades. Para este artigo, esta etapa apenas foi iniciada, onde tem-se uma breve descrição da questão a ser trabalhada no Plano Plurianual de Relacionamento, assim como a definição dos temas críticos de cada empreendimento.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em primeiro lugar, o presente trabalho procurou mostrar o crescimento e a importância do setor eólico no Brasil, sobretudo o seu papel na diversificação da matriz elétrica nacional, o que ajuda a garantir a segurança energética do país. Em segundo lugar, apontou o destaque desta atividade na região NE e, em particular, no RN.

Em seguida, o texto propôs uma discussão teórica acerca do conceito de Licença Social para Operar. Para esta tarefa, retomou-se o conceito consagrado de LSO muito utilizado no setor da mineração. Por fim, com base na LSO tradicional, o presente artigo propôs uma metodologia de Licença Social para Operar elaborado pela CPFL Renováveis, assim como os primeiros resultados de sua aplicação. Este método procura lançar luz sobre o tema da gestão social nos empreendimentos de geração de energia por fonte renovável e, em particular, nos empreendimentos por fonte eólica.

A metodologia aqui proposta não tem a pretensão de apontar um caminho final e último para o uso do conceito de Licença Social. Pelo contrário. Pretende trazer à superfície o debate teórico e uma abordagem prática para tratar do tema do relacionamento com stakeholders.

Ademais, o método de LSO da CPFL Renováveis está em processo de execução, não tendo percorrido todas as etapas a que se propõe. Portanto, ainda precisa de validação empírica para que possa se apresentar como um procedimento de análise comprovado. Ou seja, o principal desafio no curto prazo é a consolidação do método com os ajustes necessários. E no longo prazo, o desafio é realizar a aplicação do método periodicamente, uma vez que a Licença Social é dinâmica e pode ser retirada a qualquer momento.

Por fim, o mais importante é provocar a discussão de como se pode pensar a análise da gestão social, do relacionamento com os stakeholders e da gestão de conflitos num contexto de retomada do crescimento dos empreendimentos de geração de energia por fonte renovável. O método aqui proposto não é apenas uma ferramenta de gestão, mas, acima de tudo, é um convite à reflexão.

REFERÊNCIAS

ABEEOLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Boletim de dados – outubro/2016**. Disponível em: http://www.portalabeeolica.org.br/images/boletins/BoletimdeDadosABEEolicaOutubro2016-Publico.pdf. Acesso em: 07/11/2016.

ABEEOLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. InfoVento nº 7 – novembro/2018. Disponível em: http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/11/InfoventoPT_Online_8.pdf. Acesso em 26/02/2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração – BIG**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm. Acesso em: 25/02/2019.

BLACK, Leeora. **The Social Licence to Operate**: your management framework for complex times. Nova Iorque: Routledge, 2017.

BOUTILIER, Robert. **A Measure of The Social License to Operate for Infrastructure and Extractive Projects**. 2017. Disponível em: https://socialicense.com/publications/A%20dozen%20statement%20for%20measuring%20the%20social%20license.pdf. Acesso em: 26/02/2019.

CAMILLO, Edilaine Venâncio. **As políticas de inovação da indústria de energia eólica:** uma análise do caso brasileiro com base no estudo e experiências internacionais. Campinas: Departamento de Política Científica e Tecnológica/Universidade Estadual de Campinas (DPCT/UNICAMP). 2013. (Tese de Doutorado)

CERNE – Centro de Estratégias em Recursos Naturais e Energia. **Indicadores**. Disponível em: http://cerne.org.br/energia-eolica/. Acesso em: 07/11/2016.

MACEDO, Luziene Dantas de. **Produção de energia elétrica por fonte eólica no Brasil e aspectos de seu impacto na região Nordeste e Rio Grande do Norte**. Campinas: Desenvolvimento Econômico da Universidade Estadual de Campinas. 2015. (Tese de Doutorado)

MME – Ministério das Minas e Energia. **Resenha Energética Brasileira**. Disponível em: http://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias/Documents/Resenha%20Energ%C3%A9tica%202018%20-MME.pdf. Acesso em: 25/02/2019.

ONU – Organização das Nações Unidas. **Brasil ratifica Acordo de Paris sobre o clima**. 13/09/2016. Disponível em: https://nacoesunidas.org/brasil-ratifica-acordo-de-paris-sobre-o-clima/. Acesso em: 07/11/2016.

SACHS, Ignacy. **A revolução energética do século XX**. *Revista Estudos Avançados*, vol. 21, no 59, p.21-38, jan.-abr./2007.

THOMSON, I.; BOUTILIER, R. **Modellin anda Measuring the Social License to Operate**: fruits of a dialogue between theory and practice. 2011. Disponível em: https://socialicense.com/publications/Modelling%20and%20Measuring%20the%20SLO.pdf. Acesso em: 26/02/2019.

A Percepção sobre a Cadeia Produtiva da Energia Eólica no Brasil Por Parte dos seus Grupos Interessados

Denise Ferreira de Matos, Márcio Giannini Pereira, Katia Cristina Garcia, Luciana Rocha Leal da Paz, Marcelle Tavares, João Gabriel Gonçalves de Lassio

Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL)

Avenida Horácio de Macedo, 354, Cidade Universitária. Rio de Janeiro/RJ. Brasil

denise@cepel.br, giannini@cepel.br, garciak@cepel.br, lrocha@cepel.br, marcelletms@cepel.br, joaog-bolsista@cepel.br

RESUMO

This article presents an overview of the data collected in the survey "Survey of Information with the agents of the productive chain: Wind Energy and Perception of Socioenvironmental Impacts", initiated in the Brazil WindPower 2018 Event with support from ABEEólica and Canal Energia and expanded to other fora with participation of stakeholders of the activity. This survey is part of a project developed at the Electric Energy Research Center (CEPEL), which aims to make an assessment of the potential positive and negative impacts of wind power generation and produce a matrix of actions for wind power projects. The results of the survey carried out to date had the following main profiles: "Investors", "Government" and "University and Research Institutes". In general the activity is seen in a positive way, and there is a perception that from the technological point of view there is a tendency to improve the national capacity. Also, in general, the potential negative social and environmental impacts are perceived as of medium or low magnitude, with the exception of the impact on landscape, and the environmental licensing process has a medium satisfaction classification.

Palavras-chave*:* energia eólica; aceitação social; impactos socioambientais; sustentabilidade.

1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira é constituída majoritariamente por energia renovável, havendo uma perspectiva de crescimento continuado da energia eólica para os próximos anos. Destaca-se que a energia eólica entrou num ciclo virtuoso de crescimento em anos recentes no país, atingindo em 2018 a participação em capacidade instalada de 8 % da matriz elétrica - Plano Decenal 2027 (EPE, 2018) com 12.674 MW.

O planejamento da expansão de sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica demanda avaliações socioambientais de caráter estratégico, com a incorporação da dimensão socioambiental como variável no processo decisório.

O desenvolvimento de metodologias para incorporação da dimensão socioambiental no planejamento de sistemas elétricos é uma contribuição ao desenvolvimento sustentável no sentido que equilibra o tratamento dado às diferentes dimensões da sustentabilidade. Atingir as metas de desenvolvimento sustentável implica reconhecer não só a importância dos fatores econômicos e dos impactos ambientais, como também dos aspectos sociais envolvidos.

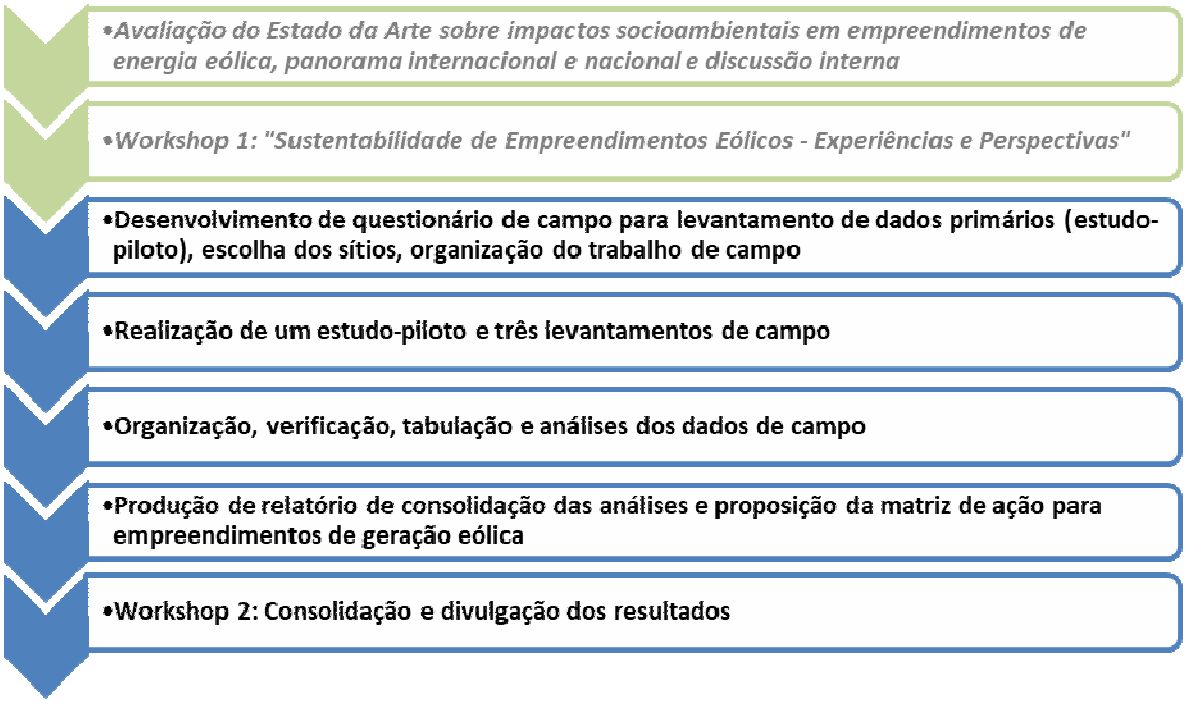
No artigo “Energia Eólica e Aceitação social: Um Panorama” (2018) foi realizado um levantamento na literatura científica sobre a questão da aceitação social de empreendimentos eólicos. Verificou-se ser possível observar conflitos locais deflagrados pelo processo de implantação/operação de empreendimentos eólicos em diversos países, como por exemplo: Austrália (King Island e Nova Gales do Sul), Canadá (Ontário), México (Tehuantepec Oaxaca), Grécia (Sul de Evia), entre outros. Também no Brasil é possível identificar, por meio de um levantamento do assunto em artigos científicos, a presença de conflitos em torno da mesma questão, principalmente em estados do Nordeste do país como Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte.

O desenvolvimento de estudos abordando a temática é consideravelmente desigual entre os países desenvolvidos e em desenvolvimento, o que pode ser explicado pelo tempo de maturação dos projetos, pela maior disponibilidade de recursos para pesquisa, pela visibilidade das comunidades afetadas, entre outros aspectos.

A perspectiva de expansão do parque eólico brasileiro, apresentada no cenário de referência do Plano Decenal de Energia 2027, é de haver praticamente uma duplicação da potência instalada até o último ano do horizonte, ou seja, que haja a instalação de mais 14 MW de energia até 2027. Tal perspectiva coloca um desafio para a sustentabilidade dos novos projetos, destacando a consideração da cumulatividade e sinergia dos impactos, dada a contigüidade entre empreendimentos em operação e em implantação.

O Cepel está desenvolvendo um projeto de avaliação da criticidade local de empreendimentos de energia eólica, que tem como objetivos fazer uma avaliação dos impactos positivos e negativos sobre as localidades próximas a empreendimentos de geração eólica, e desenvolver diretrizes para planos de ação de minimização de impactos negativos e potencialização de impactos positivos, considerando a participação das comunidades locais.

O projeto está dividido nas seguintes etapas:



As duas primeiras etapas foram realizadas ao longo do ano de 2018. Neste ano foi iniciada uma pesquisa, “Levantamento de Informações com os Agentes da Cadeia Produtiva”, com apoio da **ABE**Eólica e do Grupo Canal Energia, veiculada no aplicativo do evento.

O presente artigo tem como objetivo **fornecer um panorama da percepção social do segmento da energia eólica por parte de alguns de seus *stakeholders*, além de divulgar os resultados deste levantamento.** Nas próximas etapas do projeto estas informações servirão como *input* na identificação de simetrias e assimetrias entre as visões dos diferentes *stakeholders* envolvidos, auxiliando na proposição das diretrizes de ações para minimização de conflitos entre as partes envolvidas.

Esta pesquisa foi ampliada, tendo sido coletados dados nos cursos sobre geração eólica oferecidos no Cepel e no evento “Inserção de Novas Fontes Renováveis e Redes Inteligentes no Planejamento Energético Nacional”, organizado por PPE/COPPE/UFRJ e a Câmara de Comércio Brasil-Alemanha.

2. ESTRUTURA DA PESQUISA

2.1 Referencial Teórico

Para melhor compreender os conflitos que podem emergir da instalação de um empreendimento de geração eólica identificou-se a necessidade preliminar de levantar as percepções de outros agentes da cadeia produtiva a respeito da atividade de geração eólica, que não aqueles pertencentes à esfera local.

Considerou-se que conhecer outras percepções, além daquelas que serão levantadas na pesquisa de campo, de abrangência local, pode ajudar a compreender lacunas/atitudes/tendências que trazem luz ao relacionamento entre os diferentes *stakeholders*, e ao surgimento de conflitos entre as partes interessadas.

Este levantamento deve atender a requisitos tais como:

- tratar-se de um universo amplo de sujeitos elegíveis ao levantamento (entrevistados / respondentes);
- a intenção de levantar um conjunto amplo de percepções sobre a atividade de geração eólica.

A oportunidade surgiu inspirada na realização do Evento *Brazil WindPower* 2018, o maior evento sobre energia eólica da América Latina, que reúne representantes de empresas, especialistas, acadêmicos, etc. A partir daí pareceu possível abordar diferentes grupos de interesse em relativamente pouco tempo. Foi definido um número restrito de questões, de forma a motivar respondentes voluntários a concluir a atividade de responder o questionário, aumentando o alcance do levantamento.

Foram consideradas várias possibilidades de meio para veiculação do questionário: 1) via site da instituição, com resposta voluntária mediante divulgação; 2) via e-mail provido de link com divulgação dos objetivos da pesquisa; 3) via aplicativo; 4) via papel, com incentivo do pesquisador .

Tem-se o objetivo de obter o maior número de respostas possível, repetindo a aplicação do questionário em vários fóruns especializados. Pretende-se que, ao buscar um público em fóruns específicos sobre a atividade de geração eólica e temas afins, obtenham-se respostas que espelhem uma posição informada sobre o tema.

2.2 Questionário

O questionário foi dividido em 5 blocos: informações do entrevistado, percepção de mercado; percepção tecnológica e percepção de sustentabilidade.

A informação sobre o grupo de interesse a que o entrevistado pertence está no primeiro bloco, “Informações do entrevistado” e os segmentos contemplados entre as escolhas possíveis são: fabricante, prestador de serviço, consultor, investidor, bancos, associação, governo, universidade/inst. De pesquisa e outro, com possibilidade de preenchimento em aberto para a opção “outro”. Apesar de ser uma observação quanto ao preenchimento, menciona-se que até o momento apenas um entrevistado selecionou a opção “outro” (consumidor), inferindo-se que as categorias propostas cobrem de forma abrangente o público que tem sido abordado para responder ao questionário.

Foram utilizadas majoritariamente perguntas de resposta fechada (ou semi-fechada) nos blocos “percepção de mercado”, “percepção tecnológica” e “percepção de sustentabilidade”, principalmente por duas razões: diminuição da taxa de desistência do preenchimento do questionário por parte do entrevistado, e também porque produzem resultados que possibilitam quantificação e agilizam o processo de análise.

Estas perguntas de resposta fechada (ou semi-fechada) são do tipo matriz, permitindo que o entrevistado avalie uma série de itens usando a mesma escala. As escalas de resposta utilizadas são do tipo “*Likert*”, que mede tanto a direção (“favorável” ou não) quanto o grau (o quanto o entrevistado é “favorável” ou não). Para as respostas foram usadas escalas de cinco pontos, onde se considerou um ponto fortemente positivo, um parcialmente positivo, um neutro, um parcialmente negativo e um negativo.

O caráter “semi-fechado” da maioria das perguntas deve-se a possibilidade de inserir um ou dois critérios assinalados como “outros” e avaliá-los usando a mesma escala proposta para critérios na mesma pergunta. Contudo até o momento de aplicação do questionário estas opções foram pouco utilizadas pelos entrevistados e a análise preliminar realizada considera apenas as respostas para os critérios pré-existentes.

Foram inseridas ainda duas perguntas abertas, ao final do bloco de percepção de mercado e ao final do questionário. Estas perguntas foram inseridas com o objetivo de captar dos entrevistados questões que não tenham sido consideradas na elaboração do questionário. Até o momento estas respostas não foram analisadas.

2.3 Aplicação

Devido ao apoio recebido da Associação Brasileira de Energia Eólica - **ABE**Eólica e do Grupo Canal Energia, a aplicação da pesquisa foi iniciada usando como veículo o aplicativo do evento *Brazil Windpower* 2018. A partir deste aplicativo os participantes do evento puderam responder ao questionário.

Esta pesquisa foi ampliada para os alunos dos cursos de geração eólica oferecidos no Cepel no ano de 2018 e fevereiro de 2019 e para os participantes no evento “Inserção de novas fontes renováveis e redes inteligentes no planejamento energético nacional, organizado por PPE/COPPE/UFRJ e a Câmara de Comércio Brasil-Alemanha.

A tabela a seguir resume o número de respondentes e o período de coleta das respostas dos levantamentos efetuados.

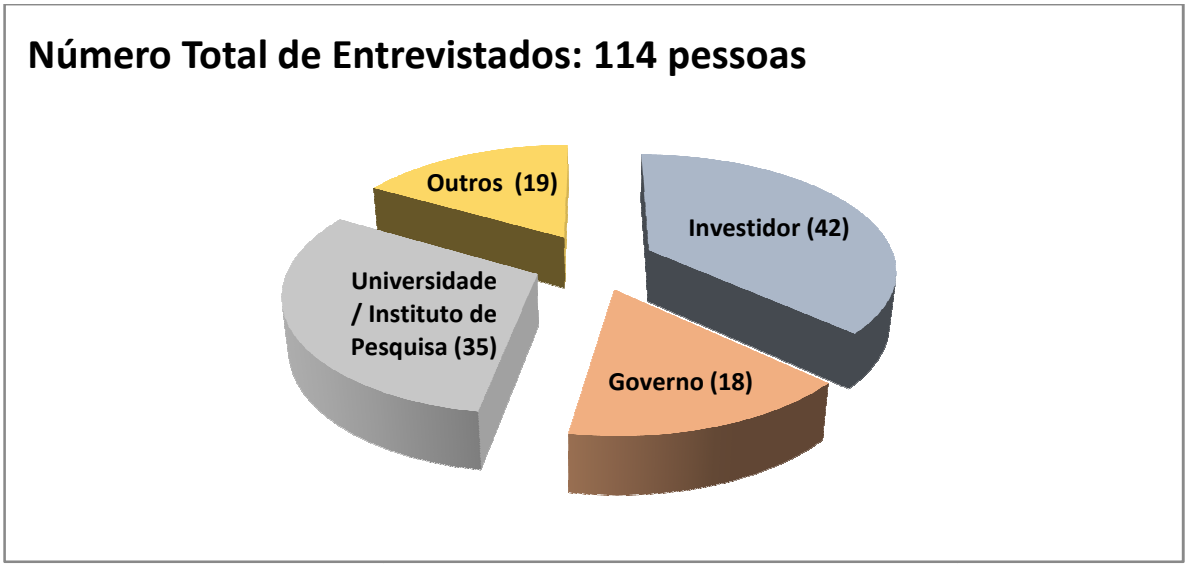
Tabela 1: Levantamento de Informações com os Agentes da Cadeia Produtiva

Evento	Data	Número de Respostas
Brazil Windpower 2018	7 a 9 de agosto/2018	24
Seminário Inserção de Novas Fontes Renováveis e Redes Inteligentes PPE/COPPE/UFRJ	19 de setembro/2018	15
Curso Energia Eólica Cepel 1	01 a 05 de outubro/2018	15
Curso Energia Eólica Cepel 2	15 a 19 de outubro/2018	22
Curso Energia Eólica Cepel 3	11 a 15 de fevereiro/2019	38
Total		114

Fonte: Elaboração própria

3. RESULTADOS OBTIDOS

Dos 114 respondentes, 107 identificaram o segmento a que pertencem. O gráfico a seguir ilustra a composição do público entrevistado. A categoria “outros” apresentada no gráfico representa 7 pessoas que não identificaram o segmento a que pertenciam, 4 fabricantes, 3 consultores 1 proprietário de parque, 1 prestador de serviço, 1 regulador, e 1 representando do sistema financeiro (banco).



O bloco de perguntas sobre a percepção de mercado apresenta as questões:

A. “**Qual a sua percepção atual sobre o mercado de energia eólica no Brasil, considerando os seguintes aspectos?**” considerando aspectos econômicos, regulatórios, ambientais, sociais, tributários e de planejamento e como respostas possíveis “muito desfavorável”; “desfavorável”; “indiferente”; “favorável”; “muito favorável”
B. “**Qual a sua expectativa de expansão do mercado de energia eólica no Brasil para os próximos 10 anos?**” considerando o mercado para os próximos 10 anos e como respostas possíveis “forte queda”; “pequena queda”; “estagnado”; “pequeno crescimento”; “forte crescimento”.

Para a pergunta A, em todos os perfis, a resposta majoritária foi MUITO FAVORÁVEL/FAVORÁVEL. O percentual de respostas MUITO FAVORÁVEL/FAVORÁVEL para o total de respondentes e para alguns perfis encontra-se apresentado na tabela a seguir:

Tabela 2: Qual a sua percepção atual sobre o mercado de energia eólica no Brasil, considerando os seguintes aspectos? % de respostas MUITO FAVORÁVEL/FAVORÁVEL

Aspectos	Universo %	Investidores %	Governo %	Universidade %	Amplitude entre as classes (pontos)
Econômicos	**88,6**	**90,5**	**100,0**	**91,4**	11,4
Regulatórios	71,4	76,2	77,8	72,7	6,4
Planejamento	70,8	73,2	**50,0**	77,1	27,1
Ambientais	65,8	57,1	83,3	71,4	26,2
Sociais	65,8	69,0	83,3	57,1	26,2
Tributários	45,0	42,5	**72,2**	44,1	29,7

Observa-se uma percepção sobre o mercado um pouco menos otimista sobre o aspecto tributário, e mais otimista sobre o aspecto econômico. Observou-se uma diferença importante (mais de vinte pontos percentuais) de opinião entre os respondentes que se identificaram como "Governo" e os que se identificaram como "investidores" e "Universidade e Institutos de Pesquisa" no que diz respeito aos aspectos ambientais, sociais e tributários.

A totalidade dos entrevistados identificou a atividade com expectativa de crescimento, sendo que 83% identificaram uma perspectiva de forte crescimento nos próximos 10 anos.

O bloco de perguntas sobre percepção tecnológica apresenta duas perguntas. A primeira pergunta é a seguinte:

- "**Como você avalia o atual estágio tecnológico da energia eólica hoje no Brasil e para os próximos 10 anos?**" tendo como possíveis respostas "capacidade de produção"; "capacidade inovadora básica"; "capacidade inovadora intermediária"; "capacidade inovadora avançada"; "capacidade inovadora de liderança mundial"

Observou-se entre as respostas, uma tendência a considerar a capacidade inovadora como ascendente. As cinco categorias foram agrupadas em três:

- Categoria 1 – Capacidade de produção ou capacidade inovadora básica
- Categoria 2 – Capacidade inovadora intermediária
- Categoria 3 – Capacidade Inovadora Avançada ou Liderança Mundial

Tabela 3: Como você avalia o atual estágio tecnológico da energia eólica hoje no Brasil e para os próximos 10 anos? Percentual da categoria de resposta majoritária

Aspectos	Universo	Investidores	Governo	Universidade
Hoje	Categoria 1 49,5%	Categoria 1 51,2%	Categoria 2 50,0%	Categoria 1 57,6 %
Nos próximos 10 anos	Categoria 3 52,3%	Categoria 3 53,7%	Categoria 3 46,7%	Categoria 2 48,5%

A segunda pergunta do bloco de percepção tecnológica apresenta a pergunta:

- "**Quais as principais áreas que deveriam ser pesquisadas/desenvolvidas no mercado de energia eólica no Brasil nos próximos 10 anos?"** Considerando as alternativas "certificação"; "*marketing* e comunicação"; "materiais e estrutura"; "treinamento"; "eletrônica"; "modelos preditivos"; "armazenamento"; "impactos socioambientais"; "*design*" e tendo como respostas possíveis "não é importante"; "pouco importante"; "regular importância"; "importante"; "muito importante".

As respostas ficaram muitos concentradas nas respostas "importante" ou "muito importante", ou seja, todos os temas destacados foram reconhecidos como possuindo relevância para o desenvolvimento da atividade, por isso para diferenciar os temas entre si foram destacadas apenas os percentuais de resposta "muito importante", apresentados na tabela a seguir.

Tabela 4: Quais as principais áreas que deveriam ser pesquisadas/desenvolvidas no mercado de energia eólica no Brasil nos próximos 10 anos? Percentual de respostas MUITO IMPORTANTE

Aspectos	Universo %	Investidores %	Governo %	Universidade %	Amplitude entre as classes (pontos percentuais)
Armazenamento	55,3	64,3	61,1	54,3	10,0
Modelos Preditivos	50,0	45,2	72,2	37,1	35,1
Treinamento	45,6	38,1	38,9	48,6	10,5
Eletrônica	42,1	40,5	27,8	42,9	15,1
Materiais e Estrutura	40,4	38,1	22,2	45,7	23,5
Impactos Socioambientais	39,5	42,9	38,9	37,1	5,7
Certificação	27,2	23,8	38,9	25,7	15,1
Design	19,3	11,9	27,8	14,3	15,9
Marketing	10,5	14,3	5,6	8,6	8,7

As respostas dadas apontam uma maior importância para o desenvolvimento de pesquisas das seguintes áreas, na percepção dos respondentes: 1) Armazenamento; 2) Modelos Preditivos e 3) Treinamento.

As áreas onde houve maior divergência de opinião quanto a sua primazia foram “modelos preditivos” e “materiais e estruturas”, a primeira considerada de muita importância para um percentual maior de agentes do governo, enquanto o tema de materiais e estruturas foi considerado de muita importância para um percentual menor de respondentes deste perfil.

O bloco Percepção da Sustentabilidade está subdivido em vários temas. O tema 1 a ser pesquisado foi “Benefício da energia eólica”. Foi feita a pergunta:

- “**Qual a sua percepção sobre o grau de importância dos benefícios da energia eólica listados abaixo sob o contexto da sustentabilidade?**”. Foi listada uma série de benefícios, que aparecem na tabela a seguir, tendo como respostas possíveis “não é importante”; “pouco importante”; “regular importância”; “importante”; “muito importante”.

As respostas se concentraram majoritariamente nas respostas IMPORTANTE e MUITO IMPORTANTE, por isso, para maior diferenciação das opiniões, a tabela apresenta o percentual de respostas MUITO IMPORTANTE.

Tabela 5: Qual a sua percepção sobre o grau de importância dos benefícios da energia eólica listados abaixo sob o contexto da sustentabilidade? Percentual de Respostas MUITO IMPORTANTE

Aspectos	Universo %	Investidores %	Governo %	Universidade %	Amplitude entre as classes (pontos percentuais)
Independência Energética e Segurança Energética	60,5	59,5	61,1	62,9	3,3
Redução de emissões de GEE	57,9	57,1	61,1	60,0	4,0
Desenvolvimento tecnológico (ex: investimento em P&D)	55,3	57,1	38,9	51,4	18,3
Preservação Ambiental	47,4	45,2	38,9	51,4	12,5
Desenvolvimento da economia local (ex: emprego e renda)	44,7	33,3	50,0	48,6	16,7

Foram destacados os benefícios 1) independência energética; 2) redução de emissões de GEE e 3) desenvolvimento tecnológico.

O tema 2 do bloco de percepção da sustentabilidade denomina-se “Grau de impacto da energia eólica”. A pergunta sobre este tema é a seguinte:

- “**Qual a sua percepção sobre o grau dos impactos da energia eólica listados abaixo sob o contexto da sustentabilidade?**”. Foi listada uma série de impactos socioambientais negativos, que aparecem na tabela a seguir, tendo como respostas possíveis “Muito Alto Impacto”; “Alto Impacto”; “Médio Impacto”; “Baixo Impacto”; “Sem Impacto”.

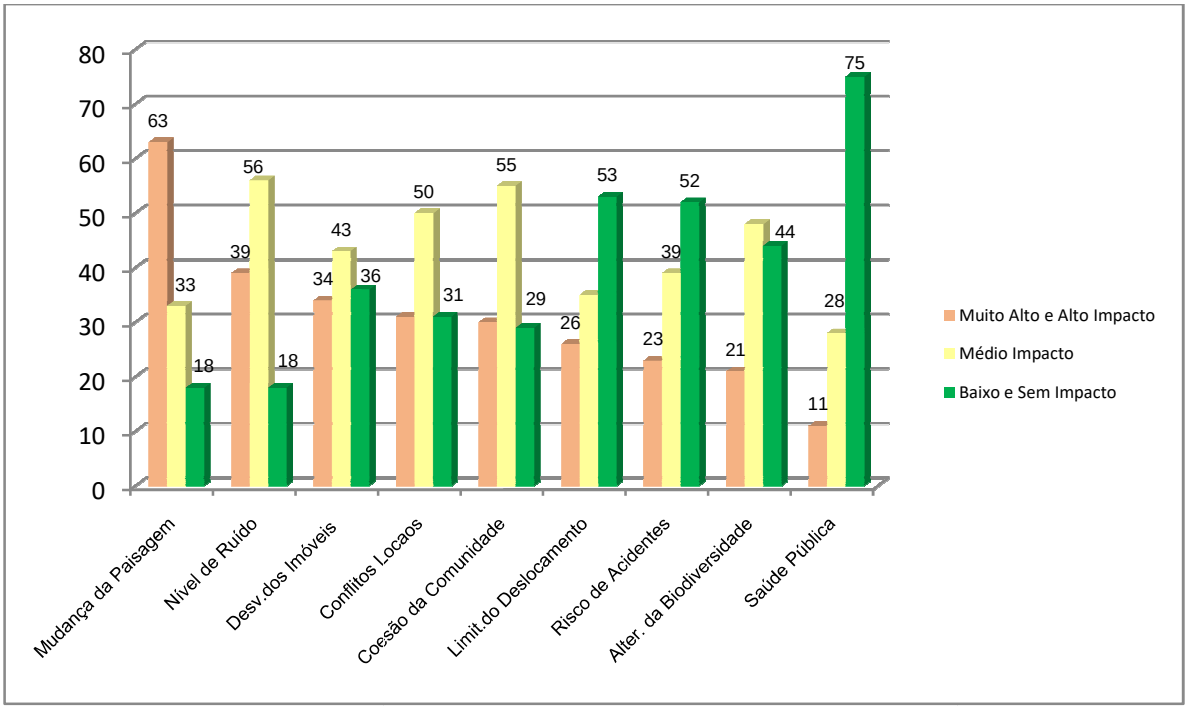
Foram criadas três categorias para apresentação da resposta:

- Categoria 1 – Muito Alto Impacto e Alto Impacto
- Categoria 2 – Médio Impacto
- Categoria 3 – Baixo Impacto ou Sem Impacto

O gráfico a seguir apresenta o número de respostas que o total de entrevistados deu, classificando os potenciais impactos negativos em três categorias: “de Muito Alto e Alto Impacto”, “de Médio Impacto” e “de Baixo Impacto ou Sem Impacto”. Os impactos foram

ordenados no gráfico da esquerda para a direita do maior para o menor número de respostas considerando a categoria “Muito Alto e Alto Impacto”.

Classificação da Magnitude dos Impactos pelos Entrevistados



De acordo com as respostas dadas ao questionário foram considerados impactos da atividade de geração eólica com maior magnitude: 1) Mudança da paisagem; 2) Nível de ruído; 3) Desvalorização dos imóveis adjacentes. Observa-se que a percepção de alguns impactos é mais clara quanto a sua magnitude, enquanto outros para outros os respondentes se dividiram mais ao dar suas respostas.

Observam-se ainda algumas discrepâncias quanto à classificação de magnitude que a maioria dá dentro dos perfis diferenciados. Tal fato ocorre para os impactos “alteração da biodiversidade” e “desvalorização dos imóveis adjacentes” (“Governo” tem maioria em baixo e sem impacto, “Universidade” e “Investidor” tem maioria em médio impacto) e “risco de acidentes” (“investidor” e “Universidade” tem maioria em baixo e sem impacto e “Governo tem maioria em médio impacto).

O tema 3 do bloco de percepção da sustentabilidade denomina-se “Ações de Mitigação no Espectro Social”. A pergunta sobre este tema é a seguinte:

- “**Qual a sua percepção sobre o grau de importância das ações listadas abaixo como estratégia de aceitação da tecnologia pela população local?**”. Foi listada uma série de estratégias, que aparecem na tabela a seguir, tendo como respostas possíveis “não é importante”; “pouco importante”; “regular importância”; “importante”; “muito importante”.

As respostas se concentraram majoritariamente nas respostas IMPORTANTE e MUITO IMPORTANTE, por isso, para maior diferenciação das opiniões, a tabela apresenta o percentual de respostas MUITO IMPORTANTE.

Tabela 7: Qual a sua percepção sobre o grau de importância das ações listadas abaixo como estratégia de aceitação da tecnologia pela população local? Percentual de Respostas MUITO IMPORTANTE

Aspectos	Universo %	Investidores %	Governo %	Universidade %	Amplitude entre as classes (pontos percentuais
Estratégia de minimização de impactos	52,6	57,1	55,6	48,6	8,6
Projeto em parceria com a comunidade	51,8	45,2	66,7	57,1	21,4
Canal de comunicação com a comunidade	47,4	45,2	61,1	40,0	21,1
Implantação de programas socioambientais	45,6	40,5	44,4	54,3	13,8
Transparência quanto aos dados do projeto	31,6	31,0	33,3	42,9	11,9
Ampliação do sistema de compensação financeira	25,4	26,2	38,9	20,0	18,9
Participação societária	21,1	26,2	11,1	20,0	15,1

Destacam-se como estratégias vistas como MAIS IMPORTANTES na percepção dos agentes as citadas a seguir: 1) Estratégia de minimização de impactos; 2) Projeto em parceria com a comunidade e 3) Canal de comunicação com a comunidade. Destaca-se ainda uma diferença significativa de opinião entre “Governo” e os outros dois grupos no que se refere às estratégias “projeto em parceria com a comunidade” e “canal de comunicação com a comunidade”.

Finalmente o tema 4 do bloco de percepção da sustentabilidade denomina-se “Processo de Licenciamento Ambiental”. A pergunta sobre este tema é a seguinte:

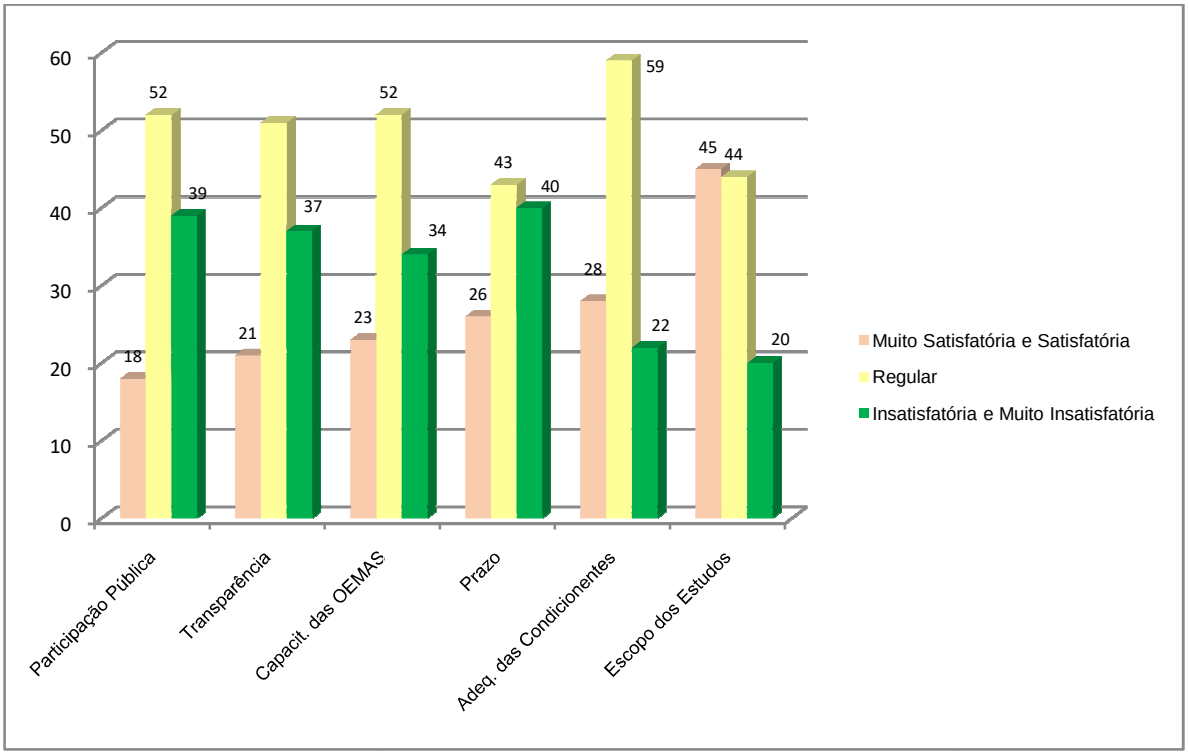
- “**Qual a sua percepção sobre o processo de licenciamento ambiental em projetos eólicos em relação aos itens listados abaixo?**”. Foi listada uma série de aspectos do licenciamento ambiental de projetos eólicos, que aparecem na tabela a seguir, tendo como respostas possíveis “Muito Satisfatório”; “Satisfatório”; “Medianamente satisfatório”; “Insatisfatório”; “Muito Insatisfatório”.

O gráfico a seguir apresenta o número de respostas que o total de entrevistados deu, avaliando o processo de licenciamento ambiental. Os impactos foram ordenados do maior para o menor

número de respostas considerando a categoria “Muito Satisfatório e Satisfatório”Foram criadas três categorias para apresentação da resposta:

- Categoria 1 – Muito Satisfatório e Satisfatório
- Categoria 2 – Medianamente Satisfatório
- Categoria 3 – Muito Insatisfatório ou Insatisfatório

Classificação da Magnitude dos Impactos pelos Entrevistados



Observa-se uma predominância da classificação “Medianamente Satisfatório”, ou “regular”, para os aspectos do licenciamento ambiental abordados. O aspecto mais satisfatório, segundo a percepção dos agentes consultados, é o escopo dos estudos, e o menos satisfatório, a participação pública. Os demais aspectos parecem indiferenciados na opinião dos respondentes, e se não provocam grande insatisfação, têm espaço para aprimoramento.

4. CONCLUSÕES

Além dos que foi pontuado ao longo da apresentação das análises, pode-se dizer que:

- as respostas se concentram numa percepção positiva / favorável / importante relativa aos aspectos levantados;
- As principais áreas de investimento para o desenvolvimento de pesquisas, na percepção dos respondentes, são : 1) Armazenamento; 2) Modelos Preditivos e 3) Treinamento.
- Foram destacados os benefícios 1) independência energética; 2) redução de emissões de GEE e 3) desenvolvimento tecnológico;
- os benefícios considerados mais importantes gerados pela cadeia de valor da energia eólica são globais/nacionais (segurança energética e redução de emissões de GEE), enquanto os benefícios locais (preservação da biodiversidade e desenvolvimento local) são identificados percentualmente como menos importantes;
- foram considerados impactos da atividade de geração eólica com maior magnitude: 1) Mudança da paisagem; 2) Nível de ruído; 3) Desvalorização dos imóveis adjacentes.
- os investidores consideram os conflitos locais um impacto de intensidade baixa ou inexistente;
- Destacam-se como estratégias para aceitação da tecnologia vistas como mais importantes na percepção dos agentes as citadas a seguir: 1) Estratégia de minimização de impactos; 2) Projeto em parceria com a comunidade e 3) Canal de comunicação com a comunidade.
- O valor conferido às estratégias de minimização de impactos sugere uma abordagem predominantemente racional dos impactos socioambientais;
- A classificação do processo de licenciamento como de intermediária adequação mostra que o mesmo não representa um entrave para a viabilização dos projetos.

Pretende-se continuar com o levantamento da percepção de agentes da cadeia de valor da energia eólica em fóruns especializados, de forma a ampliar o universo entrevistado, adicionando nuances aos resultados obtidos até aqui e dando melhor cobertura a outros perfis de grupos interessados, sub-representados na pesquisa até o presente momento, como fabricantes, associações e prestadores de serviços.

Em continuidade ao projeto serão realizados estudos de caso, levantando a percepção de *stakeholders* representantes da sociedade local e suas impressões quanto ao processo de implantação e à convivência com parques eólicos.

5. BIBLIOGRAFIA:

Barcella, M.S.; Brambilla, F.R., 2012. **Energia Eólica e os Impactos Socioambientais: Estudo de Caso em Parque Eólico do Rio Grande do Sul, Brasil**. Revista de Ciências Ambientais, Vol. 6, No. 2, p. 5 a 18, Canoas.

Baxter, Jamie. 2017. **Energy Justice: participation promotes acceptance**. Nature Energy v. 2., n. 17128 (2017) | DOI: 10.1038/nenergy.2017.128.

Bouamrane, M. & Antona, M., 1998. **Do Ecodesenvolvimento à Gestão Viável de Recursos Renováveis: O Exemplo das Agro-Florestas na Indonésia in "Desenvolvimento e Meio Ambiente no Brasil: A Contribuição de Ignacy Sachs**". Organizadores: Paulo Freire Vieira, Maurício Andrés Ribeiro, Roberto Messias Franco e Renato Caporali Cordeiro. Porto Alegre: Pallotti; Florianópolis: APED, pp. 141-157.

Brannstrom, C., Gorayeb, A., de Sousa Mendes, J., Loureiro, C., Meireles, A. J. de A., Silva, E. V. da, … Oliveira, R. F. de. (2017). **Is Brazilian wind power development sustainable? Insights from a review of conflicts in Ceará state**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *67*, 62–71. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.047

Brannstrom, C.; Gorayeb, A.; de Souza, W., Farias; Leite, N. S.; Chaves, L. O.; Guimarães R. & Gê, D. R. F., 2018. **Perspectivas Geográficas nas Transformações do Litoral Brasileiro pela Energia Eólica**. Revista Brasileira de Geografia,Texas University, Universidade Federal do Ceará, Universidade Estadual do Rio Grande do Norte, 2018.

Brannstrom, C.; Jepson, W. & Persons, N;. (2011). Social perspectives on wind-power development in West Texas. Annals of the Association of American Geographers, Vol. 101, Issue 4, pgs: 839-851

Brasil. Plano Decenal de Expansão 2027. Ministério de Minas e Energia/ Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, 2018.

Brown, Keith. 2011. Wind power in northeastern Brazil: local burdens, regional benefits and growing opposition. Climate and Development, No. (3), p. 344-360

Chaves, Leilane Oliveira; Brannstrom, Christian; Silva, Edson Vicente da, 2017. **Energia Eólica e a Criação de Conflitos: Ocupação dos Espaços de Lazer em uma Comunidade no Nordeste do Brasil**. Revista Sociedade e Território, Vol. 29, nº 2, p. 49-69, Jul/Dez de 2017, Natal.

Colvin, R.M., Witt, G. Bradd, Lacey, Justine (2016). **How Wind Become a Four-letter word: lessons for community engagement form a wind energy conflict in King Island - Australia**. Energy Policy, 98 (2016) pg.483–494.

CONAMA. **Resolução nº 462** de 24 de julho de 2014.

D'Souza, C., & Yiridoe, E. K. (2014). **Social acceptance of wind energy development and planning in rural communities of Australia: A consumer analysis**. Energy Policy, 74(C), 262–270. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.08.035

Ellis and Ferraro (2016), The social acceptance of wind energy; EUR 28182 EN, doi 10.2789/696070 All images © European Atomic Energy Community 2016, except: Cover, Geraint Ellis Wind Turbines, 2012.

Enevoldsen, P., & Sovacool, B. K. (2016). **Examining the social acceptance of wind energy: Practical guidelines for onshore wind project development in France.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *53*, 178–184. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.041

Espécie, M. de A. et al. Avaliação de Impacto Ambiental em Projetos Eólicos no Brasil: uma análise a partir de estudos ambientais de empreendimentos vencedores nos leilões de energia. In: IV **Congresso Brasileiro de Avaliação de Impacto**, Fortaleza, 2018.

Farias, T. M. **Afetividade e resistência: vínculo, transformações socioambientais e oposição capital-lugar na cidade de Galinhos-RN.** 367p. Tese (Doutorado) – Programa de Pós- Graduação em Psicologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

Frate, Claudio Albuquerque & Brannstrom Christian, 2017. **Stakeholder subjectivities regarding barriers and drivers to the introduction of utility-scale solar photovoltaic power in Brazil**. Energy Policy 111 (2017) 346–352.

Gorayeb, A & Brannstrom, C.; 2006. **Caminhos para uma gestão participativa dos recursos energéticos de matriz renovável (parques eólicos) no nordeste do Brasil**. Mercator, Vol. 15, No. 1, p. 101-115, Fortaleza.

Gorayeb A.; Mendes J.S., 2016. Wind-energy Development Causes Social Impacts in Coastal Ceará state, Brazil: The Case of the Xavier Community. Journal of Coastal Research, 75(sp1):383-387

Gross, C. (2007). **Community perspectives of wind energy in Australia: The application of a justice and community fairness framework to increase social acceptance**. *Energy Policy*, *35*(5), 2727–2736. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.013

Hall, N., Ashworth, P., & Devine-Wright, P. (2013). **Societal acceptance of wind farms: Analysis of four common themes across Australian case studies**. *Energy Policy*, *58*, 200–208. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.009

Hanger, Susanne; Komendantova, Nadejda; Schinke, Boris; Zejli, Driss; Ihlal, Ahmed & Anthony Patt, 2016. **Community acceptance of large-scale solar energy installations in developing countries: Evidence from Morocco**. Energy Research & Social Science 14 (2016) 80–89.

Hammami, S. M., Chtourou, S., & Triki, A. (2016). **Identifying the determinants of community acceptance of renewable energy technologies: The case study of a wind energy**

project from Tunisia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *54*, 151–160. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.037

IPCC (2011) **Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Summary for Policymakers. Intergovernmental Panel on Climate Change.** Disponível em: https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_FD_SPM_final.pdf. Acesso em: maio 2018

Kontogianni, A., Tourkolias, C., Skourtos, M., & Damigos, D. (2014). **Planning globally, protesting locally: Patterns in community perceptions towards the installation of wind farms.** *Renewable Energy*, *66*, 170–177. https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.11.074

L**oureiro**, Caroline; G**orayeb**, Adryane; Brannstrom, Christian**, 2015. Implantação da energia eólica e estimativa das perdas ambientais em um setor do litoral oeste do Ceará, Brasil**. Geosaberes, Vol. 6, No. (1), p. 24-38, Outubro de 2015, Fortaleza

Matos, D., Giannini, M., Garcia, K., Paz, L., Tavares, M. 2018. **Energia Eólica e Aceitação Social: Um Panorama**. In: Brazil WindPower 2018, Rio Janeiro.

Moreira R.N.; Bizarria, F.P.A, 2017. **Sustentabilidade e energia eólica: percepções comunitárias no interior do Ceará - Brasil**. Revista do Desenvolvimento Regional – Faccat, Vol. 14, No. 1, Taquara/RS

Nadai, A., & Labussière, O. (2009). **Eoliennes Et Paysage : La Politique Eolienne Entre Politique De L'Environnement Et Politique Du Paysage**. *Recherche*, 1–83.

Pasqualetti, M. J. **Opposing Wind Energy Landscapes: A Search for Common Cause**. Annals of the Association of American Geographers, v. 101, p. 907-917, 2011.

RUGGIE, J. **Protect, Respect and Remedy: a framework for business and human rights**. Geneva, UNHCR, 2008.

Saucier,C.; Côté, G.; Fortin, M.; Jean, B.; Lafontuine, D.; Feurtey, E.; Guillemette, M.; Méthot, J. & Wilson, J.., (2009). **Développement territorial et fillière éolienne. Rapport Final (05/2009).** Uqar, Université de Québec à Rimouski

Sequeira, João Elbio de Oliveira Aquino, 2017. **Estruturas de Oportunidade Legal dos movimentos anti-barragens no Pará**. Rev. Direito Práx. vol.8 no.1 Rio de Janeiro Jan./Mar. 2017. *On-line version* ISSN 2179-8966

Slattery M, Lantz E, Johnson B. (2011) State and local economic impacts from wind energy projects: Texas case study. Energy Policy 2011;39 (12):7930–40.

Sovacool, B.K., Ratan, P. L. Conceptualizing the acceptance of wind and solar electricity. In: Renewable and sustainable Energy Reviews 16 (2012) 5268-5279.

Traldi, Mariana, 2018. **Os Impactos Socioeconômicos e Territoriais Resultantes da Implantação e Operação de Parques Eólicos no Semiárido Brasileiro.** Scripta Nova –

Revista Electrónica de Geografía y Ciencias Sociales. Insituto Federal de São Paulo – IFSP, 2018.

Yann Fournis& Marie-José Fortin (2016). From social ‘acceptance’ to social ‘acceptability’ of wind energy projects: towards a territorial perspective, Journal of Environmental Planning and Management, 2016, 60:1, 1-21.

ATLANTIC ENERGIAS RENOVÁVEIS

LIDIANE PAULA DEOTI CUBEK
BRUNO KIMIO KOGA

SANEAMENTO RURAL ASSOCIADO A QUINTAIS PRODUTIVOS EM COMUNIDADES RURAIS DO RIO GRANDE DO NORTE

ARTIGO TÉCNICO
BRASIL WINDPOWER 2019

CURITIBA
2019

RESUMO

CUBEK, Lidiane Paula Deoti; KOGA, Bruno Kimio. Saneamento rural associado a quintais produtivos em comunidades rurais do Rio Grande do Norte. 20 f. Artigo técnico. Atlantic Energias Renováveis. Brazil Windpower 2019. Curitiba, 2019.

No Brasil, o saneamento básico no meio rural é precário e os seus efeitos negativos são potencializados pelos baixos níveis de desenvolvimento socioeconômico característicos de algumas regiões. Os efeitos de doenças de transmissão hídrica são potencializados por estes fatores, e tornam-se mais críticos na região do semiárido do país. As comunidades rurais localizadas no entorno de parques eólicos da Atlantic Energias Renováveis, em João Câmara e Parazinho, estado do Rio Grande do Norte, vivenciam esta realidade, o que motivou o empreendedor na execução de um projeto de saneamento rural, associado a quintais produtivos, com uso de recursos provenientes da linha ISE do BNDES. O projeto consistiu na implantação de unidades de tratamento de esgoto equivalentes ao UASB e valas de infiltração, como solução para os efluentes domésticos das residências das comunidades, com reaproveitamento do efluente tratado em quintais produtivos. Os resultados iniciais do projeto são positivos e demonstram boas condições para que os benefícios esperados de longo prazo se concretizem.

Palavras-chave: saneamento rural, subcrédito social, ISE BNDES

ABSTRACT

In Brazil, basic sanitation in the rural areas is underprivileged and its negative effects are potentialized by the low levels of social and economic development that are typical of some regions. The effects of water borne diseases are potentialized by these factors and are even more critical in the semiarid region of the country. The rural communities located near Atlantic Energias Renováveis' wind farms, in João Câmara and Parazinho, state of Rio Grande do Norte, experiences this reality, which encouraged the company to invest in a rural sanitation project, associated with "productive gardens", with resources from ISE line from BNDES. The project consisted in the implementation of sewage treatment units equivalent to UASB and infiltration ditches, as the solution for the domestic sewage from the residences of the communities, with reuse of treated effluents in "productive gardens". The initial results of the project are positive and illustrates good conditions that the expected long-term benefits will materialize.

Keywords: rural sanitation, social financing, ISE BNDES

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 3
2 OBJETIVO DO PROJETO 5
3 ENFOQUE 6
3.1 CONTEXTO LOCAL 7
3.2 JUSTIFICATIVA 9
3.3 SANEAMENTO RURAL – TRATAMENTO DE ESGOTO DOMÉSTICO 10
3.4 QUINTAIS PRODUTIVOS 12
3.5 MOBILIZAÇÃO, CAPACITAÇÃO E ENGAJAMENTO 12
4 RESULTADOS 14
5 CONCLUSÕES 17
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 18

1 INTRODUÇÃO

O saneamento básico é essencial para a manutenção de condições adequadas de higiene e saúde, bem como para proteção do meio ambiente. Apesar disso, a infraestrutura dedicada ao saneamento básico no Brasil é bastante precária, principalmente com relação ao esgotamento sanitário. Conforme Resende (2018, *apud* PNAD, 2014), somente 57,6% das residências possuem ligação direta a um sistema de coleta e tratamento de esgotos. A situação é ainda mais crítica nas residências localizadas na zona rural, onde somente 5,1% possuem coleta e tratamento de esgotos ligado à rede geral, 49,9% utilizam fossas rudimentares e 11,4% não possuem solução alguma para o esgoto.

Resende (2018) argumenta que o uso de soluções pontuais de tratamento de esgotos das residências em áreas rurais ocorre devido à baixa concentração residencial e à distância dos grandes centros urbanos, o que, conforme Cavalcante (2014, *apud* Hosoi, 2011), exige a adoção de estratégias diferenciadas para o tratamento de esgotos nestas comunidades. A situação é similar em relação aos resíduos sólidos gerados nestas residências, devido à impossibilidade de uso de um modelo urbano de coleta.

Diversos estudos analisados por Cavalcante (2014, *apud* Amaral *et al*., 2003; Costa *et al*., 2006; Oliveira, 2008; Rocha *et al*., 2006; Gomes *et al*., 2011) demonstram a contaminação bacteriológica de águas em áreas rurais. Esta condição é agravada em regiões semiáridas, devido à escassez hídrica característica dos períodos de seca.

Segundo Cavalcante, 2014, a falta de monitoramento das fontes de contaminação da água e o desconhecimento da população em relação às doenças associadas, causam maior incidência de doenças de veiculação hídrica. Em escala global, estima-se que 1,7 bilhões de casos de doenças diarreicas. Por ano, quatro milhões de crianças com menos de 5 anos morrem por doenças causadas pela contaminação hídrica (WHO, 2013 *apud* CAVALCANTE, 2014). Somente no Brasil, em apenas 100 dos municípios mais populosos, o número total de internações de crianças com diarreia corresponde à 20,7% (KRONENBERGER, 2013 *apud* CAVALCANTE, 2014).

Uma das estratégias mais eficazes no combate à diarreia é a melhoria do saneamento e das condições de abastecimento (CAVALCANTE, 2014). “A disponibilidade de água influencia as condições de saneamento, renda familiar, higiene e, portanto, a saúde pública” (HUNTER *et al.*, 2010 *apud* CAVALCANTE, 2014).

Neste contexto, a empresa Atlantic Energias Renováveis desenvolveu o projeto "Saneamento rural associado a quintais produtivos em comunidades rurais do Rio Grande do Norte", nos municípios de João Câmara e Parazinho, cujas características socioeconômicas são próximas às relatadas anteriormente.

Desde 2006, o BNDES promoveu como integrante do Produto FINEM a linha para Investimentos Sociais de Empresas – ISE, cuja finalidade é "financiar investimentos destinados à implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de investimentos sociais realizados por empresas ou em parceria com instituições públicas ou associações de fins não econômicos, que objetivem a elevação do grau de responsabilidade social empresarial e que sejam voltados para a articulação e o fortalecimento de políticas públicas desenvolvidas nos diferentes níveis federativos[1]". Assim, o Banco prioriza o incremento de projetos de desenvolvimento socioambiental, realizados após a assinatura de contrato, que buscam a melhoria do grau de responsabilidade da empresa.

Segundo Silva Filho, Cubek e Deoti (2017), para que seja passível de financiamento da Linha ISE, esses projetos devem ser estruturantes e sustentáveis, que priorizem o desenvolvimento socioambiental e da comunidade que está inserida na área de influência, incorporando a maior parcela de população possível do território afetado[2]. Cypriano (2017) ainda apresenta os fatores considerados na linha ISE pelo BNDES na análise de projetos sociais:

> **Contribuição efetiva para a sociedade**
> - Atendimento de necessidades locais
> - Alinhamento do projeto com políticas públicas (federal, estadual ou municipal)
> - Avaliação da viabilidade e da continuidade dos projetos sociais
>
> **Aprendizado para a empresa na gestão de projetos sociais**
> - Atuação compartilhada com outras partes interessadas: melhoria da governança e gestão dos projetos sociais
> - Desenvolvimento de mecanismos de gestão e monitoramento de projetos sociais
>
> (CYPRIANO, 2017)

Para o projeto de Saneamento Rural associado a quintais produtivos em comunidades rurais do Rio Grande do Norte, a Atlantic Energias priorizou não só as comunidades da área de influência direta dos empreendimentos, mas também as comunidades localizadas fora do eixo eólico, ou seja, comunidades mais distantes das áreas de influência dos empreendimentos. Essas

[1] Roteiro Básico para Apresentação dos Projetos de Investimentos Sociais de Empresas *apud* Silva Filho, Cubek e Deoti, 2017
[2] Roteiro Básico para Apresentação dos Projetos de Investimentos Sociais de Empresas *apud* Silva Filho, Cubek e Deoti, 2017

comunidades, pela localização distante, não eram contempladas em nenhum dos programas socioambientais dos empreendimentos eólicos e foram priorizadas no desenvolvimento do projeto de saneamento rural.

A tecnologia adotada para a implantação desse projeto foi a Ecofossa®. O sistema de funcionamento é de biodigestores naturais, a partir de uma Estação de Tratamento de Esgoto (ETE) compacta, individual, composta por caixa gradeadora, reator anaeróbio e vala de infiltração. A eficiência média do sistema é de 80% de remoção da Demanda Biológica de Oxigênio (DBO), propicia a oportunidade do reaproveitamento do efluente para infiltração no solo, fomentando os quintais produtivos (Adaptado de MARRIKAH, 2016c).

2 OBJETIVO DO PROJETO

Os assentamentos que receberam indicação para implantação do Projeto de Saneamento Rural são marcados pela restrição hídrica vivenciada pelas populações residentes no semiárido nordestino. A dificuldade hídrica sofrida pela zona rural de João Câmara e Parazinho, atrelada à precariedade do saneamento básico e à escassez de quintais produtivos, são alguns dos elementos principais que justificam esta iniciativa, que beneficiou diretamente 160 famílias nestes municípios. (MARRIKAH, 2016c)

Para a implantação dos sistemas de Ecofossas®, com ações associadas ao fomento dos "Quintais Produtivos", o valor do investimento foi de R$ 910 mil, ou seja, um montante de R$ 5,7 mil por família, que fomentou potencialmente os seguintes benefícios (MARRIKAH, 2016c):

- Melhoria da qualidade vida da população local;
- Redução das doenças infectocontagiosas promovidas pela falta de saneamento adequado;
- Aproveitamento da água tratada para irrigação nas culturas a serem iniciadas com a implantação dos quintais produtivos;
- Melhoria da alimentação da comunidade local;
- Promoção do conhecimento através da assistência técnica no manejo dos "Quintais Produtivos";
- Incremento das rendas com a possibilidade de comercialização da produção excedente;
- Preservação ambiental, não contaminando o solo, a água e o ar.

Os objetivos principais do Projeto de Saneamento Rural foram:

- Implantar a tecnologia Ecofossa® para saneamento rural das unidades residenciais contempladas;
- Otimizar a produção vegetal e animal das comunidades beneficiadas através da proposta de quintais produtivos.

Segundo Leal (2010), no caso de financiamento pelo BNDES a um investimento social associado a um projeto econômico (subcrédito social), o propósito é maximizar as externalidades sociais positivas – incluindo a correção e a mitigação de eventuais impactos negativos – relacionadas aos empreendimentos financiados. Desse modo, o BNDES justifica o não-financiamento de ações de caráter legal ou obrigatório pela linha ISE, pelo fato de não se caracterizarem como acréscimo da responsabilidade social empresarial.

Nesse contexto, o GIFE (2001, *apud* LEAL, 2010) explica o investimento social privado como uma especificação da Responsabilidade Social – que se dá quando a empresa decide institucionalizar sua ação social com a comunidade. Quando a empresa transfere para a área social seu conhecimento técnico e de gestão para promover transformação social, ela está praticando investimento social privado.

Resende (2018) aponta que os baixos investimentos em pesquisas em saneamento rural dificultam a criação de políticas e tecnologias de baixo custo que atendam às reais necessidades particulares da população que vive no meio rural.

Assim, com o objetivo de desenvolver um projeto estruturante e que gerasse impacto positivo para as famílias contempladas, a Atlantic Energias buscou a linha de inovação no desenvolvimento de programas socioambientais para o setor, com a implantação de sistemas sustentáveis de saneamento para unidades familiares.

3 ENFOQUE

O Projeto de Saneamento Rural foi um dos desdobramentos do Estudo Técnico Direcionador de Projetos de Intervenção Social no âmbito do Consórcio PSI_JCP, formado pelas empresas investidoras em energia eólica, nos municípios de João Câmara e Parazinho – RN. Teve por objetivo identificar, de forma coletiva, ações a serem implementadas, na área de influência dos parques eólicos localizados na zona rural dos municípios de João Câmara e Parazinho, considerando o componente social como premissa. (MARRIKAH, 2016c)

O Estudo Técnico foi essencial para que o Projeto de Saneamento Rural atingisse seus objetivos, visto que foi desenvolvido a partir dos dados socioeconômicos coletados *in loco* e das informações e análises reunidas neste estudo. Esta etapa preliminar – caracterizada como um diagnóstico socioeconômico – não deve ser negligenciada, sob o risco de conceber projetos inadequados e/ou insustentáveis para a realidade socioeconômica das comunidades contempladas.

3.1 CONTEXTO LOCAL

Resende (2018) e Da Silva (2014) verificaram que, com base em dados de 2010 do IBGE, a população total em extrema pobreza no Brasil é de 16,2 milhões, e aproximadamente metade encontra-se no meio rural, ou seja, um quarto do total da população rural no Brasil. Este cenário é potencializado pela infraestrutura deficiente de saneamento básico rural, propiciando a incidência de doenças de transmissão hídrica e, consequentemente, os índices de mortalidade, mortalidade infantil e morbidade, além da degradação de recursos naturais.

A realidade do meio rural dos municípios de João Câmara e Parazinho não é diferente, agravado pelo clima semiárido da região. As comunidades contempladas pelo projeto foram: Açussena e Maria da Paz, localizadas em João Câmara; e São Francisco, Bom Trabalho, Limão e Limoeiro, localizadas em Parazinho. A Figura 1 mostra a localização destas comunidades com relação aos parques eólicos da região.

Os dados socioeconômicos destas comunidades, coletados de modo amostral no Estudo Técnico Direcionador de Projetos de Intervenção Social e complementados em pesquisas posteriores, mostra exatamente a situação descrita pelos autores citados anteriormente. A Tabela 1 apresenta o percentual de famílias que: dependem de benefícios do Governo Federal, possuem ensino fundamental incompleto (ou inferior), possuem renda média familiar inferior a um salário mínimo, possui banheiro na residência, possui fossa para destinação de esgoto, e coletam água através de poços.

A Tabela 2 mostra os tipos de esgotamento sanitário existentes, demonstrando que praticamente inexiste solução adequada para o tratamento de efluentes domésticos nas comunidades, compostos basicamente por fossas negras.

A Tabela 3 mostra que as comunidades são abastecidas, em sua maior parte, através de água de poços da região, o que reforça a necessidade de tratamento adequado do efluente doméstico, visto que os mesmos, quando dispostos inadequadamente, podem contaminar os recursos hídricos subterrâneos que abastecem estes poços.

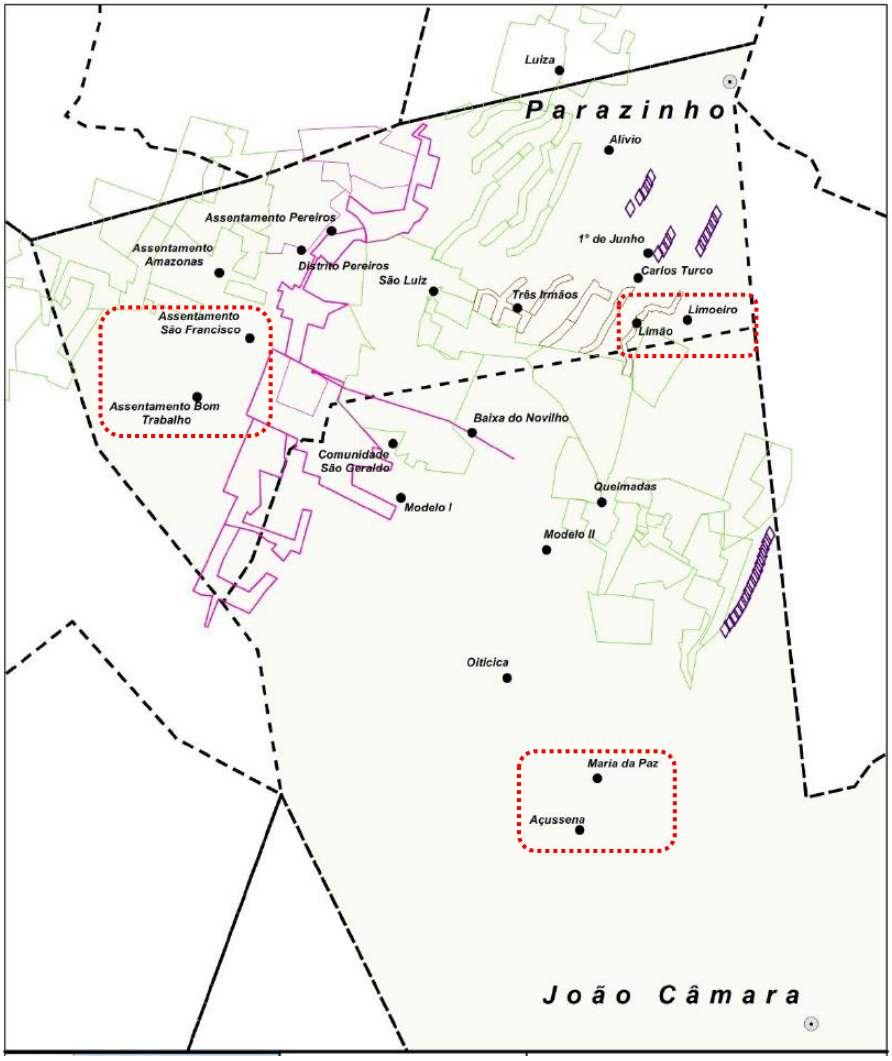


Figura 1 – Localização dos parques eólicos em João Câmara e Parazinho, com destaque para as comunidades de Açussena, Maria da Paz, Bom Trabalho, São Francisco, Limão e Limoeiro. Losangos de cor roxa marcam a localização dos aerogeradores da Atlantic, e os polígonos de cores verde, marrom e lilás marcam a localização dos parques eólicos de outros empreendedores.

Fonte: MARRIKAH (2016).

Tabela 1 – Aspectos sociodemográficos das comunidades estudadas.

Comunidade	Benefícios do Governo	Até Ensino Fundam. Incompleto	RMF (1) Menor que 1 Salário Mínimo	Possui Banheiro na Residência	Possui Fossa	Obtenção de Água por Poço
Açussena	70%	100%	50%	75%	95%	53%
Maria da Paz	70%	100%	83%	100%	85%	83%
Bom Trabalho	88%	88%	50%	100%	100%	100%
São Francisco	100%	38%	38%	100%	100%	100%

Nota: (1) RMF – Renda Média Familiar

Fonte: MARRIKAH, 2015.

Tabela 2 – Tipos de esgotamento sanitário nas comunidades estudadas.

Tipo	Açussena		Maria da Paz		Bom Trabalho		São Francisco	
	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%
Fossa	1	7,7%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Fossa lacrada	9	69,2%	10	83,3%	8	100,0%	8	100,0%
Vala	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Rede pública	1	7,7%	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Não possui	2	15,4%	2	16,7%	0	0,0%	0	0,0%
Total	13	100,0%	12	100,0%	8	100,0%	8	100,0%

Fonte: MARRIKAH, 2016.

Tabela 3 – Tipos de abastecimento de água nas comunidades estudadas.

Tipo	Açussena		Maria da Paz		Bom Trabalho		São Francisco	
	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%
Rede comunitária abastecida por poço	7	53,8%	10	83,3%	8	100,0%	8	100,0%
Outros	6	46,2%	2	16,7%	0	0,0%	0	0,0%
Total	13	100,0%	12	100,0%	8	100,0%	8	100,0%

Fonte: MARRIKAH, 2016.

Além disso, para subsidiar a etapa de implementação dos quintais produtivos, a consultoria social realizou uma pesquisa para avaliar a viabilidade de incentivar a prática de compostagem nas comunidades. Nesta pesquisa, foi constatado que 9,1% dos entrevistados utilizam compostagem; 82,9% não sabiam qual a função de um minhocário; 95% não sabiam o que é húmus; 93,4% usavam quintal para plantar; 85,1% não possuíam horta no quintal; e 96,1% afirmaram que fariam uma horta no quintal.

3.2 JUSTIFICATIVA

Diante do contexto apresentado, foi proposto o Projeto de Saneamento Rural como solução para parte dos problemas citados. O projeto pode ser visualizado com base em suas entradas, saídas, resultados (curto prazo) e benefícios esperados (médio e longo prazos), conforme é apresentado a seguir.

Entradas:

- Mão-de-obra especializada para gerenciamento e execução do projeto
- Treinamentos para capacitação de moradores das comunidades
- Fossas sépticas, materiais e ferramentas de construção e diversos
- Palestras e reuniões com as comunidades

Saídas:

- Fossas sépticas e valas de infiltração implantadas e em funcionamento
- Quintais produtivos implantados e em funcionamento

Resultados:

- Tratamento de efluentes domésticos
- Redução de impactos ambientais no solo e na água
- Redução de vetores de doenças
- Aumento de produção agrícola de subsistência e/ou comercial

Benefícios esperados:

- Melhoria de qualidade de vida
- Melhoria das condições de saúde e redução de doenças
- Melhoria na renda
- Melhoria da qualidade do solo e das águas

3.3 SANEAMENTO RURAL – TRATAMENTO DE ESGOTO DOMÉSTICO

O sistema de tratamento de esgoto selecionado para a execução do projeto tem o nome comercial de Ecofossa®, desenvolvido por uma empresa brasileira surgida a partir da incubadora de empresas do Centro de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Universidade de Brasília, com sede no Distrito Federal.

O sistema é equivalente a um reator UASB (*upflow anaerobic sludge blanket*), ou seja, é um reator anaeróbio de fluxo ascendente com manta de lodo. O sistema foi projetado de

acordo com as normas ABNT NBR 7229[3] e ABNT NBR 13969[4], bem como com as diretrizes da PROSAB[5] e com o Manual do Saneamento da FUNASA[6]. O lodo processa biologicamente o esgoto bruto através da presença de cepas adequadas de bactérias anaeróbias, cujo reator propicia um ambiente ideal (sem oxigênio) para sua proliferação, modificando as propriedades físico-químicas do material orgânico. O reator promove a digestão contínua e progressiva do esgoto bruto de modo cíclico e ascendente, digerindo o material orgânico e resultando num efluente líquido, sem formação adicional de lodo, como ocorre em fossas sépticas comuns. O material sólido é descartado sob a forma de sólidos suspensos e/ou sedimentáveis. Assim, o sistema propicia a redução dos valores de DBO (demanda bioquímica de oxigêncio), DQO (demanda química de oxigênio), sólidos suspensos e/ou sedimentáveis, e de bactérias patógenas. (ECOFOSSA, 2019)

Conforme Marrikah (2016c), o efluente tratado ainda tem como característica a baixa eficiência na redução de concentrações de nutrientes, o que, para a aplicação deste projeto, é ideal para incorporação e enriquecimento do solo a ser usado para formação do quintal produtivo. O efluente tratado pelo reator é direcionado para uma vala de infiltração, formada por tubulações com orifícios por onde o efluente infiltra em um leito de brita coberto com terra, incorporando-o gradativamente ao solo, que será responsável pela depuração residual do efluente. As valas poderão ser cobertas com zonas de raiz de bananeiras e outras árvores frutíferas – os quintais produtivos.

Ressalta-se ainda que o sistema não necessita de energia elétrica, de insumos ou produtos químicos adicionais, ou de coleta de lodo, o que implica em custos baixíssimos de manutenção e facilidade em sua operação. O modelo de fossa selecionado possui resistência contra corrosão, abrasão, temperaturas altas e intempéries, possui alta resistência mecânica, estanqueidade e estabilidade das características hidráulicas, e sua vida útil é elevada – acima dos 40 anos. Diante das condições socioeconômicas das comunidades abordadas, estas características são primordiais para a efetividade e para a sustentabilidade do projeto.

O projeto é complementar ao Programa Água Doce, em execução pelo Governo Federal, com coordenação pelo Ministério do Meio Ambiente. Este programa tem como objetivo prover água tratável em comunidades da zona rural de nove estados – Alagoas, Bahia, Ceará, Minas Gerais, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Sergipe e Rio Grande do Norte, através da implementação

[3] ABNT NBR 7229 – Projeto, construção e operação de sistemas de tanques sépticos;
[4] ABNT NBR 13969 – Tanques sépticos – Unidades de tratamento complementar e disposição final dos efluentes líquidos – Projeto, construção e operação;
[5] PROSAB – Programa de Pesquisas em Saneamento Básico;
[6] FUNASA – Financiadora de Inovação e Pesquisa Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações.

de centenas de sistemas de dessalinização de águas salobras e salinas, características dos aquíferos do semiárido brasileiro. (BRASIL, 2019)

3.4 QUINTAIS PRODUTIVOS

Os quintais produtivos foram concebidos pela consultoria social com a função de reaproveitar o efluente tratado, em virtude da escassez hídrica do semiárido brasileiro, com benefícios diretos para a complementação de renda das famílias contempladas. A carga de nutrientes proveniente do efluente tratado é reutilizada para a formação de uma horta, que pode ser usada para produção de subsistência, reduzindo custos com compra de alimentos, e para comercialização de excedentes.

A compostagem foi utilizada como solução para os resíduos sólidos orgânicos gerados em cada residência, devido à ausência de coleta de resíduos sólidos nestas comunidades, e possui forte sinergia com os quintais produtivos. Conforme Marrikah (2016c), a compostagem será útil para diminuir o teor de fibras do material, evitando a fixação de nitrogênio, para reduzir o poder de germinação de sementes de invasoras e de patógenos, e para degradar substâncias inibidoras do crescimento vegetal existente no material *in natura*. A compostagem trata os resíduos orgânicos através da decomposição aeróbia por microrganismos que utilizam o oxigênio para suas funções vitais.

Para isso, optou-se pelo fornecimento de composteiras domésticas para as famílias contempladas pelo projeto, onde minhocas e microrganismos transformam os resíduos orgânicos em adubo, que pode ser utilizado nos quintais produtivos. As composteiras são práticas, compactas, higiênicas, possuem fácil manuseio, não produz odores e não atrai insetos e outros animais. As composteiras são formadas por três caixas de plástico empilhadas, de modo a permitir o recolhimento de chorume na caixa inferior. (MARRIKAH, 2016c)

3.5 MOBILIZAÇÃO, CAPACITAÇÃO E ENGAJAMENTO

Para a execução do projeto, a participação ativa dos moradores das comunidades foi fator chave para que os objetivos propostos fossem atingidos. Para isso, foram previstas ações constantes de engajamento das comunidades durante toda a execução do projeto, tornando necessária a presença constante de profissionais da consultoria social em campo.

Inicialmente, foi realizado uma mobilização inicial com os moradores das comunidades para apresentação do projeto e da equipe que conduziu o projeto. O engajamento inicial foi

intensificado gradativamente através de ações contínuas de comunicação, tais como contatos pessoais, reuniões comunitárias, panfletos e comunicados na rádio local. Estas ações constantes são importantes para aproveitar a inércia obtida com a mobilização inicial, e tiveram continuidade durante toda a implementação do projeto até o seu final.

Figura 2 – Mobilização ocorrida na comunidade de Açussena, município de João Câmara, ocorrida nos primeiros meses do projeto.

Fonte: Marrikah (2017)

Para instalação das fossas sépticas e das valas de infiltração, optou-se pela capacitação técnica de pequenos grupos de moradores locais, responsáveis pela implantação de todas as unidades em suas respectivas comunidades. Para compensar as perdas de dias de trabalho, os moradores que atuaram diretamente nesta atividade foram compensados com cestas básicas, como forma alternativa à compensação financeira. Esta ação foi importante para garantir o engajamento dos moradores nesta etapa, além de capacitá-los caso exista a necessidade de manutenção após a atuação das organizações responsáveis pelo projeto.

Até a chegada das primeiras unidades de fossas sépticas nas comunidades, os moradores locais desconfiavam da seriedade do projeto, o que paulatinamente foi descontruído com as ações de engajamento e com a evolução do projeto. Os pequenos resultados de curto prazo obtidos ao longo do projeto foram importantes para estimular o engajamento para futuras etapas.

Figura 3 – Fossa séptica em instalação pela comunidade de Açussena, município de João Câmara.
Fonte: Atlantic (2017)

4 RESULTADOS

O projeto foi concluído com um total de 160 fossas sépticas instaladas e 147 quintais produtivos implementados em seis comunidades, o que representa, respectivamente, 117% e 118% do quantitativo planejado no início do projeto.

O aumento decorreu da previsão inicial de 137 residências contempladas nas comunidades de Açussena, Maria da Paz, São Francisco e Bom Trabalho. Com o andamento do projeto, verificou-se algumas desistências de famílias durante o processo, bem como algumas residências inicialmente mapeadas se encontravam vazias quando do início do projeto em cada comunidade. Ao final da implantação do projeto nestas quatro comunidades, após otimizações na gestão do projeto (redução de custos e otimização de atividades), foi possível estender o escopo e abordar mais duas comunidades no projeto: Limão e Limoeiro, localizados no município de Parazinho (RN).

A Tabela 4 mostra o status final do projeto separado em duas etapas: (1) instalação de fossas sépticas; e (2) implantação de quintais produtivos. Nas quatro comunidades de Açussena, Maria da Paz, São Francisco e Bom Trabalho, mais de 90% das residências foram contempladas, o que representa um resultado significativo por si só, considerando as dificuldades relacionadas à mobilização das comunidades para sua efetiva participação no projeto. Mesmo assim, apesar das desistências de algumas famílias e das residências que se

encontravam vazias no início do projeto nestas quatro comunidades, o quantitativo total executado (final) foi substancialmente superior ao quantitativo total planejado (inicial), principalmente devido à extensão do projeto para duas comunidades adicionais, dentro do mesmo orçamento disponível.

Tabela 4 – Situação final na conclusão do projeto, em termos de quantitativos.

Comunidades	Fossas Sépticas		Quintais Produtivos	
	Planejado	Executado	Planejado	Executado
Açussena e Maria da Paz	67	66 (99%)	66	59 (89%)
São Franscisco e Bom Trabalho	70	62 (89%)	59	56 (95%)
Limão e Limoeiro	0	32 (-)	0	32 (-)
Total	137	160 (117%)	125	147 (118%)

Fonte: O próprio autor, 2019.

Após a implantação das fossas sépticas, houve uma tentativa de coleta de amostras de efluente bruto e tratado para análise laboratorial, porém, devido ao período de estiagem e ao padrão de consumo de água das famílias residentes, não foi possível obter volumes suficientes de amostras para uma avaliação completa. Porém, espera-se que o tratamento dos efluentes seja efetivo em virtude do atendimento do modelo utilizado às normas ABNT NBR 7229[7] e ABNT NBR 13969[8], bem como diretrizes da PROSAB[9] e Manual do Saneamento da FUNASA[10].

Outros resultados quantitativos poderão ser mensurados após um período mais extenso de tempo, permitindo que os efeitos de médio e longo prazo se manifestem e possibilitem a sua mensuração.

Com relação aos resultados qualitativos já verificados, destacam-se:

- **Implantação bem-sucedida das fossas sépticas e dos quintais produtivos**. A capacitação promovida junto aos grupos de moradores se mostrou efetiva, em virtude da boa qualidade das instalações das fossas sépticas, somente com uma quantidade reduzida de unidades com necessidade de ajustes ou pequenos reparos após a instalação inicial. O funcionamento de todas as unidades foi atestado por vistorias *in loco* realizadas pela consultoria social.

[7] ABNT NBR 7229 – Projeto, construção e operação de sistemas de tanques sépticos;
[8] ABNT NBR 13969 – Tanques sépticos – Unidades de tratamento complementar e disposição final dos efluentes líquidos – Projeto, construção e operação;
[9] PROSAB – Programa de Pesquisas em Saneamento Básico;
[10] FUNASA – Financiadora de Inovação e Pesquisa Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações.

- **Mobilização e participação direta e efetiva das comunidades**. Este foi um fator determinante para o sucesso do projeto, visto que o nível de engajamento alcançado somente foi possível devido à abordagem adotada.
- **Capacitação de grupos de moradores para implantação das fossas sépticas e das valas de infiltração**. A educação teve papel essencial para que os próprios moradores sejam capacitados para instalar as fossas sépticas e as valas de infiltração, auxiliando-os no entendimento do funcionamento do sistema e estimulando a sustentabilidade do projeto a longo prazo. Além disso, a educação para saúde teve papel importante para a adoção de práticas mais higiênicas.
- **Aumento da confiança das comunidades nas organizações responsáveis pela implementação do projeto – empreendedor, consultoria social e fornecedores**. Inicialmente, as comunidades desacreditavam na aplicabilidade e na intenção efetiva das organizações em executar o projeto. Com as ações de mobilização e de treinamento, a desconfiança inicial foi paulatinamente sendo desconstruída.
- **Impulsionamento de ações proativas nas comunidades.** Foi possível observar que diversos moradores anteciparam as etapas necessárias para a implantação das fossas sépticas. Como exemplo, pode-se citar o caso de uma residência que, por incentivo da instalação da fossa séptica em sua residência, optou por reformar suas instalações sanitárias, melhorando suas condições de higiene; e ainda o avanço antecipado das escavações por diversos moradores para instalação das fossas sépticas.
- **Fortalecimento de relações comunitárias.** Através de encontro promovido pelos treinamentos, foram gerados contatos e intercâmbios entre as comunidades contempladas pelo projeto, fortalecendo suas redes de relações.
- **Redução de insetos nas residências**, conforme relatos verbais registrados pela consultoria social.

Deste modo, os resultados demonstram que o projeto, até o presente momento, foi bem-sucedido, e que os benefícios de longo prazo tendem a se confirmar, o que poderá ser mensurado em campanhas futuras de monitoramento do projeto.

5 CONCLUSÕES

Os resultados alcançados com o projeto, apesar de não refletirem ainda os benefícios potenciais de longo prazo, mostram que os objetivos inicialmente planejados foram alcançados. Os sistemas de tratamento de esgotos foram implantados e estão em funcionamento, e sua continuidade é facilitada pela pouca manutenção exigida e pelo seu funcionamento simples. Os quintais produtivos foram implementados e os resultados preliminares indicam que bons resultados devem ser alcançados a médio e longo prazo.

A estratégia de engajamento das comunidades, garantindo sua participação efetiva, e a capacitação de grupos de moradores locais foram primordiais para que o projeto fosse concluído, em conjunto com a conquista de pequenos resultados de curto prazo que estimularam a continuidade do engajamento para as etapas subsequentes.

O projeto ainda foi concluído com um número de famílias atingidas maior que o planejado principalmente em decorrência do controle de custos e da gestão do projeto, com esforços contínuos para otimizar os recursos investidos.

A etapa anterior à elaboração do projeto – o Estudo Técnico Direcionador de Projetos de Intervenção Social – foi essencial para a efetividade do projeto, garantindo que a realidade das comunidades fosse retratada fielmente, de modo a prescrever uma abordagem específica e personalizada para o problema.

O atendimento às diretrizes estabelecidas pela linha ISE do BNDES subsidiou a concepção de um projeto que fosse efetivo e sustentável – fatores essenciais para que os problemas identificados sejam sanados e que os benefícios às comunidades sejam duradouros. Esta deve ser o principal foco de qualquer projeto de impacto social, para promover um melhor uso dos recursos financeiros investidos e auxiliar o país no alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU.

Hoje, a Atlantic Energias já incorporou o Projeto de Saneamento Rural como um programa corporativo, desdobrando sua implantação para todos os empreendimentos, até mesmo os que não contam com recursos da linha de ISE do BNDES, e incorporando oportunidades de melhorias identificadas neste projeto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **BNDES Finem – Investimentos sociais de empresas (linha ISE)**. Disponível em: < www.bndes.gov.br /wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-investimentos-sociais >. Acesso em: 25 de fev. 2019.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Programa Água Doce**. Disponível em: < www.mma.gov.br/agua/agua-doce.html >. Acesso em: 25 de fev. 2019.

BRASIL. Ministério da Saúde. Fundação Nacional de Saúde. **Manual de Saneamento**. Brasília, p. 173-278. 2015. Disponível em: < www.funasa.gov.br/biblioteca-eletronica/ publicacoes/engenharia-de-saude-publica/-/asset_publisher/ZM23z1KP6s6q/content/manual-de-saneamento?inheritRedirect=false >. Acesso em: 25 de fev. 2019.

CAVALCANTE, Rosane Barbosa Lopes. Ocorrência de Escherichia coli em fontes de água e pontos de consumo em uma comunidade rural. **Ambiente & Água – An Interdisciplinary Journal of Applied Science**. Taubaté, v. 9, n. 3, p. 550-558, set. 2014. Disponível em: < www.ambi-agua.net/seer/index.php/ambi-agua/article/view/1301 >. Acesso em: 06 de fev. 2019.

CYPRIANO, Juliana Jonas. Financiamento do investimento social privado – Atuação do BNDES no entorno de projetos eólicos. **Seminário Socioambiental Eólico 2017**. Salvador, dez. 2017. 22 slides. Disponível em: < viex-americas.com/2016/wp-content/uploads/2017/12 /Juliana_Cypriano-BNDES.pdf. Acesso em: 25 de fev. 2019.

DA SILVA, Diani Fernanda *et al*. Prospecção do panorama do saneamento rural e urbano no Brasil. **Revista Eletrônica do Mestrado em Educação Ambiental**. Rio Grande, v. especial, p. 245-257, mai. 2014. Disponível em: < periodicos.furg.br/remea/article/view/4449 >. Acesso em: 06 de fev. 2019.

ECOFOSSA. **Reator anaeróbio**. Disponível em: < ecofossa.com/produto/reator-anaerobio >. Acesso em: 26 fev. 2019.

LEAL, Rodrigo Mendes; NEVES, Roberto Oliveira das. Responsabilidade social de empresas: uma análise do financiamento do BNDES a investimentos sociais de empresas na comunidade. **Revista do BNDES**. Rio de Janeiro, n. 33, p. 81-122, jun. 2010. Disponível em: < web.bndes. gov.br/bib/jspui/handle/1408/909 >. Acesso em: 07 de fev. 2019.

MARRIKAH CONSULTORIA E SOLUÇÕES SOCIAIS. **Ampliação do Projeto Saneamento Rural Ecofossa para as Comunidades de Limão e Limoeiro**, Município de Parazinho – RN. Bahia, 2018.

_____. **Estudo Técnico – Identificação de Projetos Sociais – Consórcio PSI/JCP**. Bahia, 2016a.

_____. **Complementação do Projeto Saneamento Rural:** Ecofossas com Associação a Quintais Produtivos e Compostagem – Assentamentos de São Francisco e Bom Trabalho, Município de Parazinho – RN. Bahia, 2016b.

_____. **O Projeto Ecofossas: Uma visão quanti-qualitativa sobre a mudança social** – O caso do assentamento Açussena. Bahia, 2017.

_____. **Projeto Saneamento Rural:** Ecofossas com Associação a Quintais Produtivos e Compostagem – Assentamentos de Açussena e Maria da Paz, Município de João Câmara – RN. Bahia, 2016c.

RESENDE, Rachel Germiniani *et al*. O saneamento rural no contexto brasileiro. **Revista Agrogeoambiental**. Pouso Alegre, v. 10, n. 1, p. 131-149, mar. 2018. Disponível em: < agrogeoambiental.ifsuldeminas.edu.br/index.php/ Agrogeoambiental/article/view/1027 >. Acesso em: 06 de fev. 2019.

SILVA FILHO, Glauco V.; CUBEK, Leonardo O.; DEOTI, Lidiane P. **Desenvolvimento de metodologia para o gerenciamento de requisitos necessários para a obtenção de financiamento de projetos junto a instituições financeiras.** *2017. 82f.* Trabalho de Conclusão de Curso – Pontifícia Universidade Católica do Paraná, 2017.

ARQUEOLOGIA PREVENTIVA E EDUCAÇÃO PATRIMONIAL DESENVOLVIDAS NA INSTALAÇÃO DE EMPREEDIMENTOS EÓLICOS NO VALE DO ITAIM – PI.

Oliveira, Kalleb De Sousa[1]

Queirós, Agnelo Fernandes[2]

Costa, Francisco Debierne Madeiro[3]

RESUMO - A presente pesquisa objetivou fazer uma análise da Educação Patrimonial no processo de licenciamento ambiental para instalação de Complexo Eólico localizado no Vale do Itaim, Sudeste do Piauí. Esse levantamento tem como base os Relatórios de Execução, Monitoramento e Gestão Ambiental, Programa de Monitoramento, Resgate Arqueológico e Educação Patrimonial do empreendimento, bem como a vivência durante o processo. Dessa maneira, a pesquisa nasce do desejo de encontrar respostas sobre as ações, práticas e meios que demonstram a contribuição do empreendimento na promoção da Arqueologia Preventiva da região, em especial para os operários e comunidade local, onde através do engajamento de stakeholders busca-se despertar o valor patrimonial da cultura material.

Palavras Chave: Licenciamento Ambiental. Arqueologia de Contrato. Arqueologia Social Inclusiva. Responsabilidade Socioambiental.

ABSTRACT - The present research aimed to make a Patrimonial Education analysis in the environmental licensing process for Wind Complexes installation located in Vale do Itaim, Southeast of Piauí. This survey is based on Execution Reports, Monitoring and Environmental Management, Monitoring Program, Archaeological Rescue and Patrimonial Education of the ventures and experience during the process. In this way, the research is born from the desire to find answers about the actions, practices and means that demonstrate the contribution of the enterprise in the promotion of Preventive Archeology gives region, especially for the workers and local community, where through the engagement of stakeholders, awaken the patrimonial value of material culture.

Keywords: Environmental Licensing, Contract Archeology, Inclusive Social Archeology and Social and Environmental Responsibility.

[1] Gestor Ambiental. Especialista em Arqueologia Social Inclusiva. Especialista em Gestão e educação Ambiental. Analista Socioambiental do CECP. E-mails: kalleb.oliveira@contourglobal.com | kalleboliveira@hotmail.com

[2] Antropólogo e Sociólogo. Especialista em Arte, Educação e Cultura. Mestre em Arqueologia. Professor Orientador do curso de Pós-Graduação Lato Sensu em Arqueologia Social Inclusiva da Universidade Regional do Cariri.

[3] Engenheiro Eletricista. MBA em Gestão de Projetos. Plant Manager do CECP.

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho visa analisar sobre a ótica da arqueologia social inclusiva e responsabilidade socioambiental, as contribuições para a arqueologia preventiva desenvolvida durante a prospecção, monitoramento, resgate arqueológico e educação patrimonial em área licenciada para a instalação e operação de empreendimento eólico no sudeste Piauiense, especificamente nos municípios de Caldeirão Grande, Marcolândia, Padre Marcos e Simões.

O Licenciamento Ambiental é um instrumento da Política Nacional de Meio Ambiente instituído pela Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, com a finalidade de promover o controle prévio à construção, instalação, ampliação e operação de estabelecimentos e atividades que utilizam recursos ambientais, considerados efetiva e potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental. As diretrizes para o licenciamento ambiental são descritas na Resolução CONAMA nº 001/86 e CONAMA nº 237/97.

O envolvimento da arqueologia no licenciamento de empreendimentos atende a exigência da Constituição Federal de 1988, da Lei 3924/61 e Instrução Normativa Nº 001, de 25 de março de 2015 que clareja este processo por estabelecer procedimentos administrativos a serem observados pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional nos processos de licenciamento ambiental dos quais participam, e revogou a Portaria IPHAN nº 230/2002, que anteriormente foi norteadora para a interface da arqueologia no licenciamento ambiental.

O trabalho tem por objetivo apresentar as formas pelas quais foram difundidas a arqueologia preventiva através de práticas relacionadas a educação patrimonial durante a instalação do empreendimento eólico. Acredita-se que a difusão do conhecimento beneficia os envolvidos que começam a conhecer o valor patrimonial da cultura material arqueológica. Dessa forma, este estudo visa, fundamentalmente, contribuir acerca da importância do engajamento de stakeholders[4], em especial dos operários e comunidade local dentro da contextualização do patrimônio arqueológico/histórico/cultural.

[4] Partes interessadas. No projeto podemos citar: empreendedor, empresas contratadas, operários, comunidades, licenciadores, financiadores, governos e etc.

2. REFERENCIALTEÓRICO

A energia eólica provém da energia cinética do ar em movimento (o vento), captada por turbinas, cujo rotor está ligado a um gerador elétrico, seja diretamente ou por intermédio de uma caixa de engrenagens (UCZAI et al., 2012). O mundo possui vastos potenciais em renováveis, muitos dos quais já estão ao alcance da tecnologia atual. É o que acontece com a hidroeletricidade, a energia eólica, os potenciais geotermais e, especialmente no mundo em desenvolvimento, a biomassa moderna (GOLDEMBERG; LUCON, 2007).

Segundo a Abeeólica (2017), a fonte eólica tem um importante impacto positivo nas comunidades onde chega devido à realização de projetos sociais, culturais, de saúde e ambientais para desenvolvimento da população local. Afirma ainda, que foram instaladas 79 novas usinas eólicas, num total de 2.027,00 MW. Os estados com maior destaque na implantação desses novos empreendimentos foram Piauí e Bahia, que juntos correspondem a pouco mais da metade de toda instalação.

A esse respeito, para instalação e operação do complexo eólico é obrigatório que seja realizado o Licenciamento Ambiental (BRASIL, 1981). A Instrução Normativa Nº 001, de 25 de março de 2015 estabelece procedimentos administrativos a serem observados pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional nos processos de licenciamento ambiental dos quais participam (BRASIL, 2015).

Mesmo o trabalho de arqueologia sendo financiado pelo empreendedor, cabe destacar que a arqueologia de contrato, pode incluir outros valores além dos tradicionalmente, como, por exemplo, o potencial de um sítio arqueológico para atestar a antiguidade de uma comunidade indígena em determinado território ou seu potencial para alterar a historiografia oficial relativa aos contatos euro indígenas (CALDARELLI et al., 2000).

Em levantamento de dados junto ao IBGE (2010), para os municípios de Caldeirão Grande do Piauí, Marcolândia, Padre Marcos e Simões, verifica-se que há um maior número de escolas do nível fundamental, seguido de pré-escola e ensino médio. Segundo Coelho (2008), a escola é uma das instituições sociais encarregadas da socialização de crianças, adolescentes e jovens, repassando-lhes valores, normas e modelos de conduta, reproduzindo, mantendo e transformando a organização social, transmitindo a herança simbólica.

Em comunidades impactadas é possível a interação entre as descobertas do patrimônio arqueológico da obra, com o contexto geral onde as comunidades estão inseridas. Segundo Limaverde (2015) a arqueologia inscreve um potencial fundamental de desenvolvimento de uma Arqueologia Social Inclusiva, embasada numa experiência concreta, mas ao mesmo tempo intangível, de reafirmação de identidade.

Para Morais (2000, p. 07),

> Patrimônio arqueológico: conjunto de expressões materiais da cultura referentes às sociedades indígenas pré-coloniais e aos diversos segmentos da sociedade nacional (inclusive as situações de contato interétnico), potencialmente incorporáveis à memória local, regional e nacional, compondo parte da herança cultural legada pelas gerações do passado às gerações futuras.

Nesse sentido, a educação patrimonial como metodologia já parte de um patrimônio dado e pretende estabelecer laços de afeição e apropriação que, embora com uma intenção de estabelecer um olhar crítico sobre o mundo que nos cerca não abre espaço para uma possível negação do que é previamente apontado como patrimônio (DUARTE CÂNDIDO, 2009).

Contemplando a Responsabilidade Socioambiental, as organizações dos mais diversos setores de negócios avaliam o impacto do gerenciamento das partes interessadas. Buscar o engajamento destas partes interessadas é fundamental para o gerenciamento de projetos. (MARTINS, 2015).

A partir desse entendimento, a valorização do patrimônio é aplicada como ferramenta de sensibilização das crianças, jovens e adultos, para a questão dos bens culturais regionais, tornando-os assim parte integrante no processo de preservação e apropriação do patrimônio vivenciando na prática as experiências concretas de ensino/aprendizagem.

De acordo com Horta, Grunberg e Monteiro (1999, p. 04),

> O diálogo permanente que está implícito neste processo educacional estimula e facilita a comunicação e a interação entre as comunidades e os agentes responsáveis pela preservação e estudo dos bens culturais, possibilitando a troca de conhecimentos e a formação de parcerias para a proteção e valorização desses bens.

À medida que as partes interessadas se comprometem com o projeto, a eficácia geral da estratégia de gerenciamento das partes interessadas pode ser avaliada. À proporção que mudanças na abordagem ou estratégia são identificadas, pode haver a necessidade de atualizações nas seções afetadas do plano de gerenciamento do projeto para refletir essas mudanças (PMI, 2013).

Diante do exposto, o presente trabalho tem como objetivo verificar quais contribuições realizadas para a comunidade local pela instalação e operação do empreendimento, atentando-se ao programa de Educação Patrimonial desenvolvido no empreendimento.

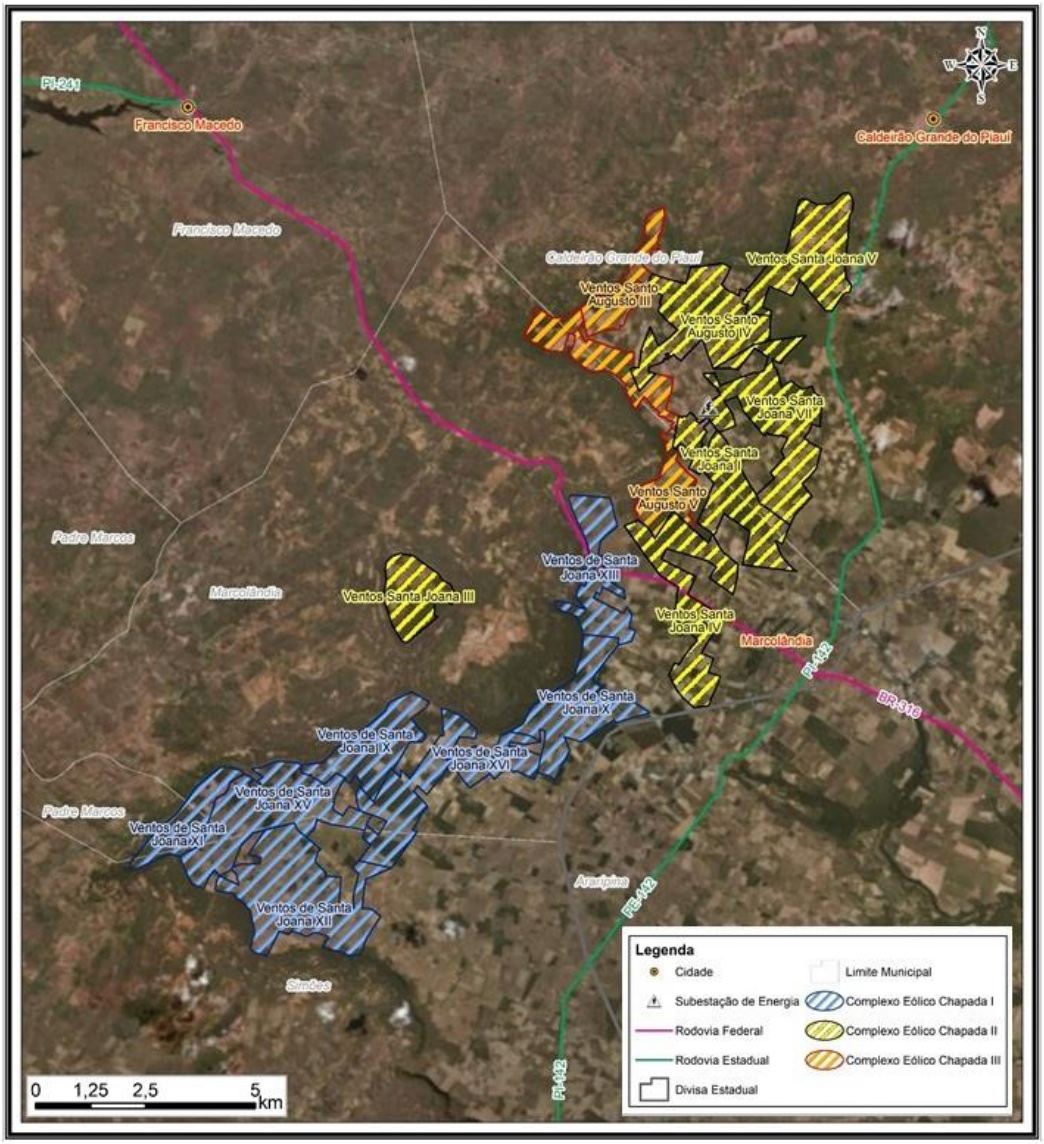
3. METODOLOGIA

O desenvolvimento deste trabalho foi realizado a partir da revisão dos Relatórios de Execução, Monitoramento e Gestão Ambiental, Programa de Monitoramento, Resgate Arqueológico e Educação Patrimonial do empreendimento eólico, bem como a vivência durante as execução das atividades através da fiscalização ambiental pelo empreendedor e pesquisa bibliográfica realizadas em livros, artigos e periódicos científicos com publicação online que tratasse de educação patrimonial, partindo de uma visão macro, mas com foco na área diretamente impactada pela instalação e operação do empreendimento (**Figura 1**).

Medeiros (2003), ao estudar pesquisa bibliográfica descreve que envolve a consulta de diferentes fontes relativas ao tema que foi escolhido para realização do trabalho, contribuindo para uma melhor análise da temática. Sendo realizada esta pesquisa com objetivo de identificar ações que despertem a importância do patrimônio para a comunidade diretamente impactada. Tornando-as capaz de transmitir o conhecimento absorvido durante as vivências na fase de instalação e os reflexos pós operação. Ainda sobre o tema, Reis (2008), enfatiza que a pesquisa bibliográfica tem como função: Elaborar a estrutura conceitual do desenvolvimento do tema; Evitar percorrer caminhos já percorridos, ou seja, evitar que a abordagem a ser explorada para o tema já tenha sido estudada, ajudando a mudar o enfoque ou a explorar um aspecto ainda não desenvolvido na literatura; Explicar um problema teórico a partir de informações secundárias; Obter as informações sobre a situação atual do problema pesquisado; Conhecer publicações existentes sobre o tema e aspectos que já foram estudados sobre ele; Verificar opiniões similares sobre o problema estudado; Descobrir o que já foi estudado, as lacunas e as barreiras-teóricas e metodológicas do tema estudado.

Já a metodologia a Educação Patrimonial tem um amplo campo de atuação e propõe não somente uma nova maneira de utilização dos bens culturais do passado e do presente, como também uma nova postura por parte do educador, no sentido de incorporar os bens culturais ao processo de aprendizado e como auxiliares no desempenho das funções de transmitir o conhecimento (GRUNBERG, 2000).

Figura 1. Localização da área objeto de estudo na Chapada do Araripe, Sudeste do estado do Piauí. Os 3 complexos eólicos estão inseridos em 5.248,93 hectares, tem 247 aerogeradores com potência instalada de 438 MW. Nessa área vivem cerca de 260 famílias.



Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/MRS

4. RESULTADOS

A instalação do Complexo Eólico causou profundas mudanças na condição de vida das pessoas da região, tanto de forma negativa, devidos aos incômodos causados pelas obras, tanto positivos, como por exemplo a geração de empregos e renda. Dentro desse contexto, o monitoramento arqueológico foi executado como ação preventiva que visa à proteção dos sítios (em superfície e/ou subsuperfície) desenvolvido durante o acompanhamento das obras de engenharia, estando incumbida de documentar os vestígios arqueológicos que porventura fossem identificados durante estas atividades potencialmente causadoras de danos ao Patrimônio Arqueológico.

Figura 2. Monitoramento arqueológico em atividade de supressão vegetal para abertura de acesso.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí

Figura 3. Fragmentos de peças cerâmicas identificadas no monitoramento.

Fonte: Lucas Ferreira

Figura 4. Instalação de placa de identificação de área restrita.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí

Figura 5. Resgate de sítio cerâmico identificado durante monitoramento arqueologico no complexo eólico.

Fonte: Lucas Ferreira

As atividades desenvolvidas além de assegurar a preservação dos vestígios arqueológicos, promove a inserção cultural dos operários e da comunidade situada no entorno da área, pela via do esclarecimento e conscientização da preservação patrimonial em atividades voltadas para a Educação Patrimonial.

Os diálogos diários de segurança – DDS são um instrumento de repasse das informações rotineiras necessárias para a correta execução das atividades visando a proteção do trabalhador e segurança no ambiente de trabalho. Os temas abordados nos DDS abrangem temas de segurança, saúde e meio ambiente. Somado a isso, o Programa de Educação Ambiental incluiu as áreas de conhecimento arqueológico e paleontológico e foram desenvolvidas nas áreas de influência direta e indireta do complexo.

Figura 6. Exposição de materiais líticos, cerâmicos e fosseis para colaboradores do complexo eólico.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/Arqueoterra

Figura 7. Exposição de imagens de materiais líticos, cerâmicos e fosseis durante DDS.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/Arqueoterra

Figura 8. Apresentação da importância da arqueologia realizada durante integração de novos colaboradores.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/Arqueorrocha

Figura 9. Apresentação da importância da arqueologia realizada com demonstração de ocorrência.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí

Nesse contexto as práticas educativas foram aplicadas de formas variadas, como por exemplo: oficinas, exposições dialogadas, debates, minicursos, atividades lúdicas, dentre outras. A seguir será demonstrado o trabalho com a comunidade escolar da rede pública de ensino através do programa de Educação Ambiental/Patrimonial.

O objetivo principal do Programa de Educação Ambiental foi realizar ações educativas que estabeleceram um diálogo direto entre a comunidade e a equipe que aplicava os programas socioambientais possibilitando a extroversão do conhecimento formal sobre a preservação do Patrimônio Cultural, suas representações materiais e imateriais e suas relações com o desenvolvimento de identidades culturais, possibilitando o distanciamento do pensamento linear que apresenta o Patrimônio Cultural como representativo apenas do belo e monumental.

Nas escolas foram realizadas Palestras, Dinâmicas e Oficinas. Dessa forma, houve a explanação do conceito apresentado a partir da ideia de que patrimônio pode ser representado pelos produtos da relação entre o homem e o meio ambiente, bem como pelas manifestações e evidências culturais que se acumulam ao longo dos tempos e que esses produtos, evidências e manifestações, constituem nossos referenciais culturais.

Figura 10. Palestra de introdução ao tema da atividade de Educação Patrimonial, na Escola José Rodrigues Damasceno.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/Geoconsult

Figura 11. Aplicação da Dinâmica "Que patrimônio é esse?", na Escola José Rodrigues Damasceno.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/Geoconsult

Figura 12. Aplicação da Oficina, na Escola Francisco José Neto.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/Geoconsult

Figura 13. Registro das peças produzidas pelos alunos da Escola Francisco José Neto.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/Geoconsult

O tema a arte Tupi-Guarani também foi escolhido para grande parte das ações desenvolvidas, que se deve, primordialmente, a predominância de fragmentos cerâmicos identificados em sítios arqueológicos pré-coloniais na região piauiense. Observou-se que um dos maiores fatores para a fragmentação dos recipientes/artefatos foram decorrentes da ação antrópicas, especialmente quando das atividades de cultivos agrícolas, em especial da mandioca que se adapta bem ao clima e solo da região.

Figura 14. Pintura Cerâmica na Comunidade Cohab -Marcolândia.

Fonte: Lucas Ferreira

Figura 15. Pintura Mural com motivos Tupi-guarani na Escola CEM de Simões/PI.

Fonte: Lucas Ferreira

Ainda desenvolvendo o tema a arte Tupi-guarani, foram realizadas oficinas de bordado em tecido e pintura em cerâmica contemporânea, com temática dos motivos que recobrem as cerâmicas. Buscou-se com essa atividade atingir um público não necessariamente de estudantes, geralmente os mais priorizados em atividades educativo-patrimoniais em áreas de contextos arqueológicos. Deste modo, a atenção artístico-patrimonial esteve voltada para as mulheres do município de Caldeirão Grande, em sua maioria, "donas de casa", como se autodenominam. Essas mulheres são assistidas pelos programas coordenados pelo CRAS (Centro de Referência e Assistência Social) do município de Caldeirão Grande do Piauí/PI.

Figura 16. Realização de palestra sobre "A Arte Tupi-guarani".

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/ArqueoTerra

Figura 17. Pinturas sendo realizadas em recipientes cerâmicos.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/ArqueoTerra

Figura 18. Realização de bordado inspirados na temática Tupi-guarani.".

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/ArqueoTerra

Figura 19. Exposição dos vasos com pinturas com tema tupi-guarani.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/ArqueoTerra

A importância da tradição cerâmica foi vivenciada também na comunidade Barra, no município de Padre Marcos, que é composta em 90 por cento de negros que lutam pelo reconhecimento como comunidade quilombola. Nessa comunidade foi realizada oficina de confecção de Cerâmica com destaque para a tradição das ceramistas da região. Conforme consta, Dona Chica do Pote relatou que aprendeu o ofício com sua mãe aos dez anos, que na época fabricava muitos potes, vendendo, inclusive em Pernambuco. Conta que "a demanda no passado era maior devido à ausência de alumínio, fazendo com que as famílias comparassem potes e panelas de barro para estocar e cozinhar seus alimentos". Contou ainda que "enquanto a mãe fazia os potes grandes, ela reproduzia em miniaturas os mesmos utensílios".

Figura 20. Dona Chica do Pote dando forma às vasilhas cerâmicas junto aos demais participantes.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/ArqueoTerra

Figura 21. Participantes da Oficina com Dona Chica do Pote e equipe de Educação Patrimonial.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/ArqueoTerra

Muito presente no nordeste brasileiro a literatura de cordel se destaca como uma das mais populares manifestações da região. Desta forma, foi viabilizado como proposta do programa de Educação Patrimonial a elaboração de um cordel pelo cordelista Simonense Adalberto Bento, conhecido popularmente como Bentinho. O cordel conta a história da Comunidade da Paz, comunidade inserida na área de influência direta do empreendimento, onde é relatada as vivências dos seus moradores mais antigos e atuais. Abaixo, imagens do Cordel da Paz e do seu autor:

Figura 22. Capa do Cordel da Paz.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/ArqueoTerra

Figura 23. Seu Adalberto e seus folhetos de cordel.

Fonte: Complexo Eólico Chapada do Piauí/ArqueoTerra

Como visto, de uma forma geral a proposta de Educação Patrimonial desenvolvida nas comunidades foi direcionada ao trabalho de formação de multiplicadores do conhecimento. As atividades de Educação Patrimonial, realizadas nos municípios abrangidos pelo projeto, deu visibilidade as pessoas que já desenvolvem trabalhos relevantes relacionados a cultura popular, bem como aplicou a adequada abordagem para os diferentes públicos.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

De forma geral, percebeu-se que ao longo da instalação do empreendimento, durante as diversas formas de trabalho de educação patrimonial houve a assimilação das ideias e que as atividades práticas foram cruciais para a interação e recepção do conteúdo abordado. Nesse contexto, foi demonstrando a contribuição do empreendimento na promoção da Arqueologia Preventiva da região, em especial para os operários e comunidade local, onde através do engajamento de stakeholders, busca-se despertar o valor patrimonial da cultura material.

O foco dado aos operários justifica-se não apenas pela importância do patrimônio arqueológico, mas pela potencialidade da expansão das informações adquiridas para a comunidade, devido à alta absolvição da mão de obra local. A ludicidade das atividades desenvolvidas nas escolas proporcionou a interação em grupo que foi essencial para a assimilação do conhecimento e construção da importância do patrimônio arqueológico e do povo Tupi-Guarani para os alunos. Quanto as práticas com o tema a arte Tupi-Guarani das atividades desenvolvidas no CRAS, em especial a exposição dos produtos produzidos, mesmo na simplicidade, pode gerar uma consciência, afeto e apreço patrimonial, com o potencial de expansão e sensibilização de outras pessoas que fazem parte de circuitos socioculturais na ordem do parentesco e das relações de amizade.

Por fim, observa-se que a continuidade das ações para o período de operação também é pertinente, haja vista a forma harmoniosa na operação de empreendimento eólicos, onde diferente de outras fontes de produção de energia propõe o convívio amplo entre empreendimento e população local. A educação patrimonial objetivando a educação preventiva junto à comunidade locais traz a difusão do conhecimento do valor patrimonial da cultura material arqueológica, e fortalece a identidade local ao fazer a leitura dos antepassados que habitavam a região.

6. REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA - **ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA.** Boletim Anual de geração eólica de 2017. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/31_abeeolica3.pdf>. Acesso em: 19 Nov. 2018.

BRASIL. Instrução Normativa IPHAN 01/2015, de 25 de março de 2015. Diário Oficial _____. Diário Oficial da União, Poder Executivo. Brasília, DF, DOU de 25/05/2015.

_____. Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. Secretaria de Planejamento e Investimentos Estratégicos - SPI. Relatório de Avaliação do Plano Plurianual 2004-2007. Brasília: MP, 2008. 101p.

_____. Lei no 6.938/1981 que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências, República Federativa do Brasil. Brasília, 1981. Disponível em: <http://www2.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=313> Acesso em: 19 out. 2018.

_____. Lei no 9.795/1999 que dispõe sobre a educação ambiental, institui a Política Nacional de Educação Ambiental e dá outras providências, República Federativa do Brasil. Brasília, 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9795.htm> Acesso em: 25 set. 2018.

CALDARELLI, S. B.; CANDIDO, M. D. Desafios da Arqueologia Preventiva: Gerir e Socializar o Acervo Material e Documental Produzido? Revista de Arqueologia Pública. REVISTA DE ARQUEOLOGIA PÚBLICA, v. 11, p. 186-214, 2017.

CALDARELLI, S. B.; SANTOS, M. C. M. M. Arqueologia de Contrato no Brasil. Revista USP, v. 44, p. 52-73, 2000.

COELHO, S. V. Representações sociais de direitos humanos: Um estudo sobre a relação entre a formação da consciência ética e as Práticas educativas na escola universitária, UFMG, Belo Horizonte. 2008. 330 p.

CONAMA. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução CONAMA nº 1, de 23 de janeiro de 1986. Brasília: MMA/CONAMA, 1986.

_____. Resolução CONAMA nº 237/1997. Brasília: MMA/CONAMA, 1997.

DUARTE CÂNDIDO, M. M. Educação Patrimonial em Arqueologia de Contrato – Experiência na Área da LT 500 kV Neves1– Mesquita– Escolas do município de Santa Luzia (MG) Patrimônio: Lazer & Turismo, v. 6, n. 5, jan.-fev.-mar./2009, p. 39 -68

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL E RELATÓRIO DE IMPACTO AMBIENTAL EIA-RIMA dos parques que compõem os Complexos Eólicos Chapada do Piauí II e IIII, Piauí, 2014.

GRUNBERG, Evelina. "**Educação Patrimonial: Utilização dos Bens Culturais como Recursos Educacionais" in** Museologia Social. Porto Alegre, Secretaria Municipal de Cultura, 2000.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. Energias renováveis: um futuro sustentável. Revista USP, São Paulo, n.72, p. 6-15, 2007.

HORTA, Maria de Lourdes Parreiras; GRUNBERG, Evelina; MONTEIRO, Adriene Queiroz. Guia básico de educação patrimonial. Brasília: Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional; Museu Imperial, 1999.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATISTICA (IBGE). Perfil dos Municípios Brasileiros. Disponível em: http://www.ibge.gov.br Acesso em: junho de 2018.

_____. Censo Demográfico -2010. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: < www.ibge.gov.br/> Acesso em: agosto de 2018.

_____. Infraestrutura social e urbana no Brasil: subsídios para uma agenda de pesquisa e formulação de políticas públicas. Brasília: Ipea, 2010b. v. 2 (912 p.). (Série Eixos Estratégicos do Desenvolvimento Brasileiro; Infraestrutura Econômica, Social e Urbana; Livro 6).

MORAIS, José Luiz de. Tópicos da Arqueologia da Paisagem. **Revista do Museu de Arqueologia e Etnologia da Universidade de São Paulo, MAE/USP**, n.10, pp. 03-30, 2000.

LIMAVERDE, Rosiane. Arqueologia Social Inclusiva: A Fundação Casa Grande e a Gestão do patrimônio cultural da Chapada do Araripe Nova Olinda, CE, Brasil. 2015. 474 f. Tese (Doutorado) - Curso de Arqueologia, Faculdade de Letras, Universidade de Coimbra, Coimbra, 2015.

MARTINS, É.G.P. Mensuração do engajamento das partes interessadas em projeto, 2015. 67 f. Dissertação (Mestrado), Universidade Católica de Brasília. Gestão do Conhecimento e da Tecnologia da Informação, Brasília, 2015.

MEDEIROS, J. B. **Redação científica a prática de fichamentos, resumos e resenhas**. 5. ed. São Paulo: Atlas 2003.

Project Management Institute (PMI). Um Guia do Conhecimento Em Gerenciamento de Projetos - Guia Pmbok® - 5ª Ed. 2013. 567p.

REIS, G. L. **Produção de monografia da teoria a prática**. Brasília: SENAC-DF, 2008.

RELATÓRIO DE GESTÃO AMBIENTAL E EXECUÇÃO DOS PROGRAMAS AMBIENTAIS do Complexo Eólico Chapada do Piauí II e III, Piauí, 2018.

UCZAI, P.; TAVARES, W.M.; QUEIROZ FILHO, A.P. Energias renováveis: riqueza sustentável ao alcance da sociedade - Brasília: Câmara dos Deputados, Edições Câmara, 2012. 273 p.

Como ações estratégicas ambientais podem auxiliar o licenciamento ambiental de Complexos eólicos Offshore

Resumo

No âmbito da transição energética em curso no planeta, este trabalho aborda o segmento da energia eólica offshore. Busca-se promover e qualificar o debate acerca da relevância da condução de ações estratégicas ambientais e sua relação com o licenciamento ambiental de Complexos Eólicos Offshore no Brasil. São apresentados os conceitos e premissas acerca da avaliação ambiental estratégica e Planejamento Espacial Marinho e sua relação com o procedimento de licenciamento ambiental. Exemplificam-se casos no Brasil e no exterior onde tais instrumentos estratégicos qualificaram a gestão ambiental marinha e o investimento em complexos eólicos offshore. Por fim, enuncia-se questionamentos para a continuidade do debate, visando influenciar o setor energético e ambiental para a condução de uma agenda de planejamento ambiental voltada para a expansão eólica offshore no país.

1. Introdução

A transição energética em curso no planeta, em grande parte motivada pelas iniciativas globais de combate às mudanças do clima, tem propiciado o desenvolvimento de alternativas tecnológicas no setor de energia elétrica, visando a implementação de projetos de menor impacto social e ambiental, menor emissão de gases de efeito estufa e a preços competitivos.

O desenvolvimento que satisfaça as necessidades presentes, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de suprir as suas próprias necessidades (BRUNDLAND, 1997), serve ainda como premissa e desafio aos atores responsáveis pela condução do supracitado processo de mudança no setor de energia. Destaca-se ainda 2 dos 17 objetivos de desenvolvimento sustentável das Nações Unidas, que possuem singela relação ao tema:

- Objetivo 7. Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos
- Objetivo 13. Tomar medidas urgentes para combater a mudança do clima e seus impactos

Nesse contexto, os Complexos Eólicos Offshore (CEOs) se apresentam como alternativa de relevo para a ampliação da matriz elétrica brasileira, tendo em vista o potencial existente em mais de 7.000 km do litoral do país, e o crescimento no número de projetos e investimentos ao redor do mundo. Dados da *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2018) demonstram o aumento em quase 13 vezes da capacidade instalada de energia eólica offshore no planeta nos últimos 9 anos, saltando de 1.442 MW em 2008 para 18,8 GW em 2017. Destacam-se nesse mercado o Reino Unido, com 6,9 GW, a Alemanha, com 5,4 GW, e a China, com 2,6 GW. A figura 1 apresenta a evolução da capacidade eólica *offshore* instalada no globo.

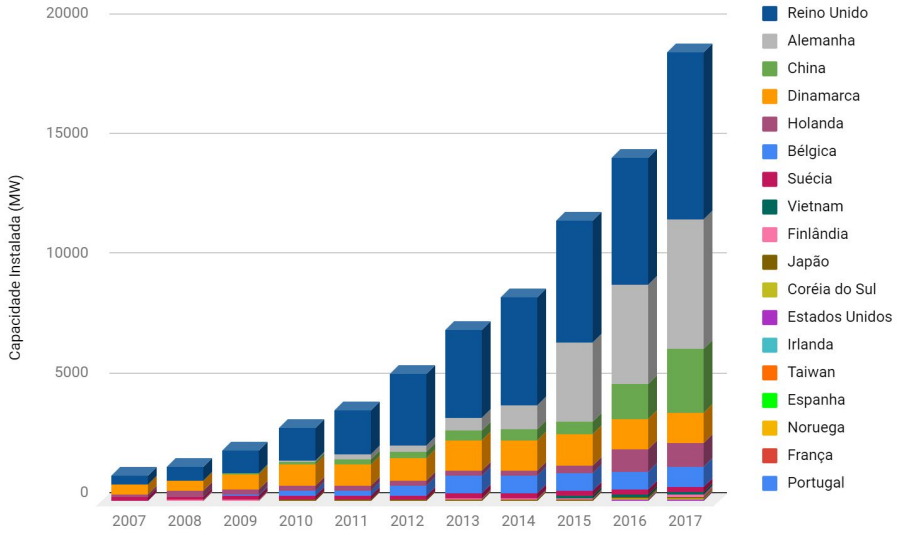


Fig. 1. Capacidade Instalada nos países líderes no segmento Eólico *Offshore* no mundo (fonte: IRENA, 2017)

O Plano Nacional de Energia Horizonte 2050 (PNE 2050), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), situa-se como o estudo de referência para o planejamento

de longo prazo do setor energético brasileiro e apresenta, em seu inventário de recursos energéticos, estimativas da ordem de 57 GW em área até 10 km da costa (EPE, 2018), além de indicar o estudo desenvolvido por Ortiz e Kampel (2011), que estimam um potencial de até 1.780 GW considerando-se toda a Zona Econômica Exclusiva.

Impactos ambientais são inerentes às atividades humanas, em especial tratando-se de grandes obras de infraestrutura. As boas práticas de gerenciamento de impactos seguem uma hierarquia de mitigação que preconiza primeiramente evitá-los, depois minimizá-los, repará-los e, por fim, compensá-los. Para tanto, é fundamental, inicialmente, conhecer os riscos apresentados pelas diferentes tipologias. Ainda que seja uma fonte relativamente nova, a geração de energia elétrica a partir da fonte eólica em ambientes *offshore* vem recebendo um intenso esforço analítico para identificação dos aspectos a ela relacionados que podem gerar impactos ambientais, assim como acumulando uma base significativa de dados de monitoramento para validá-los e quantificá-los, inclusive sob a perspectiva dos impactos cumulativos (Schuster *et al*., 2015).

Ao longo das fases de planejamento, construção, operação e manutenção, e descomissionamento, atividades como levantamentos sísmicos, execução das fundações de torres e subestações, implantação e energização das redes elétricas, operação dos aerogeradores e tráfego de embarcações, por exemplo, resultam em uma extensa gama de impactos potenciais, relacionados a perda de habitats, mortalidade e alterações comportamentais de aves, morcegos, peixes, tartarugas, mamíferos marinhos e organismos bentônicos (Bailey *et al*., 2014; Bergström *et al*., 2014; Goodale & Milman, 2016; Ludeke, 2017). O meio físico e as populações humanas podem ser igualmente afetadas, de forma direta e indireta, em função de impactos como a alteração na morfologia das praias, erosão do leito marinho e mobilização de sedimentos (inclusive contaminados), além de implicações na navegação e pesca comerciais, aviação, indústria *offshore* de óleo e gás, atividades recreacionais e turismo (DONG Energy Power, 2016).

O conhecimento destes potenciais impactos torna possível estabelecer medidas mitigadoras específicas para minimizá-los e monitorá-los. Sua organização sob a forma de uma matriz de impactos, com os correspondentes programas de mitigação e monitoramento, confere uniformidade e previsibilidade ao licenciamento ambiental. Em certas situações, entretanto, conforme a lógica da hierarquia da mitigação, a identificação de áreas com atributos biológicos excepcionais, como rotas migratórias de espécies ameaçadas e áreas de concentração de aves e mamíferos marinhos, ou incompatibilidade de uso com atividades turísticas, pesqueiras ou da indústria de óleo e gás, podem levar à inviabilização da implantação de um CEO.

Soma-se ainda ao quadro motivador do presente artigo a inexistência de referências técnicas e legais que orientem o licenciamento ambiental de CEOs, os projetos de lei em discussão no congresso brasileiro sobre o tema e a existência de 3 processos em licenciamento no IBAMA, órgão ambiental responsável pelo licenciamento deste tipo de empreendimento.

O objetivo deste trabalho, é apresentar conceitos, casos e análises que contribuam ao debate em curso no país acerca da expansão *offshore* da energia elétrica, no que se refere a relação entre ações ambientais estratégicas de planejamento e o licenciamento ambiental de Complexos Eólicos Offshore.

A hipótese orientadora do presente estudo é de que a adoção de instrumentos ambientais estratégicos qualificaria o licenciamento ambiental de CEOs, na medida em que:

(i) anteciparia, para o início do fluxo decisório de novos empreendimentos, questões sociais e ambientais que usualmente só aparecem quando da instauração do procedimento de licenciamento;

(ii) ofereceria maior transparência a potenciais investidores e aos demais atores sociais e econômicos que possuem interesse no tema;

(iii) otimizaria a avaliação de impacto desenvolvida no licenciamento ambiental brasileiro.

(iv) tornaria mais célere um eventual processo de licenciamento ambiental, por ter definido áreas propícias para sua instalação, evitando áreas de conflitos e identificando eventuais problemas em uma fase pré licenciamento.

O capítulo 2 apresenta os conceitos e exemplos de instrumentos estratégicos aplicados no Brasil e no exterior, que referenciam o desenvolvimento deste trabalho. No capítulo são explicitadas as conclusões e potenciais pontos de continuidade do debate.

2. Instrumentos estratégicos e Licenciamento ambiental

A utilização de instrumentos dedicados ao planejamento do uso do espaço, tanto para áreas continentais quanto marinhas é considerado fator imprescindível para o desenvolvimento sustentável de um país, à medida que busca harmonizar os usos do território conforme as potencialidades do ambiente, evitando a ocorrência de conflitos intersetoriais e a degradação de áreas importantes para a manutenção da biodiversidade e dos recursos naturais renováveis.

Dentre tais instrumentos de planejamento e gestão, cita-se a Avaliação Ambiental Estratégica (AEE) e o Planejamento Espacial Marinho (PEM), os quais são utilizados em diferentes níveis de implementação por diversos países do mundo, referências no planejamento e desenvolvimento das atividades econômicas de forma sustentável.

Segundo a definição trazida por Sanchez (2017), a AAE é o nome que se dá a todas as formas de avaliação de impacto de ações mais amplas que projetos individuais, destacando a avaliação das consequências ambientais de Políticas, Planos e/ou Programas, em geral no âmbito de iniciativas governamentais. Em sua posição, a AAE deveria ser usada ativamente na formulação de políticas, planos e programas, assim como na própria definição dos objetivos estratégicos destas, de forma a avaliar as consequências de uma decisão e de suas alternativas antes que ela seja tomada.

Segundo Partidário (2012), estratégico é um atributo que qualifica formas de pensar, atitudes, ações relacionadas com estratégias. Existem diversas definições e entendimentos de estratégia, e todas se relacionam com objetivos de longo prazo.

Sanchez (2017) traz ainda um relato das esforços e ações relacionadas a tentativas de implementação da AAE no Brasil, comentando: o estudo encomendado pelo Ministério do Meio Ambiente, o qual recomendou que esta deveria ser implementada por meio de legislação, assim como considerada no âmbito do Plano Plurianual do governo federal; a decisão do Tribunal de Contas da União (acórdão 464/2004), que recomenda a adoção da AAE na elaboração do Plano Plurianual e no planejamento de políticas, planos e programas

setoriais; as iniciativas no âmbito do Congresso Nacional para implementação da AAE no país, as quais não obtiveram êxito, e em suma, concluindo que a AAE no Brasil permanece sem implementação formal no Brasil.

Ainda conforme Sanchez (2017), mais de trinta AAE foram realizadas no país desde 1994, tendo com principais motivadores a exigência de instituições financeiras multilaterais e a perspectiva, da parte de certos empreendedores governamentais e privados, de que a AAE poderia ser um facilitador do licenciamento ambiental de projetos, destacando que as dificuldades enfrentadas em alguns projetos de grande porte tem sido um impulsionador da AAE no país. Conclui, no entanto, que apesar das AAE desenvolvidas, estas tiveram pouca ou nenhuma influência sobre a decisão do empreendedor e mesmo sobre o licenciamento ambiental.

Outro instrumento a ser destacado é o Planejamento Espacial Marinho (PEM), o qual vem sendo implementado em países da União Europeia, conforme os vários estudos de caso publicados, para promover o planejamento e concessão de usos do espaço público marinho, de forma sustentável e não conflituosa. O conceito trazido pela UNESCO o define como:

> "*Marine spatial planning is a public process of analyzing and allocating the spatial and temporal distribution of human activities in marine areas to achieve ecological, economic, and social objectives that usually have been specified through a political process."*
>
> "*Marine spatial planning is not an end in itself, but a practical way to create and establish a more rational use of marine space and the interactions among its uses, to balance demands for development with the need to protect the environment, and to deliver social and economic outcomes in an open and planned way."*

Conforme os documentos teóricos relacionados ao PEM, verifica-se ser este um instrumento potente para a organização do uso e gestão do espaço, o qual remete a elementos e princípios comuns aos da AAE. Dentre estes, destaca-se a necessidade de formalização do instrumento nas normas do país e sua adoção na elaboração de políticas e programas relacionados ao uso do espaço, refletindo em última instância, na premissa de articulação intersetorial. Observa-se ainda, que o PEM situa-se dentro de um escopo metodológico que resumidamente implica na elaboração de um plano de uso do espaço (Ex: definido a partir de AAE, zoneamento, arranjos entre políticas intersetoriais); definição de formas financiamento e articulação dos atores envolvidos; implementação formal do plano; monitoramento, avaliação, e em último, a adaptação, atuando na forma de um processo cíclico, através do manejo adaptativo, conforme novas informações são produzidas.

Conforme a breve contextualização trazida nos parágrafos anteriores, nota-se que os projetos promovidos no Brasil pelos diferentes setores, frutos obviamente de políticas públicas também setoriais, não encontram-se contemplados em um processo de discussão mais amplo, subsidiados por ações de planejamento do espaço através de instrumentos tais

como AAE e/ou PEM. Essa condição, claramente tem implicado na transferência dos conflitos inerentes de uma etapa prévia de planejamento (ou ainda de conflitos de políticas públicas setoriais) para a etapa da Avaliação dos Impactos Ambientais (AIA), no âmbito do processo de licenciamento ambiental dos projetos.

Tal situação tem sido responsável por ocasionar prejuízos diversos ao processo de AIA e ao licenciamento ambiental, espaço no qual, não raro, observam-se demandas da sociedade civil organizada, órgãos de controle, e de setores produtivos conflitantes, solicitando a discussão de questões que se referem a fase de planejamento e definição do uso espaço, as quais são legítimas, e que frequentemente demonstram descontentamento da população com as posições adotadas pelo poder público. Chama a atenção ainda, dentre outros tantos fatores negativos decorrentes deste contexto, as inúmeras judicializações de processos de licenciamento ambiental em diferentes regiões do país, as quais geram prejuízos econômicos e insegurança jurídica aos empreendedores devido ao agravamento dos conflitos pela coexistência de intenções incompatíveis de uso do espaço geográfico, ocasionados pela falta de um regramento claro para orientar os investimentos.

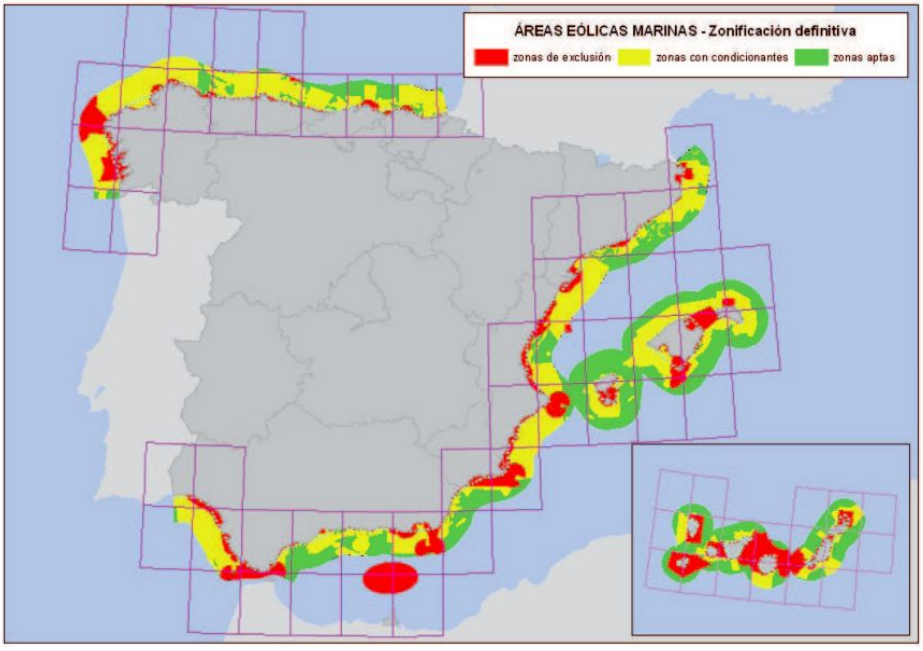
Iniciativa pioneira e com finalidade análoga pode ser verificada no próprio licenciamento da produção de energia eólica *onshore* no estado do Rio Grande do Sul. Sucedendo o mapeamento do potencial eólico estadual lançado em 2002, o "Zoneamento Ambiental para Implantação de Parques Eólicos no RS" foi parcialmente concluído em 2005, retomado em 2012 e finalizado em 2014, por meio de cooperação entre a Fundação Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM) e o Sindieólicas/RS, sendo oficializado pela Portaria FEPAM 118/2014 (documentação completa em http://www.fepam.rs.gov.br/eolica.asp). O instrumento definiu o tipo de estudo ambiental (EIA-RIMA ou Relatório Ambiental Simplificado) a ser realizado em função do grau de sensibilidade da área em que se localiza o empreendimento planejado, atendendo às previsões do art. 3.º da Resolução CONAMA 462/2014. Para tanto, realizou uma avaliação espacializada de diversos aspectos diretamente relacionados à construção e operação de empreendimentos eólicos, como vegetação, ictiofauna (peixes anuais), herpetofauna, avifauna, mastofauna (mamíferos fossoriais e quirópteros), paisagem, potencial de geração de processo erosivo e potencial de contaminação da água subterrânea, cuja combinação resultou em uma matriz de sensibilidade ambiental e consequente hierarquização da favorabilidade à instalação de empreendimentos, em razão inversa à sensibilidade. Relacionado ao mapa que sintetiza os diferentes graus de sensibilidade ambiental, documentos apresentam diretrizes e condicionantes para cada região, servindo como instrumento de planejamento para os empreendedores e referencial para o corpo técnico, tanto aquele responsável pela elaboração dos estudos ambientais, quanto o responsável por sua análise. A definição de áreas como incompatíveis com os impactos potenciais da tipologia, seja por constituírem unidades de conservação, IBAs (*Important Bird Areas*,

mapeadas em escala local) ou apresentarem concentração de ninhais de aves, por exemplo, também é contemplada no zoneamento, trazendo para uma etapa prévia ao licenciamento a indicação sumária de inviabilidade, resultando em economia de tempo e recursos aos envolvidos.

Internacionalmente pode-se destacar o planejamento espacial marítimo europeu no mar do norte e no Reino Unido, que servem como subsídio para o planejamento dos países europeus na ampliação de seu parque de energia renovável. Exemplifica-se o trabalho de Ludeke (2017) que exemplifica as boas práticas identificadas no modelo alemão de planejamento espacial marítimo e sua relação com a ampliação de Complexos Eólicos Offshore.

Adicionalmente, cita-se o planejamento de países que ainda não possuem CEOs mas já adiantaram o seu planejamento como a Espanha e Portugal. A espanha produziu de forma participativa um estudo estratégico amplo, com identificação e avaliação de impactos um zoneamento delimitando áreas de exclusão, áreas aptas e áreas condicionadas (Figura 2).

Figura 2. Zoneamento espanhol para o desenvolvimento de Complexos Eólicos Offshore (MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, 2009)



3. Conclusões

Atender às necessidades da economia e proteger o meio ambiente é um dos grandes desafios para o desenvolvimento sustentável no Século XXI, desta maneira assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos, se constitui de iniciativa global com metas ambiciosas, dentre elas, o de até 2030, aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética

global assumidos no âmbito da cúpula das Nações Unidas sobre o desenvolvimento sustentável.

Neste sentido, o presente artigo buscou promover a discussão do licenciamento ambiental de parques de geração de energia eólica em áreas do litoral brasileiro no contexto de instrumentos de planejamento territorial, a exemplo da AAE e PEM, de forma que o licenciamento dos projetos possa ocorrer subsidiado pelo planejamento do uso do espaço marinho, com a identificação e harmonização prévia dos conflitos em relação aos usos existentes (ex: exploração de jazidas minerais, turismo, pesca, aquicultura, navegação, portos, dentre outros), previamente a concessão de áreas marinhas públicas para novos usos, de forma a evitar a potencialização de conflitos e a degradação do ambiente.

Associar o crescimento econômico e preservação ambiental não se constitui tarefa simples e demandam esforços conjuntos da sociedade civil e das esferas governamentais, e considerando que as as boas práticas no gerenciamento ambiental se iniciam com a antecipação de maneira estruturada dos acontecimentos futuros, tais como a dicotomia dos conflitos pelo uso dos recursos e a preservação ambiental, espera-se que a construção e definição das políticas de geração de energia limpa como Eólica Offshore, deva considerar o uso de instrumentos como a AAE, q*ue por sua natureza estratégica ajuda a criar um contexto de desenvolvimento para a sustentabilidade, integrando as questões ambientais e de sustentabilidade na decisão e avaliando opções estratégicas de desenvolvimento face às condições de contexto* (Partidário 2012).

Na elaboração de instrumentos como a AAE e/ou PEM devem se manifestar, de forma participativa, a sociedade civil organizada, órgãos de controle, e de setores produtivos conflitantes, solicitando a discussão de questões que se referem a fase de planejamento e definição do uso espaço. Assim, no processo de licenciamento ambiental as discussões e análises irão focar em Avaliação dos Impactos Ambientais do empreendimento proposto. Uma vez que conflitos em relação ao uso já estarão minimamente harmonizados e as possibilidades de judicialização serão diminutas, o processo de licenciamento ambiental ganhará celeridade e qualidade.

Os instrumentos de planejamento territorial se mostram ainda extremamente relevantes para definir áreas de exclusão, de forma a orientar os empreendedores a não solicitarem licença para uma área na qual a negativa de licença é muito provável, poupando recursos públicos que seriam investidos em análises infrutíferas.

Os seguintes questionamentos são elencados, visando a continuidade do debate aqui proposta:

- Qual (is) seria (m) o(s) melhor(es) instrumento(s) de planejamento estratégico a se implantar no Brasil visando a sustentabilidade da energia eólica offshore e a qualificação do procedimento de licenciamento ambiental de Complexos Eólicos Offshore?
- Qual o ator ou conjunto de atores que poderiam liderar tais iniciativas?
- Como a sociedade civil poderia ser engajada neste processo?
- Considerando o modelo regulatório associado a energia eólica offshore em discussão no país, em qual momento do fluxo decisório tais instrumentos devem ser contemplados?

Desta maneira, no contexto da geração de energia eólica offshore se faz necessário discussão de forma integrada, capitaneada pelo poder público, no âmbito das esferas

responsáveis pela elaboração de políticas públicas dos setores ambientais e de geração de energia, conjuntamente com sociedade civil, dos aspectos relacionados ao compartilhamento do uso costeiros pelos diversos atores de interesse, de maneira que possibilite a criação de um zoneamento, contemplando as atividades fim, regrando o uso pelas partes, buscando por fim a preservação ambiental e fomento da produção de energias limpas.

4. Referências

Bailey, H., Brookes, K. & Thompson, P. 2014. Assessing environmental impacts of offshore wind farms: lessons learned and recommendations for the future. *Aquatic Biosystems 10*:8, DOI: 10.1186/2046-9063-10-8

Bergström, L., Kautsky, L., Malm, T., Rosenberg, R., Wahlberg, M., Capetillo, N. & Wilhelmsson, D. 2014. *Effects of offshore wind farms on marine wildlife—a generalized impact assessment. Environ. Res. Lett. 9* 034012, DOI: 10.1088/1748-9326/9/3/034012

BRUNDTLAND, Gro Harlem; COMUM, Nosso Futuro. Relatório Brundtland. Our Common Future: United Nations, 1987.

DONG Energy Power (UK). 2016. Hornsea Project Three Scoping Report. HOW03 / Scoping Report / V1. Disponível em https://infrastructure.planninginspectorate.gov.uk/projects/eastern/hornsea-project-three-offshore-wind-farm

Goodale, MW & Milman, A. 2016. Cumulative adverse effects of offshore wind energy development on wildlife. *Journal of Environmental Planning and Management, 59*:1, 1-21, DOI: 10.1080/09640568.2014.973483

Ehler, Charles, and Fanny Douvere. Marine Spatial Planning: a step-by-step approach toward ecosystem-based management. Intergovernmental Oceanographic Commission and Man and the Biosphere Programme. IOC Manual and Guides No. 53, ICAM Dossier No. 6. Paris: UNESCO. 2009 (English).

EPE (2018), Nota Técnica PR/04/18 - Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em 27.01.2019.

IRENA (2018), Renewable Energy Statistics 2018, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Ludeke, J. 2017. Offshore Wind Energy: Good Practice in Impact Assessment, Mitigation and Compensation. *Journal of Environmental Assessment Policy and Management 19*(1):31 DOI: 10.1142/S1464333217500053

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2009): “Estudio Estratégico Ambiental del Litoral español para la instalación de parques eólicos marinos”.

Ortiz , G. P.; Kampel, M. Potencial de Energia Eólica Offshore na Margem do Brasil. V Simpósio Brasileiro de Oceanografia. INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), 2011. Disponível em: http://mtc-m16d.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtcm19/2011/07.06.17.10/doc/Ortiz_Potencial.pdf. Acesso em 01.10.2017.

Partidário, MR 2012. Guia de Melhores Práticas para Avaliação Ambiental Estratégica – Orientações Metodológicas para um pensamento estratégico em AAE. Agência Portuguesa do Ambiente e Redes Energéticas Nacionais. Lisboa

Sánchez, L. E. Por que não avança a avaliação ambiental estratégica no Brasil? ESTUDOS AVANÇADOS 31 (89), 2017.

Schuster, E., Bulling, L. & Köppel, J. 2015. Consolidating the State of Knowledge: A Synoptical Review of Wind Energy’s Wildlife Effects. *Environmental Management 56*:300–331. DOI 10.1007/s00267-015-0501-5

CONDICIONANTES AMBIENTAIS E OPORTUNIDADES DE SERVIÇOS AMBIENTAIS EM PARQUES EÓLICOS

Francisco Pimenta [1], Fabiano Melo[2], Marcel Scarton [3], Ana Carolina Paes[4], Lucas Lordelo[5], Italo Barretto[6], Caio Galiano[7], Roberval Cunha [8]

RESUMO

A evolução do atendimento às condicionantes ambientais, com a incorporação de novos conceitos e demandas socioambientais, exige uma nova abordagem das empresas responsáveis por empreendimentos de geração de energia eólica com ênfase não somente no suprimento de energia renovável, mas também no fornecimento de Serviços Ambientais. O presente artigo procura abordar alguns conceitos fundamentais para o entendimento dos Serviços Ambientais que podem ser identificados na operação de parques eólicos, e oferecer subsídios para uma análise de oportunidades associadas ao tema. Diante disso, foi destacado a importância de integrar as obrigações legais no cumprimento das condicionantes ambientais, na perspectiva das várias possibilidades para a gestão ambiental com o foco nos serviços prestados na recuperação de áreas degradadas e na execução de programas de educação ambiental e comunicação social. O tema foi desenvolvido a partir da análise do crescente avanço da energia eólica no país, especialmente em áreas muitas vezes afastadas dos centros urbanos e, consequentemente, com investimentos socioambientais menos expressivos. A abordagem da *Millennium Ecosystem Assessment* foi utilizada a fim de entender os Serviços Ambientais associados as mudanças decorrentes dos empreendimentos eólicos e estabelecer mecanismos de contribuição com a conservação e o uso sustentável dos ecossistemas. O tema aponta para uma oportunidade de aperfeiçoar a relação dos parques eólicos com as propriedades em que estão instalados e também com as comunidades das áreas de influência, oferecendo subsídios às políticas de desenvolvimento sustentável locais.

Palavras-chave: Serviços Ecossistêmicos. Energia Eólica. Licenciamento Ambiental. Políticas Públicas.

[1] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - anapaes@temis-es.com.br

[2] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - fabianomelo@temis-es.com.br

[3] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - marcelscarton@temis-es.com.br

[4] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - anapaes@temis-es.com.br

[5] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - lucaslordelo@temis-es.com.br

[6] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - italobarretto@temis-es.com.br

[7] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - caiogaliano@temis-es.com.br

[8] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - robervalcunha@temis-es.com.br

ABSTRACT

The compliance evolution regarding environmental constraints, with the incorporation of new concepts and socio-environmental demands, requires a new approach by the companies responsible for wind power generation projects with emphasis not only on the supply of renewable energy, but also on the supply of Environmental Services. This article addresses issues about some fundamental concepts for the understanding of the Environmental Services that can be identified in the operation of wind farms, and offers subsidies for an analysis of opportunities associated to the theme. In view of this, the importance of integrating legal obligations to comply with environmental constraints was emphasized, from the perspective of various possibilities for environmental management with a focus on services rendered in the recovery of degraded areas and in the execution of environmental education and social communication programs. The theme was developed based on the analysis of the growing wind power in the country, especially in areas often far from urban centers and consequently with less social and environmental investments. The Millennium Ecosystem Assessment approach was used to understand the Environmental Services associated with the changes arising from wind farms and to establish mechanisms to contribute to the conservation and sustainable use of ecosystems. The theme points to an opportunity to improve the relationship of wind farms with the properties they are installed and also with the communities in the influence areas, offering subsidies to local sustainable development policies.

Keywords: Ecosystem Services; Wind Energy; Environmental Licensing; Public policy.

1. INTRODUÇÃO

O setor de energia é um dos propulsores do crescimento econômico brasileiro. De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (2019), a geração de energia eólica em operação comercial no país cresceu 15% em 2018. Foram contabilizadas 570 usinas eólicas em operação comercial no país que somavam 14.541,7 MW em capacidade instalada. Se tratando de geração por estado, Rio Grande do Norte se mantém no topo seguido de outros estados do Nordeste do Brasil como Bahia, Ceará e Piauí.

A região Nordeste continua a ser uma das regiões mais pobres do país e, como em qualquer região, as áreas rurais também são as mais pobres (ROCHA, 2013), sendo que a maioria dos parques eólicos implantados estão localizados nessas regiões, afastadas das capitais e muitas vezes distantes das sedes municipais que acolhem os empreendimentos.

No processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos de geração de energia eólica, conforme Resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente (Conama) Nº 462, de 24 de julho de 2014, devem ser atendidas as condicionantes ambientais exigidas pelo órgão ambiental com vistas à obtenção e manutenção das licenças, garantindo conformidade e sustentabilidade ambiental do projeto. Dentre os objetivos das condicionantes estão a minimização e compensação dos impactos

ambientais adversos causados ou ainda a potencialização determinados impactos positivos.

Dessa maneira, os programas ambientais e as ações mitigadoras podem promover Serviços Ambientais, pois envolvem a recuperação de áreas degradadas, manutenção de ecossistemas e recursos hídricos, conservação do solo e desenvolvimento de ações sociais e culturais. Ainda que sejam obrigações previstas nas licenças, essas têm um papel importante em regiões que carecem de atenção de ações socioambientais.

Dentro do âmbito do licenciamento ambiental, as condicionantes ambientais funcionam como compensações genéricas, embora sejam mais suscetíveis a desvios de suas finalidades, considerando que a viabilidade ambiental apresenta natureza de caráter subjetivo e discricionário (RIBEIRO e LOPES, 2016).

No caso dos parques eólicos em áreas rurais, especialmente em regiões que necessitam de desenvolvimento econômico, a implantação pode gerar diversos benefícios para as comunidades. Regiões com alto desemprego, falta de alternativas de desenvolvimento econômico e altas taxas de migração da população economicamente ativa, fazem com que seja vantajoso o investimento em energias renováveis (SIMAS e PACCA, 2013).

Neste sentido, faz-se necessária uma abordagem na qual seja possível correlacionar atendimento às condicionantes ambientais e prestação de Serviços Ambientais que podem ser identificados na operação de parques e complexos eólicos, buscando oferecer subsídios para o aperfeiçoamento das oportunidades associadas ao tema.

2. SERVIÇOS AMBIENTAIS

Serviços Ambientais são definidos como aquelas funções essenciais, de difícil mensuração e valoração, providas pelos ecossistemas naturais para garantir a conservação, recuperação e melhoria das condições ambientais necessárias aos seres vivos, incluindo os seres humano. Esses serviços dependem de uma intricada relação de infinidade de espécies e ecossistemas, pelos quais são “produzidos” naturalmente e sem ônus financeiros para a humanidade (OLIVEIRA JÚNIOR, 2010).

De acordo com Guedes e Seehusen (2011), os Serviços Ambientais englobam tanto os serviços proporcionados ao ser humano por ecossistemas naturais (os serviços ecossistêmicos), quanto os providos por ecossistemas manejados ativamente pelo homem, como é o caso sistemas agroflorestais, com a adoção de práticas sustentáveis, em detrimento da agricultura comercial ou da pecuária intensiva.

A Avaliação Ecossistêmica do Milênio (MEA, 2005) classificou os serviços ambientais em quatro grupos, identificando inicialmente em 24 categorias. Conforme Peixoto (2011), nos últimos anos outros serviços vêm sendo identificados à medida que novos problemas ambientais vêm surgindo. No Quadro 1 são relacionados alguns tipos de Serviços Ambientais.

Quadro 1 – Definição dos Serviços Ambientais relacionados à Recuperação de Áreas Degradadas

REGULAÇÃO – dos processos ecossistêmicos
1. promoção de microclimas, para reduzir a variação da temperatura média;
2. estabelecimento de plantios com função de quebra-ventos, para a diminuição da velocidade dos ventos ou para impedir a formação de túneis de vento;
3. instalação de estruturas para reduzir a erosão do solo e da ocorrência de enchentes;
4. instalação de estruturas para reduzir o escoamento superficial de águas e o depósito de resíduos nos corpos d'água;
5. estabelecimento de áreas verdes ou de reflorestamentos para reduzir a ocorrência de doenças crônicas em seres humanos;
6. estabelecimento de áreas verdes ou reflorestamentos para reduzir a ocorrência de doenças transmissíveis por animais e plantas silvestres para as populações domésticas e de humanos;
7. reciclagem de resíduos sólidos ou líquidos para reduzir sua absorção por plantas e a deposição no lençol freático de metais pesados, minerais e microrganismos prejudiciais à saúde humana e ao meio ambiente;
8. estabelecimento de cobertura vegetal que funcione como barreira à poluição sonora;
9. implantação de cobertura vegetal que contribua para a melhoria da qualidade da água e para menores taxas de evapotranspiração vegetal;
10. instalação de apiários ou estruturas semelhantes, que contribuam para o aumento das populações de insetos polinizadores;
SUPORTE – que promovam os seguintes serviços ambientais
11. manutenção da biodiversidade e das populações vegetais e animais, mediante melhoria nas condições do *habitat*;
12. adoção de sistemas agrícolas que favoreçam aumento do depósito de matéria orgânica no solo;
13. regulação da composição química da atmosfera;
14. regulação climática, pela regulação da temperatura global, das chuvas e de outros processos climáticos biologicamente mediados no nível global ou local;
15. ciclagem de nutrientes do solo, pelo aumento no seu armazenamento, reciclagem interna, processamento ou aquisição externa;
SUPRIMENTO – dos bens proporcionados pelo meio ambiente, com os seguintes efeitos
16. promoção do aumento da produtividade agropecuária e da redução do crescimento da área cultivada e do desmatamento;
17. promoção da economia no uso de água presente no ecossistema ou da sua retenção, aumentando sua disponibilidade;
18. produção de biocombustíveis visando redução no consumo de combustíveis fósseis;
19. ações de conversão da energia solar para produção de madeira destinada à produção de energia;

20. ações de conversão da energia solar para produção de madeira destinada à produção ou uso industrial;
21. ações de conversão da energia solar para produção de produtos florestais não madeireiros;
22. ações de conversão da energia solar para produção de fibras;
CULTURAIS
23. ações que contribuam para a estética do cenário rural, por criação de barreira visual ou modificação da paisagem, inclusive mediante sistemas de uso da terra;
24. ações que contribuam para a identificação regional e para a emissão de selos de proteção da identidade geográfica;
25. ações que contribuam para a evolução do conhecimento, através do desenvolvimento de pesquisas;
26. ações que contribuam para a inspiração e a criatividade artística local;
27. ações que contribuam para a promoção de aprendizagem, através de programas educacionais;
28. ações que contribuam para a socialização, através de atividades religiosas;
29. ações que contribuam para a promoção de atividades recreativas e de ecoturismo;

Fonte: Peixoto (2011)

3. SERVIÇOS AMBIENTAIS NA RECUPERAÇÃO DE ÁREAS DEGRADADAS E MANUTENÇÃO DA VEGETAÇÃO NATIVA

O desenvolvimento das populações humanas e a expansão de suas atividades contribuem para a alteração da paisagem natural, sendo boa parte das florestas convertidas a fragmentos e impondo sérias ameaças à biodiversidade, pois estas áreas apresentam capacidade limitada de reter espécies e de prover Serviços Ambientais (TABARELLI et al., 2012).

Ambientes conservados fornecem inúmeros serviços interligados, tais como melhoria do corpo hídrico e microclima, conservação da biodiversidade, formação do solo, produção primária e ciclagem de nutrientes, dentre outros. Dessa maneira, existe uma dificuldade em isolar esses diferentes serviços gerados (IPEA, 2010). Nessa situação, torna-se desafiador delimitar, avaliar e valorar esses serviços de forma isolada, ou ainda, sinergética.

Ainda de acordo com o IPEA:

> Apesar de possível do ponto de vista teórico, essa divisão é muito difícil de ser verificada na prática. Por exemplo, ao se manter ou restaurar uma área de mata de galeria em uma propriedade rural, existem contribuições positivas para a qualidade do corpo hídrico, para a manutenção da biodiversidade e para a atividade de organismos polinizadores. Ao mesmo tempo, quando a atividade remunerada gera produtos que serão comercializados no mercado, existem dificuldades de se separar o valor de mercado do valor associado ao serviço ambiental. (IPEA, 2010, p. 30)

Há oportunidades potenciais quanto aos serviços ambientais no âmbito da recuperação de áreas degradadas, uma vez que boa parte das práticas empregadas está associada à conservação do solo, dos recursos hídricos e da biodiversidade, envolvendo atividades de revegetação, controle da erosão e atração da fauna, principalmente no uso de técnicas mais ecológicas.

É citado em uma das alterações introduzidas pela Lei 12.727/2012 no capítulo décimo do Código Florestal o “Programa de Apoio e Incentivo à Preservação e Recuperação do Meio Ambiente” como sendo um mecanismo de Pagamento por Serviços Ambientais (PSA), pelo qual um proprietário rural, que não consegue enquadrar-se nas normas de formação das reservas legais, poderá comprar do produtor rural os serviços ambientais da sua propriedade, assim compensando legalmente as reservas não constituídas. Pode-se, então, considerar que o PSA está formalmente instituído em legislação federal (GODECKE et al., 2014).

Entretanto, o desafio está em compatibilizar medidas de recuperação com o foco nos Serviços Ambientais, devendo buscar a reestruturação das funções ecológicas das áreas degradadas. Estas ações devem promover os processos de retomada do fornecimento de serviços que gerem benefícios para o ser humano e para os ecossistemas.

No Quadro 2 são indicados alguns Serviços Ambientais que podem estar associados à recuperação de áreas degradadas:

Quadro 2 – Definição dos Serviços Ambientais relacionados à Recuperação de Áreas Degradadas

Serviços de Provisão	**Descrição**
Alimento	Uso de espécies que fornecem produtos alimentares.
Fibra/Madeira	Uso de espécies que fornecem materiais madeireiros e não madeireiros como fibras.
Recursos genéticos	Uso de espécies que contribuem para um banco genético e a biotecnologia.
Recursos medicinais	Uso de espécies que fornecem bioquímicos, medicamentos naturais e farmacêuticos.
Recursos ornamentais	Uso de espécies que fornecem produtos vegetais, que podem ser utilizados na ornamentação e no paisagismo.
Água	Uso de técnicas de irrigação racional, garantindo a conservação do manancial.
Serviços de Regulação	**Descrição**
Regulação da qualidade do ar	Uso e composição de espécies que absorvem gases/substâncias nocivas à qualidade do ar.
Regulação climática	Uso de espécies que influenciam no microclima local e no sequestro do gás carbônico.

Regulação da água	Uso e composição de espécies que desempenham papel na regulação do processo de recarga dos aquíferos e proteção dos mananciais.
Regulação da erosão	Uso e composição de espécies que tenham papel importante na retenção do solo e na prevenção de deslizamentos de terras.
Purificação de água	Uso e composição de espécies que participam dos processos de manutenção e retenção de impurezas que possam alterar as propriedades dos mananciais.
Polinização	Uso de espécies que atraem os polinizadores.
Tratamento de resíduos	Uso de técnicas que contribuem na decomposição e assimilação dos compostos do solo.
Serviços Culturais	**Descrição**
Valor Estético	Composição e o uso de espécies que despertam um valor estético ou paisagístico.
Recreação e Lazer	Proximidade de áreas destinadas às práticas recreativas ou de lazer.
Valor Espiritual e Religioso	Proximidade de áreas com valor espiritual e religioso.
Valor Educacional e Cultural	Proximidade de áreas destinadas ao fornecimento de bases para a educação formal e informal, sendo fonte de inspiração para arte, folclore, símbolos nacionais, arquitetura e/ou publicidade.

Fonte: Pimenta Jr (2017).

4. SERVIÇOS AMBIENTAIS NOS PROGRAMAS DE EDUCAÇÃO E COMUNICAÇÃO SOCIAL

A Lei 9.795 de 1999 estabelece a Política Nacional de Educação Ambiental (PNEA), que, além de tratar de temas como o conceito de educação ambiental e os seus princípios e objetivos, reporta-se a responsabilidade tanto do poder público, instituições educativas, meios de comunicação, à sociedade quanto das empresas que devem promover programas destinados à capacitação de funcionários, conforme o Art. 3°, inciso V dessa lei.

Ainda referente à PNEA, seu art. 13°, inciso III, cita a participação de empresas no desenvolvimento de programas de educação ambiental em parceria com escolas, universidades e as organizações não-governamentais. Uma vez implementado, o Programa de Educação Ambiental (PEA) constitui uma excelente estratégia para proporcionar ao empreendedor ganhos com a valorização da imagem corporativa e aumento da aceitação do empreendimento junto à população afetada.

Na concepção de Medina (1999),

> A Educação Ambiental visa à construção de relações sociais, econômicas e culturais capazes de respeitar e incorporar as diferenças (minorias étnicas, populações tradicionais), a perspectiva da mulher, e a liberdade para decidir caminhos

> alternativos de desenvolvimento sustentável respeitando os limites dos ecossistemas, substrato de nossa própria possibilidade de sobrevivência como espécie. (MEDINA, 1999)

Contudo, Guimarães (1995) pressupõe a necessidade do exercício da práxis na Educação Ambiental (EA), pois apenas a ação provoca um ativismo superficial, enquanto que a reflexão gera uma imobilidade que não cumprirá com a possibilidade transformadora da educação. Então, a solução seria realizar um verdadeiro diálogo entre a atitude reflexiva e a ação da teoria com a prática, ou seja, a reflexão com a ação. Este processo fortalece os envolvidos e possibilita interferir na realidade.

No Licenciamento, a educação ambiental atua fundamentalmente na gestão dos conflitos de uso e distributivos ocasionados por um determinado empreendimento, objetivando a garantia: da apropriação pública de informações pertinentes; da produção de conhecimentos que permitam o posicionamento responsável e qualificado dos agentes sociais envolvidos; da ampla participação e mobilização dos grupos afetados em todas as etapas do licenciamento e nas instâncias públicas decisórias (LOUREIRO, 2009).

Assim, são exigidos projetos para além da realização de ações pontuais e de processos educativos que não abordam os sentidos do empreendimento, foco motivador da ação. Porque, quando se pensa em educação no processo de gestão ambiental, espera-se o controle social na elaboração e execução de políticas públicas, por meio da participação permanente dos cidadãos, principalmente de forma coletiva, na gestão do uso dos recursos ambientais e nas decisões que afetam à qualidade do meio ambiente (QUINTAS, 2000).

No âmbito do Licenciamento, a educação ambiental e a comunicação social têm sinergia e atuam geralmente de forma integrada nos Programas de Educação Ambiental e Comunicação Social (PEACS), incentivando atividades de caráter educativo e dialógico. Segundo Freire (1983), "*A educação é comunicação, é diálogo, na medida em que não é transferência de saber, mas um encontro de sujeitos interlocutores, que buscam a significação dos significados.*"

A implementação de um PEACS prevê o envolvimento do poder público, do empreendedor e das comunidades, desde a fase de implantação até a operação, atuando de maneira a construir e garantir mecanismos integrados e participativos para o desenvolvimento de práticas sustentáveis e de promoção e valorização da cultura local.

O conhecimento dos valores atribuídos pelas comunidades locais aos Serviços Ambientais culturais é essencial para que o empreendedor possa entender a interação destas comunidades com seu território e assim gerenciar possíveis conflitos e promover benefício socioeconômicos, para ambos. A boa relação da empresa com os *stakeholders* é cada vez mais determinante para a continuidade dos negócios no mercado.

Contudo, ainda que exista uma dificuldade de acessar as diversas dimensões de valor tidas como intangíveis e incomensuráveis dos aspetos culturais das comunidades locais, deve-se manter programas como o PEACS, que mantenham

canais de comunicação e mecanismos de promoção de iniciativas culturais junto aos atores locais.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desenvolvimento da energia eólica é de vital importância para a diversificação da matriz energética brasileira e também por ser uma forma de energia que não gera emissões de gases de efeito de estufa. Todavia, a implantação e operação de parques eólicos não são isentos de impactos ao meio ambiente, e, com o ritmo atual de expansão da energia eólica no Brasil, sem que se tenha uma percepção dos riscos e oportunidades da atividade, podem ser motivos de preocupação.

Otimizar o atendimento às condicionantes do Licenciamento Ambiental, em consonância com a promoção de Serviços Ambientais, torna-se de grande valia para o planejador ambiental ampliar o alcance dos benefícios da expansão de empreendimentos de energias renováveis em áreas mais carentes de investimentos e com indicadores socioeconômicos reduzidos.

Outras condicionantes que envolvem programas notadamente conhecidos como aquelas relacionadas com o controle da erosão e a proteção dos recursos hídricos, além das compensações socioambientais, também têm grandes potenciais de Serviços Ambientais, devendo fazer parte de outras análises sobre o tema.

Por fim, a natureza multidisciplinar dos Serviços Ambientais exige uma acurácia por parte daquele que planeja integrá-lo aos processos de Licenciamento Ambiental. Não devendo ser tratado apenas como ganhos obtidos pelo prestador de Serviços Ambientais em sobreposição às suas atividades econômicas, mas com a legitimidade do caráter sustentável, que está associado intrinsecamente aos empreendimentos de energias renováveis.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente- CONAMA. Resolução Conama nº 462, de 24 de julho de 2014. **Estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica em superfície terrestre**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 2014.

BRASIL. Lei nº 12.727 de 17 de outubro de 2012**. Dispõe sobre a proteção da vegetação nativa (Novo Código Florestal)**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF (2012)

BRASIL. Lei Nº 9.795 de 27 de abril de 1999. **Dispõe sobre a educação ambiental, institui a Política Nacional de Educação Ambiental e dá outras providências**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF (1999)

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE**. Geração de energia eólica cresce 15% em 2018**. Disponível em https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_646081&_afrLoop=583104028229156&_adf.ctrl-state=hlb1mk1o9_119#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_646081%26_afrLoop%3D

583104028229156%26_adf.ctrl-state%3Dhlb1mk1o9_123 Acessado: fev-2019.

GODECKE, M. V.; HUPFFER, H. M.; CHAVES, I. R. **O futuro dos Pagamentos por Serviços Ambientais no Brasil**. Desenvolv. Meio Ambiente, v. 31, p. 31-42, ago. 2014.

GUEDES, F. B.; SEEHUSEN, S. E. **Pagamentos por Serviços Ambientais na Mata Atlântica: lições aprendidas e desafios.** Brasília: Ministério do Meio Ambiente, 2011.

GUIMARÃES, M. **A Dimensão Ambiental Na Educação**. Campinas. Ed. Papirus, 1995. 107p.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA – IPEA. **Pesquisa sobre Pagamento por Serviços Ambientais Urbanos para a gestão de resíduos sólidos**. Brasília, 2010.

LOUREIRO, C. F. B. **Educação ambiental no contexto de medidas mitigadoras e compensatórias: o caso do licenciamento**. Salvador: IMA, 2009.

MEA – MILLENNIUM ECOSYSTEM ASSESSMENT. **Ecosystems and Human Well-being: Synthesis.** Island Press, Washington, DC. 2005.

MEDINA, N.M. **Formação de Multiplicadores para Educação Ambiental.** In Revista Eletrônica do Mestrado em Educação Ambiental - FURG. Vol. 1., Out. - Dez/1999. 16 págs.

OLIVEIRA JÚNIOR, M. E. **Pagamento por Serviços Ambientais: uma alternativa importante para conservar e recuperar as bacias hidrográficas e fornecer água de qualidade à população**. Brasília, Artigo (Especialização em Direito do Trabalho), Faculdade Fortium, 2010.

PEIXOTO, M. P**agamento por serviços ambientais: aspectos teóricos e proposições legislativas**. Brasília: SENADO, 2011. (Texto para discussão n. 105).

PIMENTA JR, F. **Nucleação como precursora na restauração de áreas degradadas e no fornecimento de serviços ambientais em áreas verdes urbanas.** 2017. Dissertação de Mestrado, Pós-Graduação em Planejamento Ambiental, UCSAL, Salvador. p. 60. 2017.

QUINTAS, J. S. **Pensando e praticando a educação ambiental na gestão do meio ambiente**. Brasília: IBAMA, 2000.

RIBEIRO, J. C. J. ; LOPES, L. C. P. . **O papel da avaliação de impacto ambiental para adoção de medidas compensatórias**. Encontro Nacional do CONPEDI - Brasília/DF , v. XXV, p. 98-117, 2016.

ROCHA, S. **Pobreza no Brasil: a evolução de longo prazo (1970-2011).** Rio de Janeiro: XXV Fórum Nacional/Instituto Nacional de Altos Estudos, 2013.

SIMAS, M. ; PACCA, S . **Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável**. Estudos Avançados (USP. Impresso), v. 27, p. 99-116, 2013.

TABARELLI, M.; AGUIAR, A. V.; RIBEIRO, M. C.; METZGER, J. P. **A Conversão da floresta atlântica em paisagens antrópicas: lições para a conservação da diversidade biológica das florestas tropicais.** Interciencia, v.37, n. 2, p. 88-92, 2012.

AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA (AAE) PARA REGIÕES RECONHECIDAS PELO SEU POTENCIAL EÓLICO

Fabiano Melo[1], Francisco Pimenta[2], Marcel Scarton[3], Ana Carolina Paes[4], Lucas Lordelo[5], Italo Barretto[6], Caio Galiano[7], Roberval Cunha[8]

RESUMO

A busca pela utilização de energias alternativas vem se intensificando ao longo dos últimos anos motivada pelas preocupações ambientais, sobretudo em relação às Mudanças Climáticas e a redução de Gases do Efeito Estufa (GEE). Neste sentido, a energia eólica vem se destacando e contribuindo cada vez mais para a diversificação da matriz energética brasileira.

O Brasil possui um potencial eólico distribuído em diversas regiões e, sendo assim, uma análise planejada e integrada, com incorporação da variável sustentabilidade em regiões reconhecidas pelo seu potencial eólico, torna-se de fundamental importância na previsão dos impactos ambientais de projetos eólicos, sobretudo porque o procedimento de licenciamento ambiental analisa os empreendimentos individualmente, sendo pouco eficaz quanto à análise dos impactos cumulativos e sinergéticos quando se há um número significativo de parques eólicos.

O presente artigo objetiva, a partir de uma revisão da bibliográfica, estabelecer critérios para a realização de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) em regiões reconhecidas pelo seu Potencial Eólico, tomando-se como referência uma região do Estado da Bahia.

Palavras-chave: Avaliação Ambiental Estratégica (AAE). Energias Renováveis. Energia Eólica. Sustentabilidade.

ABSTRACT

The search for the use of alternative energies has been intensifying in recent years due to environmental concerns, especially regarding Climate Change and the reduction of Greenhouse Gas (GHG). In this sense, wind energy has been highlighting and contributing increasingly to the diversification of the Brazilian energy matrix.

Brazil has a wind potential distributed in several regions and, therefore, a planned and integrated analysis, incorporating the sustainability variable in regions recognized by its wind potential,

[1] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - fabianomelo@temis-es.com.br

[2] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - franciscopimenta@temis-es.com.br

[3] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - marcelscarton@temis-es.com.br

[4] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil – anapaes@temis-es.com.br

[5] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - lucaslordelo@temis-es.com.br

[6] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - italobarretto@temis-es.com.br

[7] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - caiogaliano@temis-es.com.br

[8] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - robervalcunha@temis-es.com.br

becomes of fundamental importance in predicting the environmental impacts of wind projects, especially because the environmental licensing procedure analyzes individual enterprises and is not very effective in analyzing the cumulative and synergistic impacts when there is a significant number of wind farms.

This article aims to establish criteria for the realization of Strategic Environmental Assessment (SEA) in regions recognized by its Wind Potential, taking as reference a region of the State of Bahia.

Keywords: Strategic Environmental Assessment (SEA). Renewable Energy. Wind Energy. Sustainability.

1 INTRODUÇÃO

O acelerado crescimento urbano e populacional evidenciado nas últimas décadas, aliado ao intenso desenvolvimento econômico, vêm contribuindo significativamente para o aumento da demanda por energia. De acordo com previsões realizadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seu Plano Decenal de Energia (2027), a demanda de energia experimentará um aumento de 2,3% em relação ao ano de 2017, passando de 260 para 325 toneladas equivalentes de petróleo. Em contrapartida, a EPE prevê um incremento na oferta de energia também de 2,3%, com destaque para as fontes de energias renováveis, que crescerão a uma taxa média anual de 6,1% (EPE, 2018a). Apesar disso, a geração de energia por fontes não renováveis ainda será superior em relação às renováveis.

A busca pela utilização de energias alternativas vem se intensificando ao longo dos últimos anos motivada pelas preocupações ambientais, sobretudo em relação às Mudanças Climáticas e a redução de Gases do Efeito Estufa (GEE). Neste sentido, a energia eólica vem se destacando e contribuindo cada vez mais para a diversificação da matriz energética brasileira e mais renováveis do mundo (SIMAS e PACCA, 2013).

Segundo o Balanço Energético Nacional desenvolvido pela EPE (2018a), a potência eólica instalada atingiu 12.283 MW, correspondendo a 8,6% do potencial eólico brasileiro previsto no Atlas desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia, cujo limite de geração de energia por esta fonte é de 143,47 GW, evidenciando assim a grande perspectiva de crescimento do número de empreendimentos eólicos no Brasil.

A energia eólica oferece um potencial significativo para redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) a curto prazo (2020) e a longo prazo (2050) (IPCC, 2019), contudo, a implantação e operação de parques eólicos causam diversos impactos socioambientais que demandam ações para atenuá-los.

Os principais impactos ambientais negativos estão associados à emissão de ruídos, perda de biodiversidade, alteração da paisagem e incomodo à população. Outros impactos ainda passíveis estão relacionados a interferência em unidades de conservação, aves migratórias, cavidades naturais e patrimônio histórico e cultural.

Neste contexto, uma análise planejada e integrada com incorporação da variável de sustentabilidade em regiões reconhecidas pelo seu potencial eólico, torna-se de fundamental importância na previsão dos impactos ambientais de projetos eólicos, uma vez que o procedimento de licenciamento ambiental analisa os empreendimentos individualmente,

avaliando de forma pouco eficaz os impactos cumulativos e sinergéticos quando há um número significativo de parques eólicos.

Assim, a incorporação de noções de sustentabilidade e de uma visão ambiental mais holística sobre as políticas e planos setoriais e regionais é objeto do instrumento de gestão ambiental denominada Avaliação Ambiental Estratégica (AAE).

2 CONTEXTUALIZAÇÃO DA AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA

Embora a preocupação com as questões ambientais remontar-se ao ano de 1872 com a criação do primeiro Parque Nacional do mundo, o "Yellowstone", nos Estudos Unidos (MMA, 2019), apenas cem anos depois, na Conferência de Estocolmo, as discussões sobre desenvolvimento e ambiente foram mais amplamente discutidas.

As avaliações ambientais, definidas por CASHMORE *et al*., 2008 *apud* SELIG *et.al*, 2012 como estudos que tratam a respeito dos efeitos das ações antrópicas sobre o meio ambiente, tornaram-se cada vez mais utilizadas a partir de 1969, nos Estados Unidos, com a aprovação do primeiro documento legal que constituía uma conexão entre o crescimento econômico e a preocupação com as questões ambientais, conhecido como *The National Environmental Policy Act* - NEPA (SOUZA e GRANADO, 2016).

Neste cenário, as avaliações ambientais consideram a ampla ideia de meio ambiente e os princípios e práticas de sustentabilidade (MMA, 2002). No que se refere às políticas e planos setoriais e regionais, a avaliação de impactos ambientais é realizada por meio de uma Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) que, segundo Agra Filho e Egler (2006), envolve uma gama de iniciativas governamentais incluindo, dentre outros, Políticas Globais e Setoriais, Planejamento e Ordenamento Territorial, Planejamento Setorial e Impactos Transfronteiriços.

Apesar dos esforços empreendidos pelo Ministério do Meio Ambiente desde 2002, da tentativa frustrada da Secretaria Estadual de Meio Ambiente de São Paulo em 1994 e do Projeto de Lei n° 2072/03 arquivado na Câmara dos Deputados, a AAE não possui embasamento legal no Brasil, diferentemente de países da Europa onde, já em 1990, a Comissão Econômica Europeia apresentava as sete etapas básicas em qualquer processo de AAE, quais sejam: início, *scoping*, revisão externa, participação do público, documentação e informação, tomada de decisão e análise pós-decisão.

Sem dúvidas, o setor elétrico é um impulsionador do desenvolvimento econômico e promove um maior destaque no cenário econômico mundial, demandando investimentos em planos e programas de governo que visem o melhor aproveitamento dos recursos naturais e das vantagens topográficas (COSTA e OLIVEIRA, 2004). A intensificação da utilização de fontes de energia renováveis coloca o Brasil em posição de destaque frente aos demais países em desenvolvimento.

Ao longo das duas últimas décadas, o Brasil vem experimentando uma alteração substancial em sua matriz energética com aumento da geração de energia através de fontes renováveis, impulsionada pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) iniciado em 2002 e motivado pelo Protocolo de Kyoto, do qual o Brasil é signatário.

Dentre as fontes alterativas de geração de energia, a eólica foi a que mais cresceu, sobretudo pelos incentivos fiscais associados à chegada de fábricas de componentes dos aerogeradores, fazendo com que a participação desta fonte em leilões de energia sofresse um

incremento de 7,6%, passando de 0,2% em 2002 para 7,8% no final do ano de 2017 (EPE, 2018b).

O elevado número de empreendimentos eólicos em construção e em operação no Brasil, associado às projeções de crescimento previstos no Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, suscita a necessidade de uma Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) voltada para as regiões de maior vocação para geração de energia a partir de fonte eólica.

Apesar de ainda não ser regulamenta no Brasil, a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) é um importante instrumento de gestão ambiental que, diferentemente do licenciamento ambiental e da avaliação de impacto ambiental (AIA), que são limitados a aprovar projetos de forma individual, está associada a decisões de políticas de desenvolvimento (MMA, 2002).

A AAE, portanto, tem como objetivo avaliar os impactos ambientais de ações estratégicas decorrentes de decisões das Políticas, Planos e Programas setoriais ou territoriais, permitindo que elementos de sustentabilidade sejam transversais ao processo decisório. Assim, a AAE não se configura como um instrumento para justificar políticas públicas, mas sim, uma ferramenta para discuti-las de forma a avaliar os impactos socioambientais.

3 FATORES AMBIENTAIS CRÍTICOS PARA O SETOR

A construção e operação de parques eólicos causam impactos ambientais positivos e negativos, que, por vezes, se assemelham àqueles relacionados a construção de megaempreendimentos. Entretanto, alguns impactos estão associados de forma direta a empreendimentos eólicos e merecem destaque numa Avaliação Ambiental Estratégica em razão da sua natureza não-temporária.

Estes impactos estão correlacionados à intervenção em áreas protegidas, à perda de *habitats*, à mortandade da fauna alada, à interferência em atividades minerárias, à alteração da paisagem regional e aos efeitos benéficos ao clima global.

O potencial eólico brasileiro está distribuído não uniformemente ao longo de regiões interioranas (em serras e chapadas) e em trechos da faixa litorânea. Estas regiões, por promoverem a manutenção da diversidade biológica ou por constituírem paisagens naturais pouco alteradas de notável beleza cênica, muitas vezes são instituídas como unidades de conservação de uso sustentável ou de proteção integral, as quais possuem objetivos de conservação e limites definidos, sob regime especial de administração nas quais devem se aplicar garantias adequadas de proteção.

A remoção da vegetação causada durante a fase de construção promove uma alteração abrupta de temperatura, nível de incidência solar, qualidade da vegetação (efeito de borda) e umidade, trazendo como consequência a destruição de *habitats* e a eliminação de nichos ecológicos (reprodução, alimentação, pousio, abrigo etc.).

Além disso, a abertura de áreas com vegetação facilita a circulação e ocupação pela fauna doméstica (bovinos, caprinos e etc) e pessoas, podendo ocasionar uma pressão sobre a fauna, onde os animais silvestres ficam mais susceptíveis a predação, caça e mudança no habitat natural.

A instalação e operação das turbinas eólicas põe em risco também a fauna voadora pela probabilidade de colisão nas estruturas dos aerogeradores (rotores, pás e torres de suporte). Outro risco associado aos morcegos é o trauma ocasionado pela repentina alteração da pressão

gerada pela movimentação das pás, provocando hemorragias e levando o animal a óbito (barotrauma).

A implantação de empreendimento eólicos, sobretudo em regiões serranas, interfere diretamente em áreas com recursos minerais, inviabilizando a exploração de minérios na Área Diretamente Afetada pelo empreendimento. Tendo em vista que a mineração e os serviços de geração e transmissão de energia encontram-se no mesmo patamar jurídico-institucional, quando há sobreposição de áreas com potencial eólico com áreas de exploração mineral, tem-se a necessidade do bloqueio de área em conformidade com o artigo 42 do código de mineração.

Outro impacto significativo é a alteração na paisagem. A presença destas estruturas na paisagem constitui uma alteração à qualidade cênica da paisagem que se apresenta como formas naturais de relevo serrano ou sobre formações dunares, por exemplo. Embora seja algo subjetivo, este novo aspecto na paisagem pode incomodar moradores de uma população local.

Por fim, a utilização de energia eólica em detrimento a outras fontes de geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo evita a emissão de toneladas de gás carbônico na atmosfera, proporcionando efeitos benéficos ao clima global.

4 ETAPAS DO PROCESSO AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA

Conceitualmente, a AAE é um processo de avaliação participativa, sistemática, pública e democrática, cuja finalidade é promover o desenvolvimento sustentável por meio da integração da variável ambiental no processo de planejamento estratégico das políticas públicas. Neste sentido, a AAE é um instrumento com características técnicas e políticas desenvolvidas com o objetivo de dar elementos norteadores aos tomadores de decisões, permitindo a análise das possíveis consequências ambientais das políticas, planos, programas e projetos propostos, sobre o ambiente social e as tendências futuras que irão interferir nas ações governamentais.

Em 1996, Sadler e Verheem descreveram a AAE como o "processo sistemático de avaliação das consequências ambientais de iniciativas propostas de política, plano ou programa, a fim de assegurar que elas sejam plenamente incluídas e apropriadamente tratadas no estágio adequado e mais antecipado da tomada de decisão, no mesmo nível que as considerações econômicas e sociais" (SILVA e PESSOA, 2010).

Mais recentemente, em 2010, Therivel afirmou que a AAE constitui o "processo que visa integrar considerações ambientais e de sustentabilidade na tomada de decisão estratégica" (SELIG *et.al*, 2012).

De acordo com o Ministério do Meio Ambiente (2002), após decisão quanto à necessidade da elaboração de uma Avaliação Ambiental Estratégica, a implementação dos aspectos operacionais deve ser traduzida em oito atividades técnicas sequenciais conforme apresentado no Quadro 1.

Quadro 1. Atividades técnicas de implementação de uma AAE

Atividade	Objetivo
Atividade 1	Estabelecimento dos propósitos da AAE

Atividade 2	Identificação de objetivos, público-alvo e indicadores
Atividade 3	Estabelecimento de responsabilidades
Atividade 4	Identificação de grupos de interesse (*stakeholders*) e formas de participação
Atividade 5	Levantamento das informações e caracterização das questões ambientais relevantes
Atividade 6	Identificação de alternativas
Atividade 7	Previsão de impactos e comparação das alternativas
Atividade 8	Definição de procedimentos de acompanhamento e monitoramento

Fonte: MMA, 2002

4.1 Região Piloto para Estabelecimento de uma AAE

Uma AAE analisa o impacto de ações e suas consequências ambientais nos níveis mais estratégicos de Políticas, Planos e Programas de intervenção estatal, sejam setoriais, regionais, ou ainda, em áreas programáticas. Assim, o estabelecimento de um Avaliação Ambiental Estratégica perpassa por uma delimitação geográfica e/ou definição do setor econômico que se pretenda desenvolver.

Objetivando ter uma referência de região como "piloto" para desenvolvimento da AAE no setor de energia eólica, adotou-se a Região Econômica do Piemonte da Diamantina a qual reúne atributos ambientais, sociais e de recurso eólico que justifica um processo de AAE.

A Região Econômica do Piemonte da Diamantina integra as 15 regiões econômicas do Estado da Bahia e é composta pelos territórios de Morro do Chapéu, Jacobina, Várzea Nova, Miguel Calmon, Várzea do Poço, Serrolândia, Quixabeira, São José do Jacuípe, Capim Grosso, Caém, Caldeirão Grande, Saúde, Ponto Novo, Mirangaba, Ourolândia, Umburanas, Itiúba, Filadélfia, Pindobaçu, Antônio Gonçalves, Campo Formoso, Senhor do Bonfim, Andorinha e Jaguarari, totalizando 24 municípios.

Os municípios da Região do Piemonte estão situados no centro-norte baiano e possuem baixo grau de urbanização, destacando-se apenas Senhor do Bonfim, Campo Formoso e Jacobina, com população superior a 70 mil habitantes e os municípios de Morro do Chapéu e Jaguarari com população de aproximadamente 35 mil habitantes.

O PIB da Região no ano de 2015 foi de R$ 5.932.583,00 correspondente a 2,29% do PIB da Bahia no mesmo período. A economia regional é baseada no extrativismo mineral presente em quase a totalidade dos municípios com especial notoriedade para Campo Formoso com a produção de cimento e Jaguarari com a exploração do minério de Cobre.

Em Jacobina e Ourolândia destaca-se a industrialização do mármore bege a Região Econômica do Piemonte está inserida em 3 importantes bacias hidrográficas: Bacia do Rio Salitre (Sub-bacia do Rio São Francisco), Bacia do Rio Paraguaçu e a Bacia do Rio Itapicuru.

A Região do Piemonte da Diamantina conta com 6 Unidades de Conservação (UCs) de ambos os grupos, Uso Sustentável e Proteção Integral. As UCs são: Parque Estadual Morro do Chapéu, APA Gruta dos Brejões / Vereda do Romão Gramacho, Monumento Natural Cachoeira do Ferro Doido, RPPN Toca dos Ossos, Parque Nacional do Boqueirão da Onça e a APA do Boqueirão da Onça.

O Parque Estadual Morro do Chapéu é caracterizado principalmente por sua complexidade física, biológica e ambiental, abrigando fragmentos de biomas como caatinga, cerrado e campo rupestre, além de ser uma região de aporte para uma fauna e flora rica, com a presença, por exemplo, de grandes felinos e espécies de cactáceas endêmicas da região (LOBÃO e VALE, 2009).

A Área de Proteção Gruta dos Brejões/Vereda do Romão Gramacho é uma unidade de conservação de uso sustentável que apresenta relevante valor cênico, espeleológicos, arqueológico, paleontológicos, entre outros. (INEMA, 2018)

A APA Gruta dos Brejões / Vereda do Romão Gramacho foi criada no dia 13 de novembro de 1985 a partir do Decreto Estadual 32.487, com área de 11.900 hectares ocupando áreas dos municípios de Morro do Chapéu, São Gabriel e João Dourado.

A APA Gruta dos Brejões / Vereda do Romão Gramacho apresenta de forma notável a gruta dos Brejões, grande cavidade natural com milhares de metros de extensão se destacando pela grande amplitude de suas galerias, espeleotemas e pelo seu portal com 106 metros de altura na entrada principal.

O Monumento Natural Cachoeira do Ferro Doido é uma unidade de conservação de proteção integral que possui como atributo mais relevante a Cachoeira do Ferro Doido com uma queda d'água de 98 metros. A Cachoeira do Ferro Doido atrai um grande contingente de pessoas quando chove na região, momento que ocorre um maior escoamento superficial do Rio Ferro Doido, pertencente a Bacia Hidrográfica do Rio Paraguaçu.

A unidade de conservação Monumento Natural Cachoeira do Ferro Doido, foi criada a partir do Decreto Estadual 7.412 de 17 de agosto de 1998, ocupando uma área de aproximadamente 400 hectares integralmente no município de Morro do Chapéu.

A RPPN Toca dos Ossos foi criada com apoio e incentivo do Ministério Público Estadual, por meio de acompanhamento através de inquérito Civil. A RPPN apresenta como principal aspecto relevante para proteção, o patrimônio espeleológico, arqueológico e paleontológico.

De acordo com a SNUC, Lei 9.985/2000, a Reserva Particular do Patrimônio Natural (RPPN) é uma área privada, gravada com perpetuidade, com objetivo de perpetuidade a diversidade biológica, sendo somente permitida pesquisa científica e visitação com objetivos turísticos.

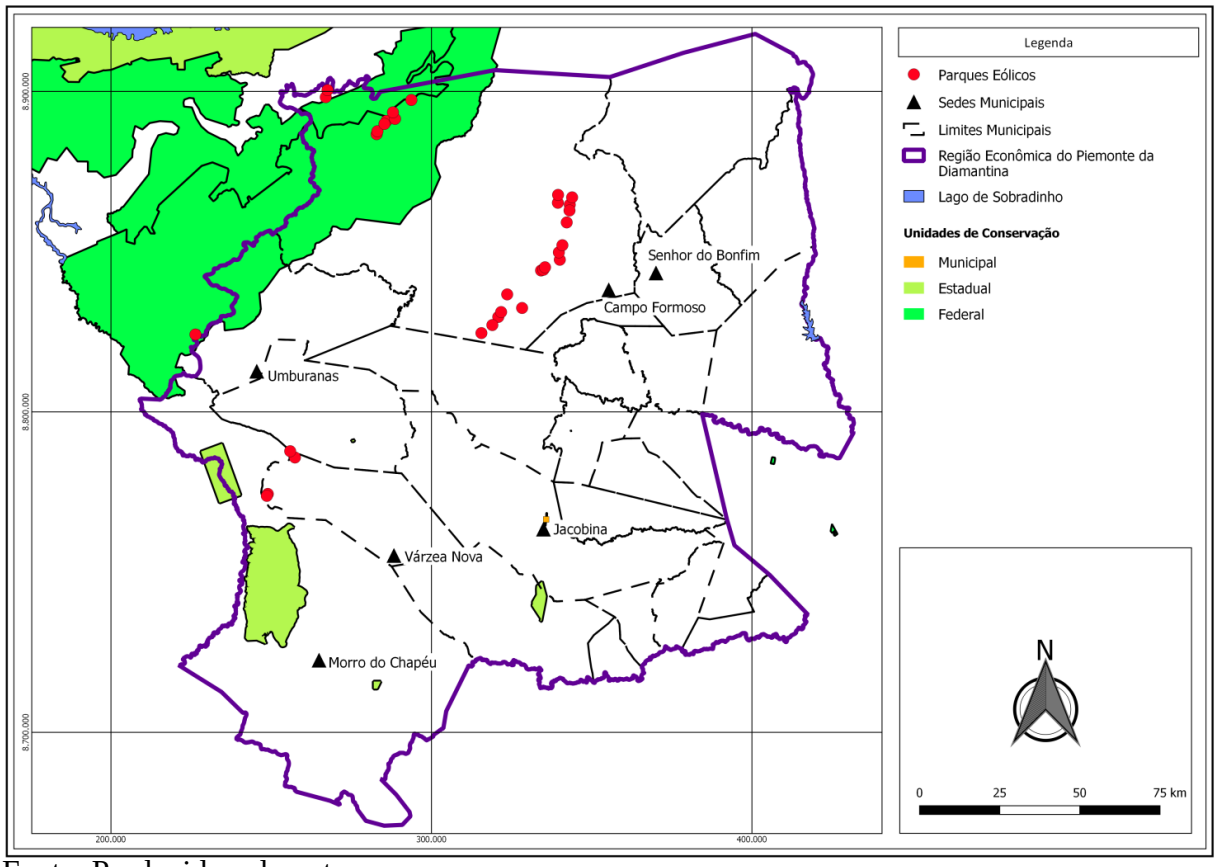
O Parque Nacional do Boqueirão da Onça (PARNA) é caracterizada por sua beleza cênica e alto potencial para o ecoturismo além de contemplar o maior conjunto de cavernas do Hemisfério Sul, Toca da Boa Vista com 97,3 km de extensão e Toca da Barriguda com 33 km.

O Parque foi criado por meio do Decreto 9.336/18 e abrange 347.557 hectares e tem como objetivos “proteger a diversidade biológica e os ambientes naturais, a flora e a fauna da caatinga, incluídas as transições altitudinais; garantir a manutenção de populações viáveis de espécies ameaçadas de extinção, raras ou endêmicas que ocorrem na região, tais como a onça-pintada, a arara-azul-de-lear e o tatu-bola; proteger as formações cársticas e os sítios paleontológicos e arqueológicos associados; proteger e promover a recuperação das formações vegetacionais da área e preservar e valorizar as paisagens naturais e as belezas cênicas; proporcionar o desenvolvimento de atividades de recreação em contato com a natureza e do turismo ecológico”.

A Área de Proteção Ambiental do Boqueirão da Onça (APA) foi criada Decreto 9.337/18 juntamente com o Parque Nacional do Boqueirão da Onça contando com território de 505.692 hectares. O mosaico PARNA + APA surgiu devido a pressões de empresas de mineração e geração de energia eólica e visa a proteção do bioma caatinga que é um dos biomas mais críticos, com alto grau de fragilidade e ainda pouco estudado.

A Figura 1 apresenta os limites geográficos da Região Econômica do Piemonte da Diamantina destacando a localização de empreendimento eólicos em planejamento, em implantação e em operação, bem como a localização das Unidades de Conservação.

Figura 1 – Mapa de localização de empreendimento eólicos na Região do Piemonte da Diamantina



Fonte: Produzida pelo autor.

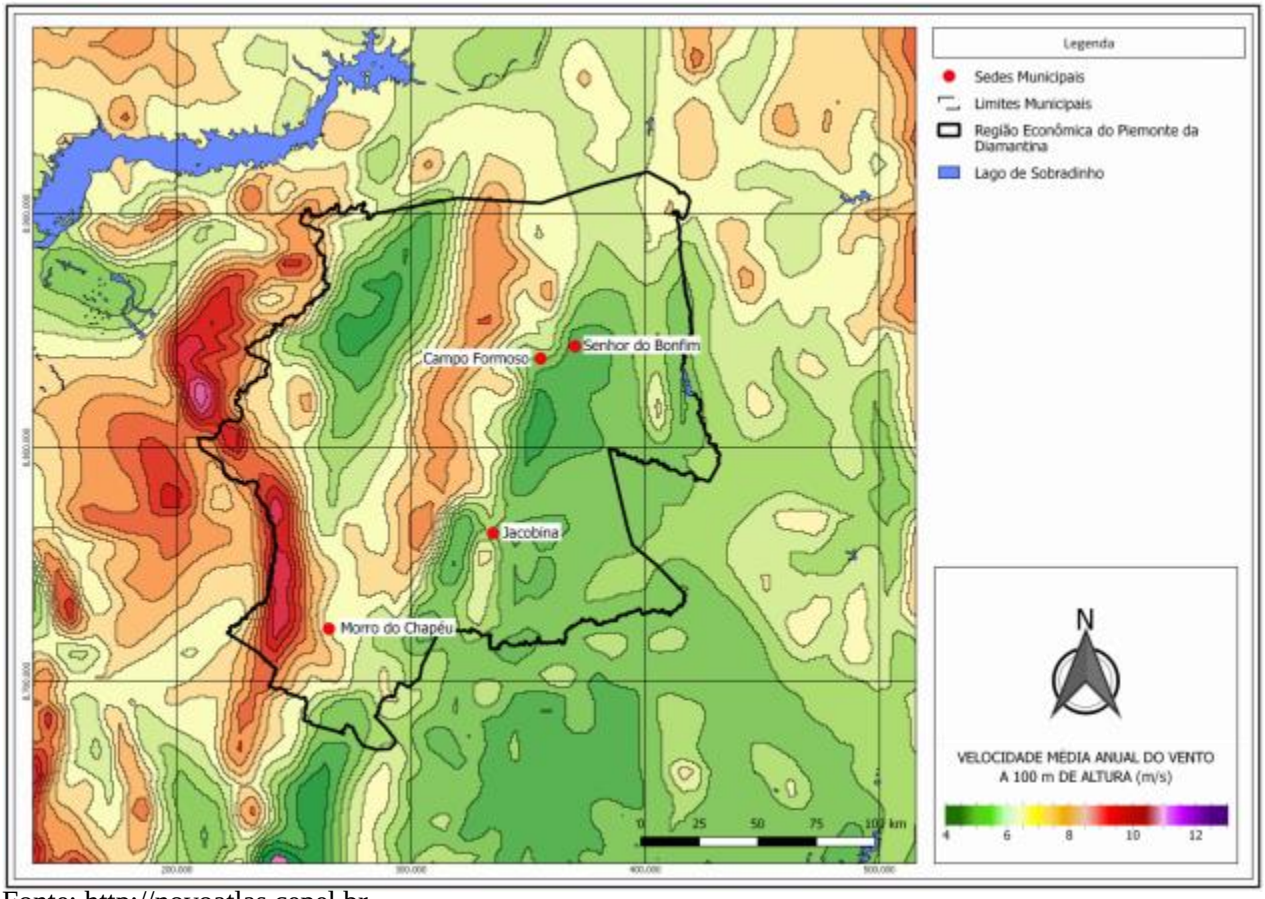
A Região do Piemonte da Diamantina é privilegiada quanto a disponibilidade de recurso eólico o qual é influenciado, dentre outros, pela ocupação humana e suas construções, além da

cobertura vegetal, pela orografia, pelos mecanismos sinóticos e de mesoescala da atmosfera, fenômenos térmicos, pela latitude do local.

A velocidade do vento determina a quantidade de energia elétrica que as turbinas eólicas produzirão durante operação comercial de um empreendimento eólico. Assim, quanto mais energia, maior o faturamento que o empreendimento receberá pela sua geração. Neste contexto, a velocidade média anual determinada a viabilidade econômica de uma usina eólica.

A Figura 2 apresenta o mapa do Potencial Eólico da Região do Piemonte da Diamantina a uma altura de 100 metros em relação ao nível do solo. Conforme pode ser verificado neste mapa, a área central da Região conta com ventos que variam entre 6 e 10 m/s. Já na porção Sudoeste, a velocidade chega até 12 m/s evidenciando o elevado potencial eólico da região.

Figura 2 – Mapa do Potencial Eólico da Região do Piemonte da Diamantina



Fonte: http://novoatlas.cepel.br

4.2 Desenvolvimento dos Estudos de AAE

O desenvolvimento de uma AAE, segundo o MMA (2002) envolve o estabelecimento dos propósitos da AAE; Identificação de objetivos, público-alvo e indicadores; estabelecimento de responsabilidades; identificação de grupos de interesse (*stakeholders*) e formas de participação; levantamento das informações e caracterização das questões ambientais relevantes; identificação de alternativas; previsão de impactos e comparação das alternativas; definição de procedimentos de acompanhamento e monitoramento as quais são detalhadas a seguir.

Atividade 1. Estabelecimento dos propósitos da AAE

Uma AAE pode incluir diversos propósitos, dentre eles a consideração de aspectos ambientais relevantes e a prevenção de impactos negativos em recursos ambientais estratégicos ou mesmo a incorporação dos princípios da sustentabilidade ambiental. Para o caso da Região do Piemonte da Diamantina, a AAE objetiva incentivar investimentos em empreendimentos eólicos em determinados espaços geográficos frente a outros, contribuindo com a apropriação mais adequada de seus recursos naturais e, ao mesmo tempo, promover o desenvolvimento econômico e social.

Atividade 2. Identificação de objetivos, público-alvo e indicadores

A segunda atividade no processo de AAE consiste na definição dos objetivos com estabelecimento de metas e indicadores de qualidade ambiental. Além disso, deve-se determinar o público-alvo que será parte integrante do processo. No âmbito de uma AAE para a Região do Piemonte da Diamantina a finalidade deste instrumento é diversificar a matriz energética, reduzir a dependência de fontes hídricas e promover o desenvolvimento econômico regional, tendo como público-alvo a população e os agentes econômicos usuários de energia. Como indicadores de sustentabilidade ou qualidade ambiental, tem-se a participação das eólicas no total da geração de energia e o Produto Interno Bruto regional.

Atividade 3. Estabelecimento de responsabilidades

Esta atividade consiste na identificação das funções e responsabilidades dos agentes governamentais. A definição das funções e responsabilidades da matriz institucional pode ser feita a partir de uma estrutura hierárquica de planejamento ou através de articulação com outros setores da economia, objetivando o crescimento regional.

Levando em conta os objetivos da AAE Região do Piemonte da Diamantina, que inclui o desenvolvimento econômico regional, o estabelecimento de responsabilidades através de articulação com outros setores da economia é o mais adequado.

Atividade 4. Identificação de grupos de interesse (stakeholders) e formas de participação

A identificação de atores atuantes na região de estudo objetiva garantir a característica participativa do processo, incorporando sugestões e preocupações dos representantes, delineando assim uma análise da Percepção Ambiental. A metodologia para identificação dos *stakeholders* e suas formas de participação devem ser definidas e fundamentas pela equipe técnica responsável pelos estudos.

Atividade 5. Levantamento das informações e caracterização das questões ambientais relevantes

A quinta atividade consiste na realização de um diagnóstico socioambiental da região de estudo, objetivando caracteriza-la e avalia-la de forma objetiva.

Para uma AAE da Região do Piemonte da Diamantina devem ser utilizadas técnicas de superposição de cartas, com o apoio de sistemas de informação geográfica (SIG) com mapeamento de questões relevantes como: unidades de conservação, bacias hidrográficas, território indígenas, comunidades quilombolas, aspectos espeleológicos, uso e ocupação do solo e áreas prioritárias para conservação.

Atividade 6. Identificação de alternativas

De forma análoga à identificação de alternativas estabelecidas num processo de AIA, as alternativas nos estudos de AAE são de natureza tecnológica (opcional) e locacional, incluindo também alternativas de fonte dos investimentos.

Para o delineamento das alternativas locacionais no contexto da Região do Piemonte da Diamantina, o zoneamento ambiental com estabelecimento de níveis de fragilidade socioambiental pode ser uma das formas mais eficientes. Assim a consolidação das informações ambientais relevantes em conjunto com a produção de mapas geoambientais abrangendo unidades de conservação, bacias hidrográficas, territórios indígenas, comunidades quilombolas, aspectos espeleológicos, uso e ocupação do solo e áreas prioritárias para conservação, facilitará sobremaneira a identificação de alternativas para a exploração do recurso eólico regional.

Atividade 7. Previsão de impactos e comparação das alternativas

Em geral, as Avaliações Estratégicas apresentam um elevado grau de incerteza na definição dos impactos e suas análises. Entretanto, a análise das alternativas separadamente considerando os impactos sobre os meios físico, biótico, social, cultural, político e institucional, o uso de cenários e análises de sensibilidade pode diminuir sobremaneira este grau de incerteza.

Nestas análises devem ser ponderados a razoabilidade dos impactos previstos e até mesmo a possibilidade não realização da política ou plano de governo proposto.

Atividade 8. Definição de procedimentos de acompanhamento e monitoramento

Por fim, após identificação dos principais atores, caracterização ambiental, previsão de impactos socioeconômicos e institucionais deve ser definido os métodos de acompanhamento e monitoramentos dos impactos ao longo da implementação das Políticas, Planos e Programas.

Este monitoramento deve ser realizado tomando-se como referência as metas e indicadores delineados na segunda atividade do processo de AAE que permitirão verificar os efeitos, benéficos ou não, sobre os meios biofísico, socioeconômico, cultural, político e institucional.

5 CONCLUSÃO

Apesar da importância do instrumento de Avaliação de Impactos Ambientais a nível estratégico para o setor eólico em regiões reconhecidas pelo seu potencial de geração de energia, a AAE ainda é pouco utilizada, sobretudo porque, não há requisitos legais que regulamentem este processo de avaliação.

Por outro lado, a aplicação da AAE no contexto brasileiro de planejamento da expansão energética é uma trajetória a ser trilhada no desenvolvimento econômico sustentável, configurando-se como uma ferramenta que possibilita avaliar os impactos ambientais sobre a sociedade e o meio ambiente antes mesmo da implementação de uma política, programa ou plano.

Por fim, verifica-se a necessidade da criação de fóruns para discussão do planejamento do território, contemplando os diferentes atores a fim de conciliar os interesses da população, das empresas e do poder público. Ainda que as Audiências Públicas no âmbito do licenciamento ambiental sejam eventos que legitimam a participação popular, a realização de seguidos eventos

por conta do volume de empreendimentos a serem submetidos aos órgãos ambientais, vem demonstrando-se de certa forma repetitivo e pouco efetivo. Neste caso AAE conjugaria todos os esforços para uma análise mais integrada e pragmática.

REFERÊNCIAS

AGRA. Severino Soares; EGLER. Paulo Cesar Gonçalves. AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA – AAE. Texto básico. 2006

BAHIA. Decreto 32.487, de 13 de nov. de 1985. **Declara de interesse para a Proteção Ambiental a área de terras que indica, situada nos Municípios de Morro do Chapéu, São Gabriel e João Dourado, e dá outras providências**, Bahia, BA, nov. 1985.

BAHIA. Decreto 7412, de 17 de ago. de 1998. **Cria o Monumento Natural da Cachoeira do Ferro Doido e dá outras providências,** Bahia, BA, ago. 1998.

BAHIA. Decreto 9336, de 5 de abr. De 2018. **Cria a Área de Proteção Ambiental do Boqueirão da Onça, localizada nos Municípios de Sento Sé, Juazeiro, Sobradinho, Campo Formoso, Umburanas e Morro do Chapéu, Estado da Bahia,** Bahia, BA, abr. 2018.

BAHIA. Decreto 9337, de 5 de abr. De 2018. **Cria o Parque Nacional do Boqueirão da Onça, localizado nos Municípios de Sento Sé, Juazeiro, Sobradinho e Campo Formoso, Estado da Bahia,** Bahia, BA, abr. 2018.

BRASIL. Lei 9985, de 18 de jul. de 2000. **Regulamenta o art. 225, § 1o, incisos I, II, III e VII da Constituição Federal, institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências**, Brasília,DF, jul 2010.

COSTA, Edson Aparecida; OLIVEIRA, Leonardo Morgado. **ANÁLISE DA IMPORTÂNCIA DA ENERGIA ELÉTRICA NO CRESCIMENTO ECONÔMICO BRASILEIRO**. VIII Encontro Latino Americano de Iniciação Cientifica e IV Encontro Latino Americano de Pós-Graduação – Universidade do Vale do Paraíba. 2004

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Participação de Empreendimento Eólicos nos Leilões de Energia no Brasil. **Evolução dos Projetos Cadastrados e suas características técnicas**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2018b.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 / Ministério de Minas e Energia**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2018a.

GRANADO, Juliete Ruana; SOUZA, Maria Claudia. **A Contextualização da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) no Brasil: a Experiência Brasileira com o Implemento do Processo de Pensamento Estratégico**. RDU, Porto Alegre, v. 12, n. 69, p.9-33, maio-jun, 2016

INEMA – Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos. Disponível em: http://www.inema.ba.gov.br/gestao-2/unidades-de-conservacao/apa/apa-gruta-dos-brejoes-vereda-do-romao-gramacho/. Acesso em: 25 fevereiro 2019.

IPCC, 2011: Relatório Especial do IPCC sobre Fontes de Energia Renováveis e Mitigação das mudanças climáticas. Preparado pelo grupo de trabalho iii do painel intergovernamental sobre mudança do clima [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S.

Kadner, T. reforço, P. Meier Eicke, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)]. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido e Nova Iorque, NY, EUA, 1075 pp.

LOBÃO, J. S. B.; VALE, R. D. M. C. IMPORTÂNCIA AMBIENTAL DO PARQUE ESTADUAL DE MORRO DO CHAPÉU EM FUNÇÃO DA FRAGMENTAÇÃO ECOSSISTÊMICA. **Revista GeoNordeste**, 2009.

MMA – Ministério do Meio Ambiente. **Avaliação ambiental estratégica**. Brasília: MMA/SQA, 92p. 2002.

SELIG, Paulo Mauricio *et. al*. Indicadores de Sustentabilidade em Processos de Avaliação Ambiental Estratégica. **Ambiente & Sociedade**. São Paulo v. XV, n. 3, p. 75-96, set-dez, 2012

SILVA, Frederico Rodrigues; PESSOA, Fernando. AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA COMO INSTRUMENTO DE PROMOÇÃO DO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL. **Revista Direitos Fundamentais & Democracia**. v. 8, n. 8, p. 301-329, jul-dez, 2010,

SIMAS, M. Pacca, S. (2012). Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. *Estudos Avançados*, 05 dezembro 2012.

PROPOSTA DE APL – ARRANJO PRODUTIVO LOCAL PARA O MERCADO EÓLICO NA BAHIA COM FOCO NO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL LOCAL.

Leonardo Maia Andrade[1], Ícaro T. A. Moreira[2]
1 Mestre em Energia UNIFACS/LAUREAT, 2 Prof Titular UNIFACS
leonardo_adm@hotmail.com, icarotam@gmail.com

RESUMO

O presente trabalho propõe um APL – Arranjo Produtivo Local para o mercado eólico no estado da Bahia, como meio de fomentar um desenvolvimento sustentável e organizado a médio e longo prazo, com base na interação entre os atores: empresas âncoras ou que alavancam essa cadeia econômica, fornecedores, sindicatos, instituições de ensino, comunidade e governo.

A análise dessa interação foi realizada através de levantamento de dados primários, secundários e estudo de campo no noroeste da Bahia (abrangendo os municípios de Jacobina, Várzea Nova, Umburanas, Campo Formoso, Morro do Chapéu e Cafarnaum) e Camaçari. Observou-se ao longo do trabalho o grau de interação e maturidade, passividade e proatividade entre os agentes do poder público e privado, considerando toda essa movimentação com base no livre mercado dentro da cultura de cada município estudado. O grau de representatividade e desenvolvimento local antes e depois da chegada dos empreendimentos associados à energia eólica nessas regiões foi observado, assim verificado o impacto na economia local.

A energia eólica na Bahia já se posiciona como um grande mercado; de acordo com a ABEEOLICA (2018) a Bahia é o segundo maior produtor de eólica do Brasil, com 3.525 MW instalados, atrás apenas do estado do Rio Grande do Norte 3.949 MW. A Bahia passará rapidamente para o primeiro colocado uma vez a capacidade será ampliada em mais 2.525 MW conforme dados da ANEEL (2018) o que representara mais de 70% de expansão para os próximos 5 anos, em torno de 37.875 empregos gerados, considerando uma média de 15 empregos por MW instalado ABEEOLICA (2018).

Palavras-chave: APL – Arranjo Produtivo Local, Energia Eólica, Industria Eólica, Cadeia Eólica, Desenvolvimento Sustentável.

INTRODUÇÃO

Conforme o mais recente relatorio da GWEC – *Global Word Energy Concil*, no seu relatorio *Global Wind Report* (2018), conclui um aumento de nossa segurança energética com maior produção interna de petroleo e gás natural (menos dependência de importações), aumento da geração de fontes renováveis (eólica, solar biomassa, hidrica) contribuindo para o aumento da sustentabilidade ambiental. Melhoria da qualidade e redução de preços da energia para o consumidor final causado por uma maior concorrência dos fornecedores de eletricidade por sua vez gerado pelos avanços das reformas no setor elétrico. A visão de médio e longo prazo do setor energético brasileiro é priorizar o desenvolvimento dos recursos energéticos disponíveis.

O Brasil possui alguns dos melhores recursos eólicos o mundo, capaz de suprir em três vezes a atual demanda de eletricidade. Atualmente, existem mais de 5 GW de projetos eólicos em andamento (ANEEL, 2018). Em novembro de 2018, o recorde de geração de energia eólica do Brasil foi quebrado produzindo 13,98% de toda energia consumida no SIN – Sistema Interligado Nacional, com fator de capacidade de 72,30%. Nesse mesmo mês, no Nordeste, a energia eólica forneceu mais de 74,12% da demanda de eletricidade, superando toda a geração anterior, com fator de capacidade de 76,58%, bem acima da média mundial de 25% (ABEEOLICA, 2019). A energia eólica posiciona-se como a tecnologia mais competitiva, com um preço médio de R$ 89,0/MWh e US$ 25,0/MWh em 2018 (BRASIL ENERGIA, 2019).

A macroeconomia no Brasil também passa por uma fase favorável; conforme divulgação da CNI – Confederação Nacional da Indústria, observa-se no gráfico abaixo a mais alta confiança do empresariado, desde fevereiro de 2013, reflete uma grande aposta na economia, portanto retomada dos investimentos, empregos, aquecimento do mercado como um todo.

Figura 1 - Índice de Confiança do Empresário Industrial (ICEI)

Fonte: CNI Confederação Nacional da Indústria, fev. de 2019.

Esse crescimento associado aos investimentos com base na credibilidade do empresariado interno e externo acarretará aumento da demanda em energia.

OBJETIVO DO TRABALHO

Compreender o papel da Energia Eólica e seu fator impactante na economia do país analisando a cadeia de geração de valor atual e com isso propor um modelo de Cadeia Produtiva com base em APL´s – Arranjos Produtivos Locais:

- Realizar mapeamento dos atores principais políticos e econômicos da indústria eólica do estado da Bahia.
- Analisar os níveis de abrangência dessa indústria no estado da Bahia e a geração de valor econômico dos empreendimentos em energia eólica.
- Analisar o nível de interação entre os atores econômicos de grande, médio e pequeno porte, considerando aspectos locais para propor arranjos de desenvolvimento sustentável econômicos, regionais e locais.

ENFOQUE

1. A fundamentação do APL

Na atual complexidade econômica em que as organizações empresariais dependem direta ou indiretamente um das outras com a globalização influenciando as atividades de negócios, toda economia seja local, regional ou nacional recebe esse tipo de influência. Uma vez a competitividade deriva-se de toda essa interação econômica do nível mundial ao local, faz-se necessário cada vez mais a busca efetiva por soluções de desenvolvimento através da inovação, otimização seja de processos, serviços ou produtos. Diferente de poucos anos atrás, onde a globalização não era impactante as empresas poderiam ter sua própria produção ou sistema como parâmetro, já que as interferências externas eram bastantes menores, se não dizer mínimas em relação aos dias atuais.

De acordo com Porter (1980) a abordagem tradicional enfoca a empresa como entidade autônoma e isolada, cujas vantagens competitivas estão associadas a características do setor.

A abordagem mais recente requer um sistema de gestão mais complexo e alinhado às necessidades de constante reinvenção, adaptações ao meio, inovação. Redes estratégicas de variados formatos e regiões de influência ligam as empresas entre si através de fornecedores, concorrentes, sindicatos, governo, associações e arranjos produtivos e outras diversas formas de parcerias.

As fronteiras das empresas não mais restringem-se ao aspecto físico e sim, agora, à aspectos mais sistêmicos (QUANDT, Carlos Olavo, 2012).

De acordo com o Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio (MDIC), avanços referentes aos agrupamentos ou clusters regionais têm se verificado cada vez nos dias atuais. A partir do ano de 2003, o governo federal passou a incentivar a implantação e organização dos APLs, instalando o Grupo de Trabalho Permanente (GTP) para arranjos produtivos locais, por meio da portaria ministerial n° 200, de 03 de agosto de 2004. APLs geram no Brasil 3 milhões de empregos (MDIC, 2018), por

isso a importância e apoio demandado pelo governo para impulsionar esses arranjos produtivos.

Enquanto que o conceito de *Cluster* tende a aglomeração, sem, contudo, obrigatoriedade de interação ou envolvimento entre os agentes e a comunidade, no APL a interação e cooperação passa a ser um fator relevante. Trata-se de uma articulação do setor produtivo, instituições e sociedade em torno de processos de produção, renda e inovação cooperada. As formas de organização de produção e escoamento com integração entre os agentes, a partir de uma visão do todo, caracteriza o fundamento do APL. O governo é um agente imprescindível para apoiar ações de um APL, através de políticas públicas, vinculadas a estratégia de desenvolvimento econômico e social, com geração de valor no território (MDIC, 2018).

2. Distribuição das montadoras de aerogeradores no brasil com destaque para a Bahia.

O Papel do governo do estado, através do SDE – Secretaria de Desenvolvimento Econômico, vêm organizando os empreendimentos em energias, principalmente a eólica, gerando com isso um parque industrial (cluster) nesse mercado, considerando a posição estratégica da Bahia, tanto para o escoamento no próprio estado, como para outros estados do nordeste e do Brasil.

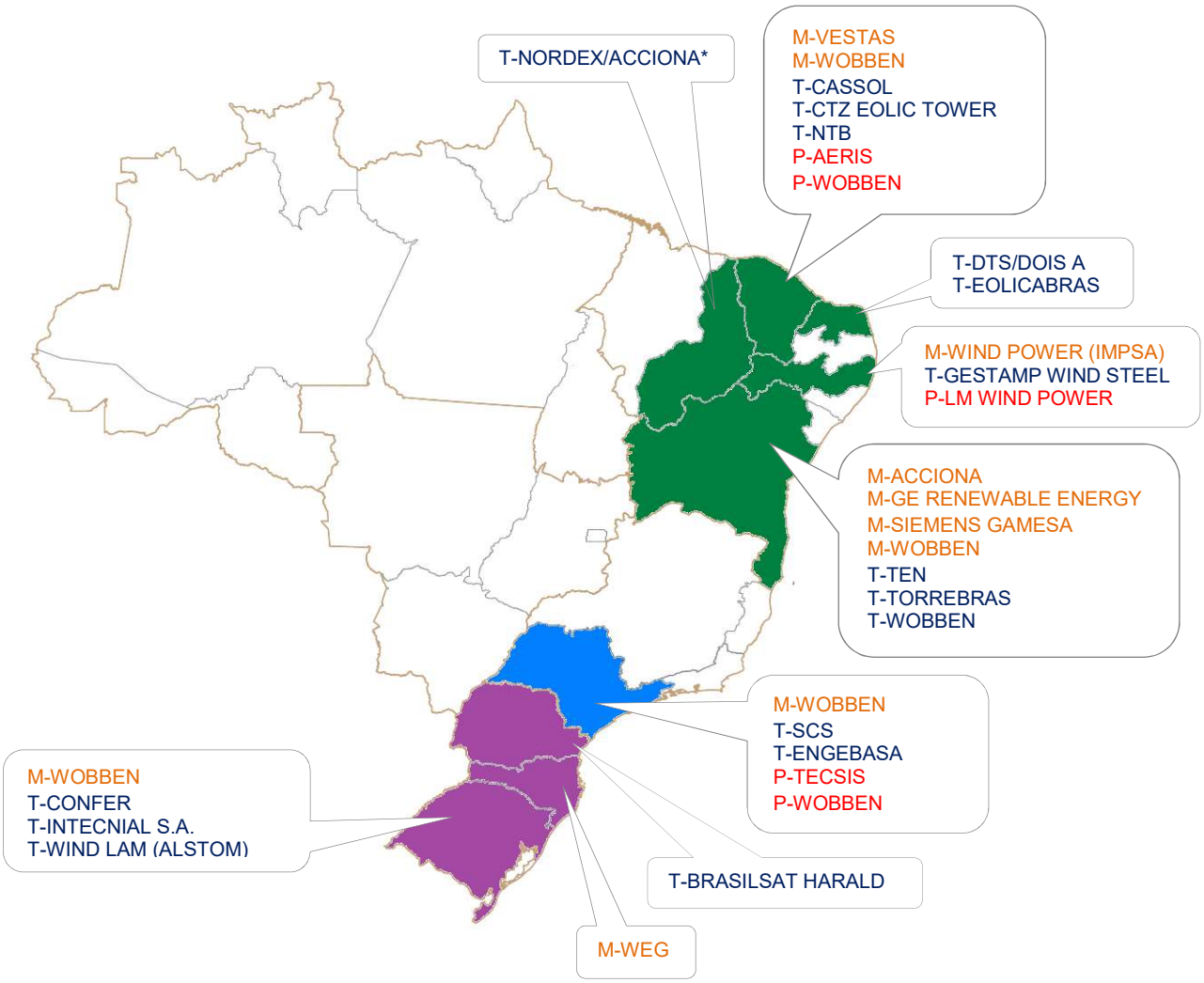
Ainda de acordo com o SDE (2018), atualmente a Bahia conta com um parque substancial de fabricação de peças e componentes, sendo acompanhado e incentivado pelo governo do estado, ao longo desse período. A cadeia produtiva da eólica na Bahia é puxada por grandes empreendimentos, ou empresas âncoras, como a GE *Renewable Power*, em Camaçari, inaugurada em 2011 pela Alstom, sendo posteriormente adquirida pela GE, tendo a produção triplicada de naceles desde a sua inauguração. Foi objeto de estudo "*in loco*" do presente trabalho. Torres Eólicas do Nordeste (TEN), fruto de parceria entre a GE e a brasileira Andrade Gutierrez, localizada estrategicamente no cinturão dos ventos em Jacobina e inaugurada em 2015, especializando-se na fabricação de torres de aço, também foi pesquisada "*in*

loco” nesse presente trabalho, vide capitulo 11. Dentro dessa linha de fabricação de torres temos também a Torrebras, origem espanhola, produzindo torres metálicas desde 2013, em Camaçari. Também temos mais uma fábrica de torres, sendo de concreto, a Wobben *Windpower*, no município de Juazeiro, desde 2015. Outra grande âncora a fábrica da Gamesa, de origem espanhola, na linha de produção de naceles, desde 2011, também em Camaçari, sendo concorrente da GE. Nessa mesma linha de fabricação e origem espanhola ainda temos a fábrica da Acciona *Windpower*, localizada em Simões Filho, fabricando também cubos de hélices, além das naceles.

Apesar da baixa contratação em 2015 e a contratação zerada em 2016, essas empresas âncoras permaneceram com seus parques fabris, sendo a TECSIS que fabricava pás no município de Camaçari, a única a fechar sua produção na Bahia, migrando para Sorocaba, em 2018 (Portal G1, 2018).

Observa-se na figura abaixo que a Bahia se destaca em investimentos de tecnologia industrial de equipamentos em energia eólica, tendo 40% (quarenta por cento) das montadoras nacional de nacele instaladas em território do estado. Deduz-se que esse número pode aumentar, conforme potencial do estado.

Figura 2 - Localização das plantas de fornecedores de aerogeradores no Brasil.



Legenda:

M-Montadoras de Nacele

T-Torres de aço/concreto

P-Pás

*Informação da localização fornecida no site da empresa

Fonte: ADBI (2018), IBGE - Mapa Mudo (2019).

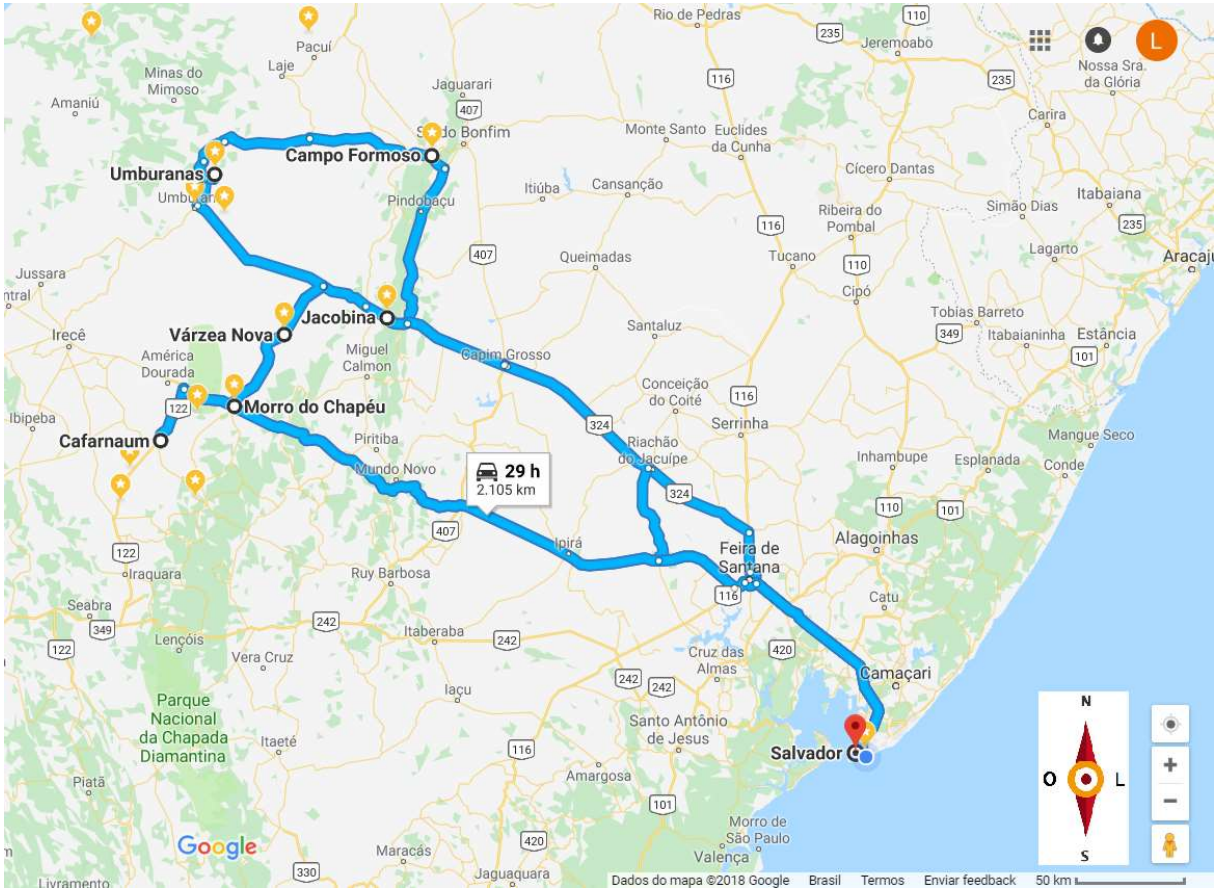
Elaboração: próprio autor

3. **O papel do APL Arranjo Produtivo Local no desenvolvimento na cadeia de energia eólica na Bahia, caso prático:**

Este trabalho compreendeu a Visita de Campo de atores do APL Eólico no noroeste da Bahia, no segundo semestre de 2018, compreendendo um trajeto total de 2.500 kms em região de concentração dos parques eólicos e alta capacidade de geração; abrangendo os municípios de Jacobina, Várzea Nova, Umburanas, Campo Formoso, Morro do Chapéu e Cafarnaum. Também foi realizada visita no município de Camaçari na região metropolitana de Salvador.

A figura 3, a seguir, ilustra o roteiro principal, não incluindo a movimentação na RMS Região Metropolitana de Salvador.

Figura 3 - Roteiro de Campo



Fonte: Google Maps

Elaboração: próprio Autor, 2018.

Município Morro do Chapéu

Conforme observado em levantamento acima (ANEEL, 2018), no município de Morro do Chapéu, 8 parques em operação com uma capacidade de 231,8 MW. Considerando uma média de geração de 15 empregos por MW (ABEEOLICA, 2018), têm-se uma perspectiva de ter sido gerado em torno de 3.477 empregos, sendo em depoimento acima citado algo em torno de 2.000 empregos na região, ou seja uma média de 57% de empregos na região, conforme percepção do entrevistado, somente com os parques em operação, o restante estimado de 1.477 distribuem-se no restante da cadeia (pesquisa, fabricação, transporte, etc.). Tratando-se de perspectiva presente, temos ainda mais 8 parques em construção que irão possuir uma capacidade instalada de 223,2 MW, ou seja, uma estimativa de 3.348 empregos. Essa região municipal de Morro do Chapéu, continua bastante promissora, uma vez mostra-se registrado em DRO – Despachos de Registro de Recebimento de Requerimento de Outorga (DRO), o total de 48 parques com 1.376,4 MW de capacidade instalada, sejam para concorrerem no mercado livre ou em leilões.

Em consulta ao site do IBGE, censo 2016, o salário médio mensal estava em 1,9 salários mínimos, com 7,1% da população ocupada, correspondente a 2.613 pessoas. Vale ressaltar que os principais parques eólicos tiveram a implantação nesse período, o que se conclui que a energia eólica foi crucial para o levantamento da economia da região.

Município de Cafarnaum

Conforme ANEEL (2018), no município de Cafarnaum existem 3 parques em operação com uma capacidade de 89,9 MW. Considerando uma média de geração de 15 empregos por MW (ABEEOLICA, 2018), têm-se uma perspectiva de ter sido já gerado em torno de 1.350 empregos, sendo em depoimento acima citado correspondendo com esse total, tratando-se de empregos na região. Tratando-se de perspectiva futura, está registrado em DRO – Despachos de Registro de Recebimento de Requerimento de Outorga, 1 parque com 20 MW de capacidade instalada, seja para concorrer no

mercado livre ou em leilões, esse projeto tende a aproveitar muito mais rápido a mão de obra local, já capacitada pelos empreendimentos anteriores, e com menor custo.

A ENEL Green Power, é atualmente o operador em Cafarnaum e o maior *player* eólico e solar do Brasil. O Grupo tem uma capacidade instalada de energias renováveis de cerca de 2,9 GW, por meio de suas subsidiárias EGPB e Enel Brasil, dos quais 842 MW são de energia eólica, 819 MW de energia solar fotovoltaica e 1.270 MW de energia hidrelétrica. A companhia também conquistou recentemente contratos para uma capacidade total renovável de mais de 1 GW nos leilões brasileiros A-4 e A-6, realizados em 2017. No mundo, a empresa atua em 34 países em cinco continentes, totalizando uma capacidade instalada de 88 GW. No Brasil, a EGP possui foco maior na Bahia.

Município de Campo Formoso

Complexo Eólico de Morrinhos

Gerido pela empresa Atlantic Energias Renováveis. Composto por 90 turbinas aerogeradores de 2 MW cada de capacidade instalada, totalizando 180 MW, 6 parques eólicos com capacidade de abastecer em torno de 500.000 residências, 40 kms de terra, abrangendo os municípios de Petrolina-PE e Campo Formoso-BA (ATLANTIC, 2018)

Ações sócio ambientais pela Atlantic (impactos positivos): medição de ruído e monitoramento da fauna e flora local, relacionamento com a comunidade, 35 km de estradas construídas de acesso aos parques, 300 metros de poços artesianos construídos, 36 km de melhorias de acessos já existentes.

Aspectos técnicos: na subestação de Campo Formoso a energia é elevada à 260 kv para operação, 5 km de linha de transmissão.

Complexo Eólico Delfina

Gerido pela empresa ENEL Green Power. Localizado entre os municípios de Juazeiro e Campo Formoso. Todo o contingente de implantação do parque foi alojado diretamente no site, construindo alojamentos com estrutura o que facilitou e agilizou a

implantação do parque, diminuindo transportes do pessoal, riscos de acidentes de percurso e custos. Foram empregados 1.000 trabalhadores nessa obra, sendo utilizado 70% dessa mão de obra oriunda do estado da Bahia, em consenso com o SINTEPAV – Bahia (Sindicato dos Trabalhadores da Construção Pesada e Montagem Industrial do Estado da Bahia). 90 aerogeradores divididos em 7 subparques, gerando 860 GW hora por ano. Modelos dos aerogeradores V11080HH. Subestação composta de 2 transformadores de 100 MVA, totalizando 200 MVA, que elevam a tensão de 34,5 para 230 KV que passa a ser transportado pela linha de transmissão. Esse complexo representou para a ENEL o maior desafio nas questões fundiárias devido à sua extensão: 90 km de linha de transmissão, envolvendo mais de 330 proprietários, requerendo bastante trabalho na negociação e liberação dessas áreas. A área do parque é composta de 4 propriedades sendo 3 pertencentes à associação de produtores rurais.

Ações sócio ambientais pela ENEL (impactos positivos): Ouvidoria móvel, reuniões mensais com a comunidade estreitam os laços de entendimento do empreendimento.

Aspectos Ambientais: O Complexo Delfina localiza-se em uma APA – Área de Proteção Ambiental, denominada de Boqueirão da Onça, 900 hectares de floresta caatinga e cerrado. Há um programa de monitoramento da arara azul e onça parda e pintada.

Tabela 1 - Panorama de parques eólicos nos municípios visitados:

CAPACIDADE INSTALADA EM kW E NUMERO DE PARQUES EÓLICOS (POR MUNICIPIO)

MUNICÍPIO	CONSTRUÇÃO		CONSTRUÇÃO NÃO INICIADA		OPERAÇÃO		TOTAL GERAL	
	Nº de Parques	Potência	Nº de Parques	Potência	Nº de Parques	Potência	Nº de Parques	Potência
Morro do Chapéu(BA)	8	223.250	3	78.000	8	231.800	19	533.050
Campo Formoso(BA)	0	0	5	144.400	13	360.000	18	504.400
Cafarnaum(BA)	0	0	0	0	3	89.900	3	89.900
Umburanas(BA)*	1	29.700	0	0	0	0	1	29.700
Total Geral 4 Municipios	**9**	**252.950**	**8**	**222.400**	**24**	**681.700**	**41**	**1.157.050**
Total Geral Bahia	**72**	**1.510.650**	**50**	**1.015.500**	**111**	**2.791.041**	**233**	**5.317.191**
Total Partic % dos 4 municípios na Bahia	*12,5%*	16,7%	*16%*	21,9%	*22%*	24,4%	17,6%	21,8%
Total Geral Brasil	**114**	**2.528.650**	**112**	**2.696.686**	**538**	**13.217.439**	**764**	**18.442.775**
Total Partic % dos 4 municípios no Brasil	*7,9%*	10,0%	*7,1%*	8,2%	*4,5%*	5,2%	5,4%	6,3%

* Parque compartilhado com o município de Sento Sé

Fonte: ANEEL (2018)
Elaboração: próprio autor

Observa-se na tabela acima que os municípios produtores de energia eólica visitados representam juntos 24,4% da produção de energia eólica atual da Bahia em operação. Dentro do universo geral no Brasil, em termos de potência, os parques nesses municípios representam 5,2% da produção nacional, 8,2% dos parques em construção, e 10% dos parques em construção não iniciada.

Município de Jacobina

Visita técnica à TEN – Torres Eólicas do Nordeste, em 25/07/2018.

Empresa formada pela joint venture entre a Alston GE (49%) e Andrade Gutierrez (51%), resultado de um investimento de cerca de 30 milhões de euros (R$ 100 milhões). Capacidade de produção de 200 torres/ano. Instalada em um terreno de 22.000 m² em um terreno total de 142.000 m². Possui em seu quadro 80% de mão de obra local e 20% de mão de obra de fora (geralmente técnicos e gestão), em um total de 500 empregados da TEN e 30 empregados terceirizados. Possuem estação própria de tratamento de esgoto.

Município de Umburanas

Não há parques propriamente instalados ou em construção no município, existem atualmente 3 projetos registrados em DRO – Despacho de Registro de Outorga, porem há uma localização estratégica, beneficiando o município. É uma cidade de trânsito e apoio à movimentação do mercado eólico nas redondezas.

Município de Camaçari

A GE, localizada no município de Camaçari, adquiriu ALSTOM (parte dessa companhia na área energia) em setembro de 2015, e com isso a fábrica passou a ser chamada de GE *Renewable Energy* (Exame, 2015). Atualmente com 140 empregados contratados diretos e 50 indiretos oriundos da área metropolitana (Camaçari, Dias Dávila, Simões Filho, Salvador). Executa a montagem de naceles, o qual tem sob norma legal de 60% de conteúdo nacional. No Brasil a GE já soma 3.000 turbinas, totalizando 5,5 GW (Ambiente Energia, 2018).

Município de São Sebastião do Passé

Ormazabal do Brasil Equip. de Distribuição de Energia Ltda

Localização da filial pesquisada: município de São Sebastião do Passé/BA

Quantidade de empregados: 14 diretos e 5 indiretos.

Laboratório de alta tensão: O mais moderno em todo o mundo (2008)

Brookfield Energia Renovável

A empresa encerrou 2017 com 65 unidades geradoras, sendo 42 hidrelétricas, 19 parques eólicos e quatro usinas de cogeração a partir de biomassa, somando uma capacidade instalada de 1.500 MW, 25% superior à de 2016.

Quantidade de empregos diretos: 200

Quantidade de empregos indiretos: 100

Empresa sediada em Jacarepaguá-Rio de Janeiro-RJ, não há filial na Bahia.

Com base nas empresas visitadas e na literatura podemos sugerir a atuação de um APL – Arranjo Produtivo Local, organizando o mercado eólico na Bahia, tornando mais eficiente as relações entre os atores de maneira a gerar um ambiente de sustentabilidade econômica, social e ambiental.

A tabela 2 abaixo relaciona os impactos positivos de um APL, demonstrando os diversos aspectos atingidos, que por sua vez geram sustentabilidade econômica, social e ambiental a curto, médio e longo prazo, fortalecendo assim os municípios tanto produtores como os municípios associados a energia eólica como por exemplo, por possuírem fábricas, linhas de transmissão, logística.

Tabela 2 - Impactos positivos de um APL de Energia Eólica

DESCRIÇÃO	IMPACTOS POSITIVOS DO APL EÓLICO
Otimização dos recursos produtivos (maquinário, sistemas de logística e de apoio técnico compartilhado).	- Diminuição de emissão de CO^2. - Menos trepidação no solo. - Menor abertura de vias de acesso. - Menor supressão da fauna e flora.
Capacitação compartilhada da mão de obra local.	- Diminuição de deslocamento das pessoas gerando menos emissão de CO^2.
Mão de obra local já capacitada.	- Criação de centro em comum de aproveitamento da mao de obra local, já capacitada em empreendimentos anteriores.
Foco no arranjo de desenvolvimento local.	- Geração de empregos local. - Elevação do capital social.
Tecnologia e criação de novos processos de produção sustentáveis.	- Preservação do meio-ambiente. - Aproveitamento de subprodutos e resíduos.
Aprendizagem com base nos empreendimentos anteriores.	- Compartilhamento dos acertos e erros dos empreendimentos anteriores com base na dinâmica local, favorecendo o aumento da curva de aprendizagem, mesmo entre empresas concorrentes, visando o bem em comum à comunidade e ao desenvolvimento local sustentável.
Melhores práticas.	- Adoção de melhores práticas, sejam locais, adquiridas com aumento da curva de aprendizagem ou de referências nacional ou estrangeira. Melhoria em geral nos processos operacionais inerentes à atividades eólica local.
Cooperação entre os atores.	- Compartilhamento de conhecimento entre os atores, assim como de know how, infraestrutura, locações, equipamentos, mão de obra qualificada, reduzindo custos e aumentando a competitividade como um todo.
Linhas de financiamento	- Adoção de linhas de financiamento em conjunto dos atores do poder privado (pequenas e médias empresas) aumentando o poder de barganha perante os credores e diminuindo o custo do capital investido.

Elaboração: próprio Autor, 2018.

Quanto aos impactos negativos abaixo descritos, tomam como princípio o não cumprimento eficaz dos princípios do APL, descritos no parágrafo anterior. Considera-se também o tamanho dos empreendimentos eólicos comparados ao pequeno porte da maioria dos municípios, gerando com isso impacto e expectativa psicológica da população, especulação imobiliária, entre outros, como descrito na tabela 3 a seguir. Outros impactos tais como poluição visual, supressão de vegetação não estão descritos como negativo, pois são inerentes à atividade de implementação de parques eólicos, sendo que no APL o objetivo é justamente a diminuição; por isso aparecem nos aspectos positivos (otimização dos recursos produtivos) e não nos negativos.

Tabela 3 - Impactos negativos de um APL de Energia Eólica

DESCRIÇÃO	IMPACTOS NEGATIVOS DO APL EÓLICO
Aumento da expectativa psicológica da população.	- Aumento de expectativa da população além do que os empreendimentos podem fornecer.
Especulação imobiliária.	- Aumento do preços dos imóveis locais sejam para aluguéis ou venda.
Favorecimento de informações.	- Uso de informações centralizadas e organizadas na APL (com propósito do bem em comum) por pessoas ou entidades detendoras de poder econômico e/ou social com finalidade de favorecimento próprio.
Articulação do atores.	- Articulação ineficaz entre os atores do APL Eólico, favorecendo alguns em detrimento dos demais, tomando como exemplo oportunidades de mercado ou negócios local, comunidades impactadas não ouvidas.
Inchaço dos equipamentos públicos.	- Aumento da movimentação e quantidade de pessoas residentes, causando sobrecarga dos equipamentos públicos tais como hospitais, cartórios, escolas, creches.
Sobrecarga da infraestrutura municipal.	- Aumento da movimentação e quantidade de pessoas residentes, causando sobrecarga da estrutura municipal no comércio local em geral; restaurantes, supermercados, hotelaria, abastecimento de combustível.

Elaboração: próprio Autor, 2018.

CONCLUSÃO

Este trabalho abordou a principal questão que torna o homem capaz de sobreviver, se desenvolver e influenciar o mundo ao redor: a capacidade de se organizar em comunidades (arranjos) de suprimentos de serviços, materiais e conhecimento que, através de interação, cooperação, agregam valor aos atores participantes e à sociedade como um todo; tudo isso em meio ao sistema capitalista de produção e desenvolvimento que aqui intitulamos conceitualmente de APL´s. Esses arranjos Produtivos Locais, com foco em Energia Eólica na Bahia (região noroeste) foram observados na prática, mediante coleta de dados primários das instituições tanto privadas como públicas. O diagnóstico conclui que o mercado eólico nessas regiões observadas são praticamente auto organizáveis, dinâmicos e reativos: a comunidade local (instituições de ensinos, prefeituras, entidades de classe e comércio) aguardam as principais empresas de eólicas chegarem e contatarem. Não parece haver um movimento ativo, planejado, mais organizado, centralizado ou mais unido no sentido de cooperação com objetivo de sustentabilidade a longo prazo. Primeiramente em parte da própria complexidade dos projetos eólicos, que por sua vez abrangem desde a parte latifundiária (em muitas ocasiões com terras com escrituração incompleta, derivadas de anos anteriores e sem proprietários definidos em cartório), inchaço dos equipamentos públicos (hospitais, escolas de formação, cartórios, etc.) derivados de alta repentina de demanda, muitas vezes em cidades pequenas de 17 mil habitantes ou menos e com IDHM historicamente baixo (caracterizando pouca infraestrutura no geral, mesmo para a população nativa).

Como sugestão, um trabalho coordenado de iniciativa com cooperação entre instituições públicas (representantes do governo local, ou seja, prefeituras do municípios onde são gerados a energia eólica com apoio do governo do estado), empresários locais e comunidade, de construir uma infraestrutura de suporte independente para esses empreendimentos (mesmo nos serviços básicos desde alimentação, assistência médica e odontológica, lazer) além de não onerar os equipamentos públicos de infraestrutura (hospitais, postos de saúde, escolas, creches, etc.) capacitará a população de maneira otimizada e coordenada. Isso inclui todo um planejamento e um trabalho preventivo para otimizar os benefícios de um APL assim como minimizar, de maneira proativa, os efeitos negativos, tal como

especulação imobiliária e aumento de violência e criminalidade. Considerando que o próprio governo já realiza as divulgações dos empreendimentos a cada leilão, através de informações abertas ao público, é fundamental essa antecipação por parte dos atores aqui citados.

Dentro desse contexto, estamos comentando sobre uma projeção ideal em termos de otimização dos principais atores do mercado eólico, no que tange à cooperação entre esses com o objetivo da sustentabilidade local, a longo prazo.

Mesmo sem a pré organização dos principais atores regionais locais, em muitos casos as empresas âncoras, operadoras dos parques e geradora da energia, já possuem uma larga experiencia nesses projetos eólicos (como é o caso da ENEL GREEN POWER) na região de Cafarnaum e Morro do Chapéu, influenciando para melhor a comunidade onde se estabelece, seja através de empreendimentos de desenvolvimento e capacitação junto à mão de obra local, ou de apoio à comunidade (muitas vezes não relacionado diretamente com as atividades fim de energia eólica, como por exemplo apoio às cooperativas de produção de confecção de roupas, plantios de culturas, etc.). Ou no exemplo da ENGIE, desde capacitação em cursos diretos aos empreendimentos eólico e cursos correlatos, até investimentos diretos no município (projeção de R$ 5 milhões em projetos sociais), sendo até agora já investidos R$ 2 milhões, sendo por último mês de agosto em uma reforma de praça poliesportiva. Essas parcerias técnicas quando bem administradas, com visão do bem coletivo, de fato aumentam a qualidade de vida no município. Quando não bem administradas também geram efeitos colaterais tais como especulação imobiliária, prostituição, aumento da violência derivados da riqueza circulante associado a falta de estrutura local. Vale ressaltar, contudo que essas grandes empresas, mesmo detendo experiências anteriores, não podem abraçar e organizar todo o sistema, seja por questões de foco no negócio ou por questões de peculiaridades e complexidade específica e regional do empreendimento. Novamente as palavras chaves para o bom desenvolvimento local sustentável chama-se planejamento e cooperação entre os atores do APL.

A importância desse trabalho foi de realizar o levantamento do comportamento do conglomerado de agentes da energia eólica na Bahia, em cada município citado, levando-se em conta as dificuldades de pesquisa, tais como a não disponibilidade de

dados organizados pelo setor público (como por exemplo a arrecadação de empresas associadas à energia eólica e quantidade de pessoas capacitadas em determinado município). Para tanto a coleta de percepções individuais de representantes do setor público associado a dados estatísticos de energia instalada x geração de empregos, assim como a pesquisa, serviram como balizamento para as conclusões desse trabalho.

Como sugestão para a continuidade de futuras pesquisas referente ao desenvolvimento do APL de Energia Eólica da Bahia, uma vez o APL é por natureza dinâmico, é fundamental que o poder público municipal e estadual promovam a integração entre os agentes, ou que essa iniciativa ocorra através de associações do poder privado, periodicamente medindo o grau de desenvolvimento e organização do APL Eólico Local e na Região, através de indicadores de sustentabilidade. Integração e cooperação é o fator chave para o desenvolvimento do APL, por isso a importância de agentes de integração. As dificuldades, gargalos e oportunidades, podem ser compartilhadas com empresas interessadas em fornecerem soluções ágeis e customizadas e de maneira coordenada entre si; sejam empresas que possam instalar-se diretamente na região ou com estrutura mais simples e ágeis como *startups*, por exemplo. E, por último, a referência e comparação das melhores práticas podem ser disseminadas e aplicadas em outras regiões servindo de referência para o desenvolvimento do APL de Energia Eólica.

REFERÊNCIAS:

ABDI - Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial, **Atualização do Mapeamento da Cadeia Produtiva de Industria Eólica do Brasil**, 2018, pgs 20-33.

QUANDT, Carlos Olavo. **Redes de Cooperação e Inovação Localizada: Estudo de Caso de um Arranjo Produtivo Local** DOI: 10.5773/rai. v1i1. 674. RAI: Revista de Administração e Inovação, v. 9, n. 1, p. 141-166, 2012.

Porter, M. E. (1980, p.). **Competitive advantage**. New York: The Free Press.

FILARDI, Fernando; FREITAS, Angilberto Sabino; DUTRA, Rafael Travassos. **Análise do Processo de Inserção das Micro e Pequenas Empresas no Arranjo Produtivo Local (APL) de Petróleo, Gás e Energia de Duque de Caxias (RJ)**. REGE Revista de Gestão, v. 20, n. 4, p. 441-460, 2013.

MDIC - Ministério do Desenvolvimento da Industria e Comercio: Disponível em: http://www.mdic.gov.br/index.php/competitividade-industrial/setor-automotivo/rota2030/111-noticias/competitividade-industrial/996-monteiro-**arranjos-produtivos-locais-representam-a-diversidade-complexidade-e-grandeza-do-nosso-pais**. Acessado em 15/12/2018.

MDIC - Ministério do Desenvolvimento da Industria e Comercio: **Arranjos Produtivos Locais e Desenvolvimento,** disponível em: <http://www.mdic.gov.br/index.php/galeria-de-videos?videoid=DzZo5E5Dwus> , acesso em 20/09/2018.

EPE EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2050: Cenário socioeconômico e demanda de energia**, Rio de Janeiro, p. 6, 2014.

LASTRES, Helena MM; CASSIOLATO, José Eduardo. **Novas políticas na era do conhecimento: o foco em arranjos produtivos e inovativos locais**. Parcerias estratégicas, v. 8, n. 17, p. 05-30, 2010.

MME – Ministério das Minas e Energia, **Plano Nacional de Energia 2030**, 2006-2007.

http://www.mdic.gov.br/index.php/**competitividade-industrial/arranjos-produtivos-locais**, atualizado em 18/01/2018, acesso em 23/09/2018.

ORMAZABAL VELATIA: https://www.ormazabal.com/br/sobre-n%C3%B3s/quem-somos, acessado em 24/09/2018.

https://g1.globo.com/sp/sorocaba-jundiai/noticia/2018/07/18/**tecsis-retoma-atividades-em-sorocaba**-e-recontrata-parte-dos-ex-funcionarios.ghtml, acessado em 25/10/2018.

http://www.**venergia**.com.br/o-que-fazemos/producao-de-energia/, acessado em 24/09/2018.

Previsão FMI para o Brasil, Disponível em: https://g1.globo.com/economia/noticia/2019/01/21/fmi-preve-pib-menor-do-brasil-em-2018-mas-melhora-projecao-para-2019.ghtml. Acesso em: 30/01/2019.

https://cenarioseolica.editorabrasilenergia.com.br/2019/01/14/**eolicas-e-leiloes-de-energia**-uma-historia-de-12-anos/. Acesso em: 31/03/2019.

AGRADECIMENTOS:

Brookfield Energy, EGP – Enel Green Power, GE Renewable Power, Ormazabal Velatia, PERBRAS, Prefeituras de Cafarnaum, Campo Formoso, Morro do Chapeu e Umburanas. SEBRAE Energia-BA.

BIOGRAFIAS:

Leonardo Maia Andrade: Mestre em Energia pela UNIFACS/LAUREAT, MBA em Gestão de Pessoas (UNIFACS/LAUREAT), MBA em Gestão Empresarial (UFRJ/INT/UCSAL), Bacharel em Administração (UNIFACS). Gestor de Negócios com 22 anos de experiência na área de Energia com foco em Planejamento e Gestão Estratégica, Recursos Humanos, Formações de Equipes e Desenvolvimento de Pessoas, Licitações, Comercial, SMS-Segurança Meio Ambiente e Saúde, SGI Sistema de Gestão Integrada.

Ícaro T. Andrade Moreira: Mestrado em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente (IGEO/UFBA) e Doutorado em Geologia Ambiental, Hidrogeologia e Recursos Hídricos (IGEO/UFBA). Atualmente é Pesquisador/Colaborador do Programa de Pós-Graduação em Energia (UNIFACS), do Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Regional e Urbano (PPDRU-UNIFACS) e do Doutorado em Engenharia Química (UFBA-UNIFACS). Também é Pesquisador/Professor Visitante do Programa de Pós-Graduação em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente (IGEO/UFBA). Tem experiência de mais de 10 anos em Projetos de Biomonitoramento Ambiental de ambientes aquáticos e na Avaliação e Recuperação de Áreas Degradadas (Estudo ecológico, avaliação de riscos ecológicos, biorremediação, fitorremediação, biotecnologias).

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS GERADOS EM EMPREENDIMENTO EÓLICOS

Sâmya L. de M. Confessor [1], José W. F. Machado[1], Eliane C. de B. Souza[1], Pedro H. P. da Costa[1], Thanyze S. F. Doca[1]

1 Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte | João Câmara

BR 406, Km 73, nº 3500, Perímetro Rural, João Câmara-RN | CEP: 59550-000

Samya.medeiros@ifrn.edu.br , wallace.ferreira@academico.ifrn.edu.br, eliane.cristina@academico.ifrn.edu.br, henrique.pereira@academico.ifrn.edu.br, thanyze.souza@academico.ifrn.edu.br

RESUMO

Devido as perfeitas condições climáticas encontradas no nordeste brasileiro, uma velocidade bem superior à necessária para geração de energia, o vento é unidirecional e estável, sem rajadas. Isso significa que a energia é produzida o tempo todo. Por isso, vários parques eólicos foram e ainda serão construídos. As instalações dos empreendimentos eólicos causam impactos tais como: ruído, uso do solo, erosão, interferência na fauna, desmatamento, interferência eletromagnéticas e efeito paisagístico, além de impactos econômicos nas microrregiões onde estes se localizam. Logo, a implantação de um parque eólico em determinada localidade deve levar em consideração todos os impactos gerados. O objetivo do presente trabalho é analisar os impactos ambientais e sociais causados pela implantação dos parques eólicos. Para responder esta questão foi realizada uma revisão bibliográfica. O levantamento bibliográfico proporcionou a ciência de que há um potencial eólico expressivo, porém, o setor eólico ainda necessita de medidas eficientes que possibilitem o seu estabelecimento. O efeito socioeconômico representado através da geração de renda, como consequência das implementações de complexos eólicos, comprova um papel imprescindível dos impactos positivos decorrentes do investimento em geração de energia eólica.

Palavras-chave: *Parques eólicos; impactos; energia.*

ABSTRACT

Due to the perfect climatic conditions found in northeastern Brazil, a speed well above that required for power generation, the wind is unidirectional and stable, without gusts. This means that energy is produced all the time. Therefore, several wind farms have been and will still be built. The installations of wind farms cause impacts such as: noise, land use, erosion, fauna interference, deforestation, electromagnetic interference and landscape effect, as well as economic impacts in the microregions where these are located. Therefore, the implementation of a wind farm in a given locality should take into account all the impacts generated. The objective of this work is to analyze the environmental and social impacts caused by the implementation of wind farms. To answer this question a bibliographic review was carried out. The bibliographical survey provided the knowledge that there is significant wind potential, but the wind sector still needs efficient measures to enable its establishment. The socioeconomic effect represented by income generation, as a consequence of the implementation of wind power complexes, proves an essential role of the positive impacts resulting from the investment in wind power generation.

Keywords: *Wind farms; impacts; energy.*

INTRODUÇÃO

A disponibilidade de energia é um fator de fundamental importância para o desenvolvimento econômico e social do país. Por isso, o setor energético é estratégico para o desenvolvimento. De acordo com a ABEEólica (2018) mais de 50 GW de energia eólica foram instalados no mundo em 2017. O crescimento do setor eólico é inegável, no Brasil não é diferente. O nordeste brasileiro é uma região privilegiada, pois possui condições ideais para a produção de energia eólica.

Além de ter uma velocidade bem superior à necessária para geração de energia, o vento na região é unidirecional e estável, sem rajadas. Isso significa que a energia é produzida o tempo todo. Por isso houve implantação de vários parques eólicos para geração de eletricidade. Mas, é necessária uma metodologia de exploração, a fim de alinhá-la com o conceito de sustentabilidade, onde se busca modelos de evolução com prevalência ambiental e social.

No domingo, 19 de agosto de 2018, de acordo com ABEEólica (2018) o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) registrou novo recorde horário de geração eólica, com máxima diária de 8.247 MW às 9h28min, atendendo 98% da demanda do Nordeste. No período de 8h às 10h, a geração

eólica atendeu a praticamente 100% da demanda do Nordeste, logo é uma fonte de energia que gera emprego e renda, além de eletricidade. De acordo com o Relatório da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em março de 2018 o setor eólico movimentou R$ 331,9 milhões, o que justifica a importância desse setor para a economia.

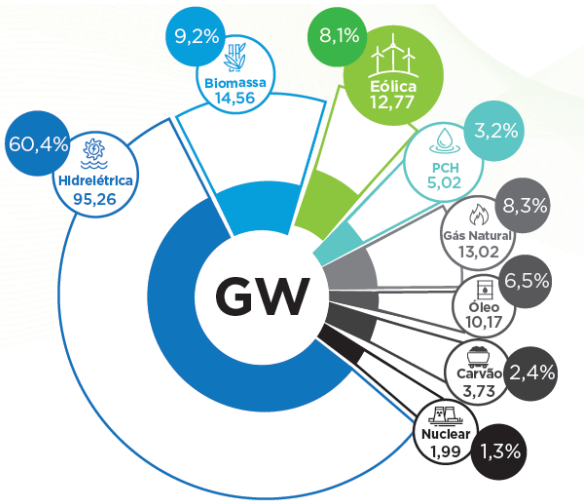
Portanto o processo de licenciamento ambiental é uma ferramenta da Política Nacional do Meio Ambiente que busca garantir o desenvolvimento sustentável de empreendimentos ou atividades potencialmente poluidoras. Com isso, o objetivo do presente trabalho é analisar os impactos ambientais e sociais causados pela implantação dos parques eólicos.

ENERGIA EÓLICA E SUA EXPANSÃO NO BRASIL

A energia eólica pode ser entendida como a energia proveniente dos movimentos das massas de ar. Segundo Tendero (2013), os movimentos das massas de ar são decorrência do aquecimento desigual na superfície terrestre e o constante movimento da Terra. Neste movimento as massas de ar carregam uma energia cinética através do vento.

De acordo com Pinto, (2011), um aerogerador ou turbina eólica é um equipamento que capta parte da energia cinética do vento inicialmente transformando-a em energia mecânica e posteriormente em energia elétrica. Assim, a energia eólica apresenta-se como uma alternativa renovável na Matriz Energética Nacional. Conforme observado na Figura 1.

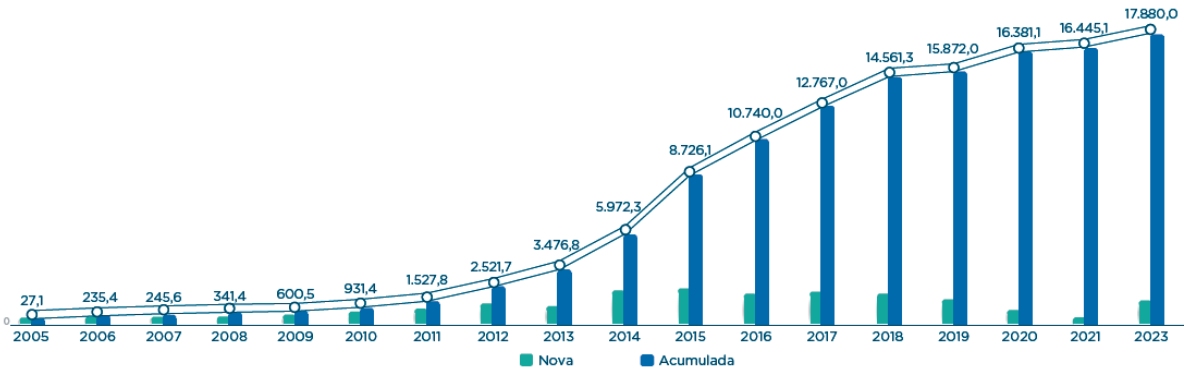
Figura 1: Matriz elétrica nacional.



Fonte: ABEEólica, 2018.

De acordo com ABEeólica (2018), o Brasil possui uma quantidade de 568 usinas que juntas somam uma capacidade instalada de 14,34 GW, o que representa 7000 aerogeradores instalados no país, com isso o Brasil ocupa o oitavo lugar entre os países com a maior capacidade instalada. Na Figura 2 é apresentado a evolução e projeção da fonte eólica em MegaWatt (MW) de 2005 até 2023.

Figura 2: Evolução da capacidade instalada em MW



Fonte: ABEEólica, 2018.

Segundo Rodrigues, Nepomuceno, Morais (2017), o aumento na produção deve-se aos incentivos governamentais ocorridos após a crise energética de 2001, para a contratação de energia eólica no Brasil e outras fontes renováveis no país. Este incentivo ocorreu através da criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), programa instituído por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

A partir dos incentivos, vários estados com potencial eólico receberam investimentos, como é o caso da região nordeste do país. De acordo com os dados da ABEEólica (2018), o subsistema Nordeste possui geração próxima à geração total do sistema eólico brasileiro tendo representado em 2017 84%, conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3: Geração por estado 2017 MW médio

Região	2016 Geração (TWh)	2016 Representatividade	2017 Geração (TWh)	2017 Representatividade	% de crescimento
Sudeste	0,07	0,2%	0,08	0,2%	13%
Sul	4,83	15,1%	5,84	14,4%	21%
Nordeste	21,17	84,7%	33,99	84,0%	25%
Norte	--	--	0,55	1,4%	--%
Total	**32,07**	**100%**	**40,46**	**100%**	**26,2%**

Os cinco estados com maior geração no período de 2017 foram Rio Grande do Norte (13,24 TWh), Bahia (7,79 TWh), Rio Grande do Sul (5,58 TWh), Ceará (5,10 TWh) e Piauí (4,59 TWh).

Fonte: ABEeólica, 2018.

O Rio Grande do Norte (RN) se mantem como o maior produtor do país na geração de energia eólica. Segundo Rodrigues, Nepomuceno, Morais (2017), a localização geográfica do RN favorece a ação de correntes de ventos. Como resultado, o estado apresenta um relevante potencial instalado de 3.949,3 MW, totalizando 146 empreendimentos em funcionamento.

IMPACTOS RELACIONADOS A GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

De acordo com a Resolução CONAMA nº 001, de 23 de janeiro de 1986, impacto ambiental é qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam: a saúde, a segurança e o bem-estar da população, as atividades sociais e econômicas, a biota, as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente e a qualidade dos recursos ambientais.

Conforme Leão (2017), no processo de implementação de um complexo eólico em determinada localidade, deve-se seguir o regulamento do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), órgão normativo e deliberativo do Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA), pela sua Resolução n° 237/97.

De acordo com Tendero (2013), a instalação de um empreendimento eólico em uma determinada região gera impactos no meio ambiente e econômicos nas microrregiões onde estes se localizam. Com isso, para se implantar um complexo eólico em determinada localidade, deve-se devem ser

avaliados os impactos socioambientais, de forma a amenizar os efeitos negativos desta instalação, potencializando assim, os efeitos positivos de modo a trazer benefícios para a comunidade.

IMPACTOS AMBIENTAIS

Os impactos ambientais associados a um parque eólico são ruído, uso do solo, erosão, interferência na fauna, desmatamento, interferência eletromagnéticas e efeito paisagístico. De acordo com o estudo de Tendero (2013), o ruído proveniente do aerogerador é decorrência da das engrenagens da máquina e da passagem do ar pelas pás da turbina.

> Próximo a um aerogerador de 2 MW o ruído é de 98-109db (A), já a uma distância de 250 metros do aerogerador o ruído cai para 45db (A), valor comparável ao de um ambiente noturno em zona rural que é de 20-40 db(A). Sendo que o níveis de ruído permanente aconselhados internacionalmente não devem superar os 85 db(A). (TENDERO, 2013)

O efeito visual é um impacto relativo quando se fala de parques eólicos, pois segundo Lima *et al.* (2017), este feito não é relevante, pois estudos mostraram que 70% das pessoas não consideram este efeito um aspecto negativo da fonte eólica.

Um dos efeitos ambientais mais prejudiciais de um empreendimento eólico de acordo com Lima *et al.* (2017), dar-se na fauna e avifauna. Com a instalação dos aerogeradores ocorre a degradação do *habitat*, alterando os locais de pouso, nidificação, reprodução, alimentação e rotas migratórias de algumas espécies. Com isso, para minimizar estes efeitos realiza-se estudos ambientais para verificar rotas de migrações de aves e locais de reprodução.

Existe também problemas envolvendo alterações da temperatura, que pode gerar variações de -0,4 a 1,5 °C, onde há um aumento da temperatura durante a noite e uma diminuição durante o dia. Este impacto no futuro pode gerar problemas na produção agrícola de acordo com o estudo citado por Tendero (2013).

A questão do desmatamento e erosão está relacionada com a instalação do complexo eólico, pois nesta etapa há a necessidade da retirada de árvores para a alocação das instalações do complexo e também se realiza escavações para fixação da estrutura do aerogerador.

IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS

Além dos impactos ambientais durante a implantação de um empreendimento eólico, existes também impactos sociais. Segundo Tendero (2013), a utilização das terras para a implantação de um parque eólico proporciona para o dono da propriedade indenizações mensais, devido o arrendamento da terra. Em um primeiro momento durante a construção a transição de pessoas é restrita, devido ao tráfego de maquinário, posteriormente a terra poderá ser utilizada para agricultura ou criação de animais.

> Do ponto de vista socioeconômico, a geração de empregos e renda em regiões carentes demonstram um papel relevante das extremidades positivas decorrentes da geração eólica. O pagamento referente aos arrendamentos é feito diretamente aos proprietários das áreas, representando geração e injeção de renda por, no mínimo, vinte anos em regiões que, em sua maioria, são bastantes carentes, com economias estagnadas, inclusive no senário brasileiro. (MELO, 2013).

Vale ressaltar que além da geração de emprego e renda, um empreendimento eólico amplia o acesso a projetos sociais, culturais, de saúde e ambientais, os quais são financiados através da linha de credito disponibilizada para o proprietário do empreendimento eólico.

Segundo Lima *et al.* (2017), são exemplos de projetos realizados pelas empresas, ações de inclusão digital, com capacitação para jovens e adultos, projetos para preservação e acesso a aguada população à água, fortalecimento e ampliação das cadeias produtivas, como de coco, mandioca, milho, feijão, mel, leite, entre outros, com objetivo de melhorar renda da população e promover o desenvolvimento sustentável, entre outros.

METODOLOGIA

O presente estudo abordou os impactos ambientais e socioeconômicos que a implantação de um empreendimento eólico pode trazer a uma determinada região realizou-se uma revisão bibliográfica. A qual pode ser considerada uma avaliação precisa e abrangente de publicações a cerca de um determinado tema.

De acordo com Marconi e Laktos, (2007), o intuito desse tipo de pesquisa é induzir o pesquisador a ter contato direto com o que foi escrito sobre determinado assunto. Contudo, não se trata de

uma simples reprodução do que foi dito, mas sim proporciona uma análise sob uma nova ótica ou interpelação, resultando em novas conclusões.

Com isso, a pesquisa para a realização do presente trabalho fundamentou-se em artigos publicados no evento Windpower 2017 e trabalhos de conclusão de curso do repositório da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Através do levantamento bibliográfico realizado ao longo do trabalho ficou claro o potencial eólico que o país apresenta para o desenvolvimento da geração eólica, em destaque o estado do RN que se apresenta com a maior capacidade instalada e o maior produtor de energia elétrica proveniente da fonte eólica.

Porém, a discussão dos impactos socioambientais gerados pela implementação de parques eólicos torna-se uma necessidade para que seja possível realizar a melhoria dos pontos positivos desta fonte e minimizar os efeitos negativos que esta tecnologia pode gerar.

O efeito socioeconômico que a instalação de um complexo eólico gera para uma região, apresenta-se como um ponto positivo. Visto que, há uma injeção de dinheiro proveniente de empregos diretos gerados no período de construção. Assim como empregos indiretos, decorrente das melhorias estruturais da cidade, em virtude do aumento da rede hoteleira e acréscimo no número de restaurantes.

Um problema relacionado a geração de emprego durante a fase de construção são os contratos temporários, o que leva um aumento temporário do padrão de vida, acarretando em circulação de dinheiro na economia local, gerando também investimentos realizados por empresários na melhoria dos seus serviços. No entanto o aquecimento econômico dura apenas um pequeno período de tempo, causando um prejudicial esfriamento econômico.

Vale ressaltar também os impactos ambientais associados a implementação de empreendimentos eólicos que podem influenciar de forma direta o dia a dia de uma comunidade, bem como se tornar uma barreira para a fauna e flora local, podendo acarretar na mudança dos ciclos reprodutivos de espécies e na mortalidade de animais devido ao trafego de veículos no complexo.

Outro ponto importante são os impactos sobre a flora, pois durante o processo de construção de um sistema eólico se faz necessário desmatamento de algumas localidades do complexo para construção de estradas e instalação dos aerogeradores, bem como instalações administrativas do complexo. Com isso, faz-se necessário estudos e trabalhos que abordem os impactos ambientais de complexos eólicos de modo que cada vez mais a legislação possa se tronar eficiente e minimize a degradação do meio ambiente causados pelos complexos eólicos.

Merece destaque também os projetos sociais realizados pelas empresas, onde são realizados projetos que visão melhorar o dia a dia das pessoas da comunidade, trazendo mais informação, educação acesso à cultura. Com isso estes projetos suprem a ineficiência do estado em prover estas necessidades na comunidade.

Logo, o estudo continuado dos efeitos gerados durante as etapas de implantação de empreendimento eólicos se faz necessário, tendo em vista que investimentos realizados na fonte eólica para a geração de energia em todo o país. Assim, é possível que os impactos abordados ao longo do trabalho possam ser entendidos de forma mais detalhada, de tal modo que possíveis pontos negativos tenham reflexos cada vez menores para sociedade e o meio ambiente.

CONCLUSÃO

Com o exposto ao longo deste trabalho, pode-se destacar o importante papel dos empreendimentos eólicos para o fomento do desenvolvimento econômico das regiões onde estão instalados e a complementariedade da matriz energética nacional. Além disso, pode-se destacar os projetos sociais que melhoram a qualidade de vida das comunidades em volta desses tipos de empreendimentos, o que reforça sua importância como aspecto positivo. No aspecto ambiental, espera-se uma melhoria de legislação vigente que regula os critérios de implementação de parques eólicos, de modo a minimizar os aspectos negativos ainda existentes.

REFERÊNCIAS

[1] ABEEÓLICA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. Dados mensais de maio de 2018. Disponível em <http://www.abeeolica.org.br>. Acesso em 25 de outubro de 2018.

[2] ABEEÓLICA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. Boletim anual de geração eólica 2017. 2018. Disponível em <http://www.abeeolica.org.br>. Acesso em 25 de maio de 2018.

[3] CONAMA - CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE – IBAMA. Ministério do Meio Ambiente. RESOLUÇÃO CONAMA Nº 001, de 23 de janeiro de 1986. Disponível em <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res86/res0186.html>. Acesso em 25 de outubro de 2018.

[4] LEÃO, H. F. F., et al. O LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE. Brasil windpower 2017. Rio de Janeiro.

[5] LIMA, L. O., et al. Impactos Ambientais na Instalação de Parques Eólicos no Nordeste Brasileiro. Brasil windpower 2017. Rio de Janeiro.

[6] MARCONI, M. A. & LAKTOS, E.M. Técnicas de Pesquisa: Planejamento em Execução de Pesquisas, Amostragens e Técnicas de Pesquisas, Elaboração, Interpretação e Análise de Dados. 6ª edição, São Paulo: Atlas, (2007). Disponível em: https://docente.ifrn.edu.br/olivianeta/disciplinas/copy_of_historia-i/historia-ii/china-e-india

[7] RODRIGUES, M. V. S.;NEPOMUCENO, A. F.;MORAIS, E. F., Uma Breve Descrição Do Setor De Energia Eólica No Estado Do Rio Grande Do Norte. Brasil windpower 2017. Rio de Janeiro.

[8] TENDERO, Suzie. PARQUES EÓLICOS E IMPACCTOS SOCIOECONOMICOS E AMBIENTAIS NA PERCEPÇÃO DE AGRICULTORES EM OSÓRIO-RS. 2013. 80 f. TCC (Graduação) - Curso de Tecnologia em Desenvolvimento Rural, Ciências Econômicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

CATEGORIA 5 - MISCELÂNEAS

DISCUSSION ON TURBULENT INFLOW NOISE PREDICTION

Alexandre Martuscelli Faria[1], Joseph Youssif Saab Jr.[2], Sara Rodriguez[3], Marcos de Mattos Pimenta[4]

ABSTRACT

Wind farm planning is increasingly bounded by land availability. That means that wind turbine (WT) sittings are being pushed near to populated areas, where the annoyance potential due to noise generation might become an impediment. The main objective of Poli-Wind research group is to provide the WT industry with a low cost wind turbine blade noise prediction code, PNoise, which allows a detailed assessment of many WTN sources in the preliminary design phase. This work is specifically focused on turbulent inflow noise, also referred to as leading-edge noise (LEN), and discusses the implementation of semi-empirical correlations based on Amiet's broadband noise theory and Lowson's method, and the more appropriate turbulence spectrum modeling. The LEN is classified as an interaction noise, produced by the turbulent inflow, which is incident to the WT blade leading-edge. Turbulent inflow noise is usually predominant at lower frequencies (<1 kHz), with a minimal contribution to the higher frequencies sound pressure level (SPL).

Keywords

Wind Turbine Noise · Airfoil Leading-Edge Noise · Turbulent Inflow Noise · Amiet's Method · Lowson's Method

[1] *Corresponding author. Doctor of Science candidate student, Department of Mechanical Engineering, Polytechnic School. Sao Paulo State University (USP). Av. Prof. Luciano Gualberto, 530, Cidade Universitária – SP, 05508-010, Brazil, (martuscellifaria@usp.br). Poli Wind research group.*

[2] *Professor Doctor, Mechanical Engineering Coordinator, Maua Institute of Technology (IMT), Praça Maua, 01, Sao Caetano do Sul, SP, 09580-900, Brazil, (saab@maua.br). Poli Wind research group.*

[3] *Doctor of Science candidate student, Department of Mechanical Engineering, Polytechnic School. Poli Wind research group.*

[4] *Professor Doctor, Department of Mechanical Engineering, Polytechnic School, Sao Paulo State University (USP). Av. Prof. Luciano Gualberto, 530, Cidade Universitária – SP, 05508-010, Brazil, (marcos.pimenta@poli.usp.br). Poli Wind research group.*

1. TURBULENT INFLOW NOISE CHARACTERIZATION

An airfoil in a turbulent flow experiences a fluctuating lift which radiates noise to the far-field. This fluctuating lift is a result of the unsteady pressure field produced by the airfoil in response to turbulence (Staubs, 2008). The turbulent flow field can be either produced upstream the airfoil, by the presence of inflow distortions and other aerodynamic elements, or it can be also consequence of the development of a turbulent boundary layer over the airfoil surface, in case of a steady inflow. The upstream mechanism is linked with the noise produced close to the airfoil leading edge, while the mechanism related to the turbulent boundary layer is a self-noise mechanism, discussed in details by Saab (Saab, 2016).

As Figure 1 illustrates, the two noise generation mechanisms coexist and are responsible for the overall noise spectra. Normally, for WT applications, airfoil self-noise constitutes the dominant noise source. For certain flow conditions, however, i.e. when the incoming turbulence intensity and the integral length scale of the inflow eddies are large enough, the pressure fluctuations caused by the boundary layer eddies is smaller compared to the pressure fluctuations due the turbulent inflow, and the turbulent inflow noise mechanism is predominant over the self-noise.

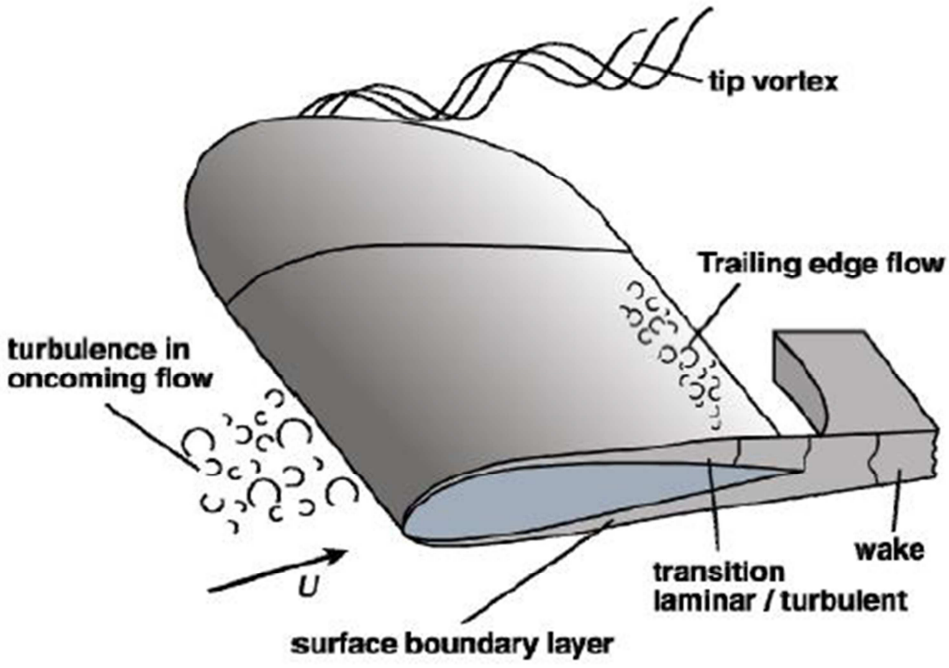


Figure 1 - Flow around a WT rotor blade (Wagner, Bareiß and Guidati, 1996).

Characterized as an interaction noise source, turbulent inflow noise is caused by the flow-surface interaction, when the atmospheric turbulence encounters the rotor blades. Since turbulence is not a uniform phenomenon, its characteristics depend on local parameters, such as eddy size and turbulence intensity.

The eddy size is the most important parameter for determining the LEN (Zhu, 2004). Due to the turbulence structure and the atmospheric stability, eddies of a wide range of sizes interact with the blade, as Figure 2 points out.

Studies conducted by Paterson and Amiet, Oerlemans and Migliore and Moreau, Roger and Jurdic have shown that the turbulent inflow noise is usually confined to the lower frequencies (<1 kHz), where the turbulent structures responsible for the LEN generation are the larger structures (Paterson and Amiet, 1976) (Oerlemans and Migliore, 2004) (Moreau, Roger and Jurdic 2005). Therefore, the blade can be simplified as an acoustic dipole, which source strength is equal to the total fluctuating lift on the blade surface.

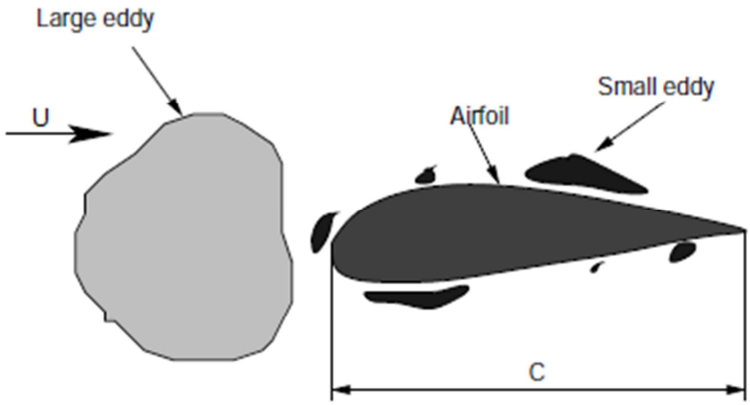


Figure 2 - Turbulent eddies of different sizes (Adapted from Zhu, 2004).

Estimation methods for quantifying the LEN should take into account parameters such as the turbulence intensity, the longitudinal integral length scale and the WT geometric data, since turbulence depends on atmospheric conditions for specific height values (Staubs, 2008).

2. TURBULENCE ANALYSIS

Discussion around the turbulent integral length scale (L) modeling is presented by many authors. The approach proposed by Moriarty and Migliore sets it as a function of distance from the ground up to a specific height, where is it then set constant (Moriarty and Migliore, 2003). For WT applications, the specific height is the hub height. This modeling follows:

$$L = \begin{cases} 0.7h, 0 \leq h \leq 60 \\ 42\ m, h > 60 \end{cases} \quad (1)$$

On the other hand, Zhu *et al.* has proposed an empirical expression, which presents L as a function of the hub height h, but also the surface roughness z_0, for different terrain types (Zhu *et al.*, 2005):

$$L = 25h^{0.35}z_0^{-0.063} \quad (2)$$

Boorsma and Schepers have also presented a third correlation to evaluate the integral length scale L (Boorsma and Schepers, 2011):

$$L = 2h\big(0.5 + 0.316(3 + \log_{10} z_0)\big) \quad (3)$$

Values to surface roughness z_0 are provided by Table 1.

At the same manner, the turbulence intensity is presented by Zhu *et al.* and Boorsma and Schepers as function of the WT hub height and surface roughness (Zhu *et al.*, 2005), (Boorsma and Schepers, 2011). The correlation provided by Zhu *et al.* follows:

$$I = \gamma \frac{\log_{10}(30/z_0)}{\log_{10}(h/z_0)} \quad (4)$$

where γ is a power law factor, which gives the amount of shear between the flow mean velocity and the turbulence velocity fluctuations. The factor γ is estimated empirically by Couniham, with respect to Figure 3 (Couniham, 1967).

$$\gamma = 0.24 + 0.096\log_{10}(z_0) + 0.016(\log_{10}(z_0))^2 \quad (5)$$

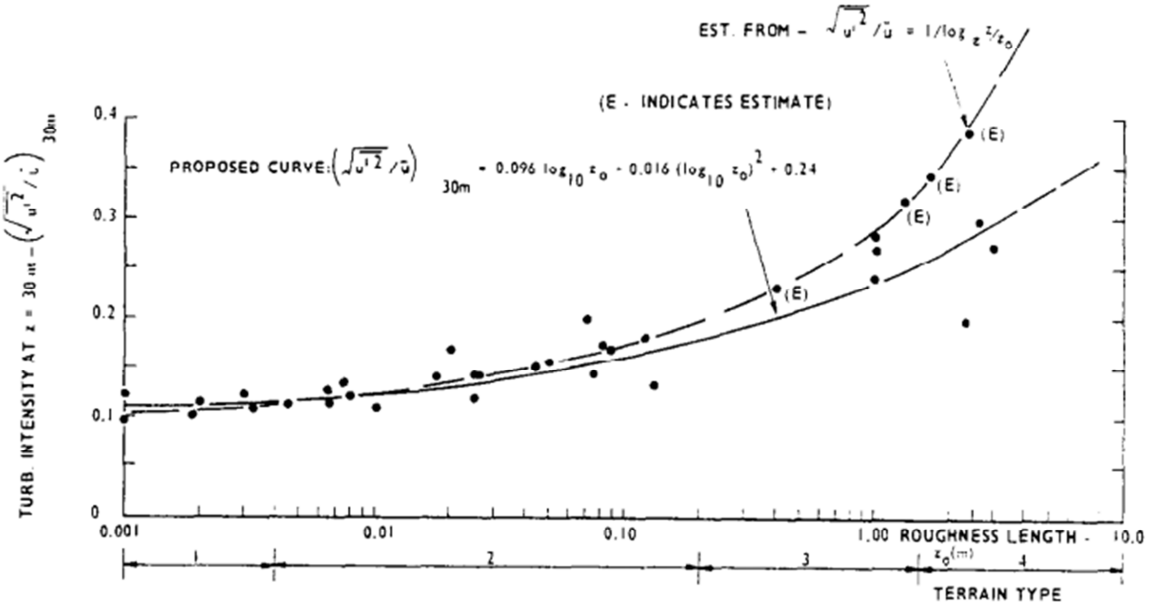


Figure 3 - Variation of turbulence intensity with roughness length (Couniham, 1975).

Table 1 – Surface roughness for various terrain types

Terrain type	$z_0\ (m)$
Very smooth, ice or mud	0.00001
Calm open sea	0.00020
Blown sea	0.00050
Snow surface	0.0030
Lawn grass	0.0080
Rough pasture	0.010
Fallow field	0.030
Crops	0.050
Few trees	0.100
Many trees, hedges	0.250
Forests and woodlands	0.500
Suburbs	1.500
Centers of cities with tall buildings	3.000

Boorsma and Schepers have provided a methodology based on ESDU standards (Boorsma and Schepers, 2011):

$$I = \frac{0.286 + 0.187 \log_{10} h - 0.81(\log_{10} h)^2}{{z_0}^{0.07} \log_{10} h/z_0} \quad (6)$$

Comparisons between different estimation methodologies for turbulence integral length scale and turbulence intensity are displayed respectively at Figure 4 and Figure 5.

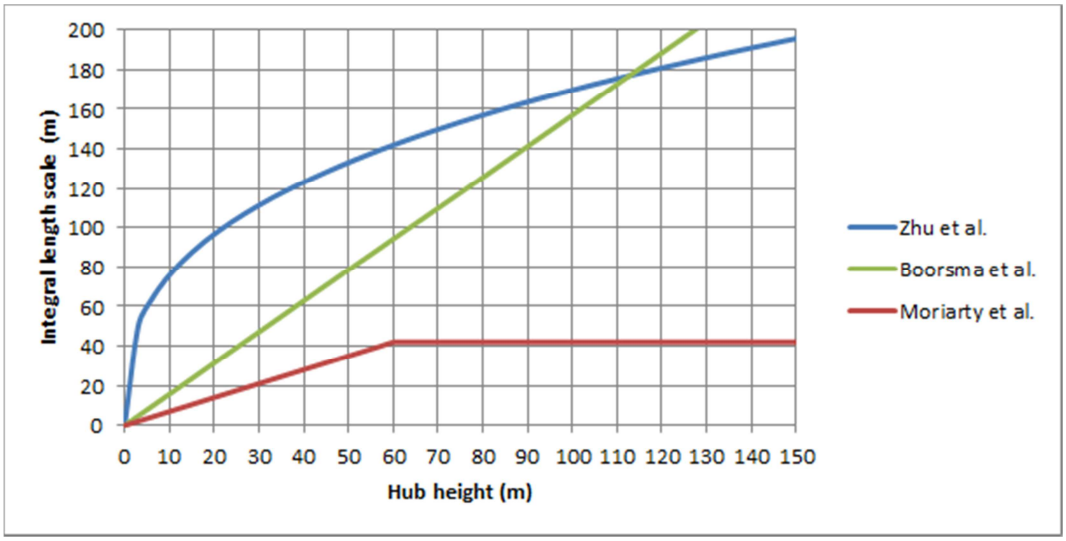


Figure 4 - Comparison of three integral length scale estimation methods for lawn grass terrain

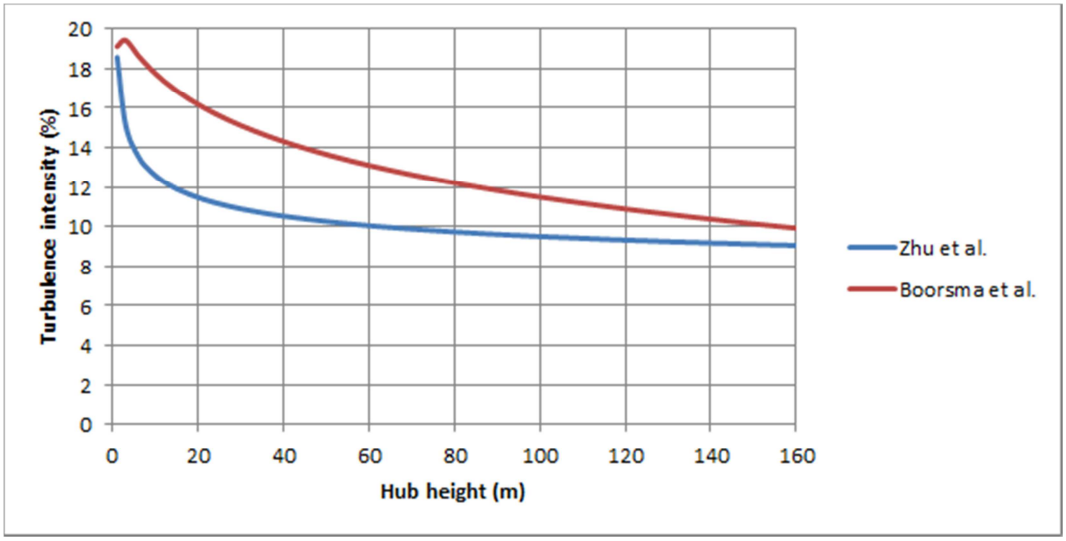


Figure 5 - Comparison of two turbulence intensity estimation methods for lawn grass terrain

Figure 4 illustrates the trend of increasing the integral length scale while increasing the WT hub height. That means, for higher hub height WT, more low frequency noise is expected to be produced due to the interaction between blades and eddies.

On the other hand, Figure 5 shows that turbulence intensity decays to a minimum level around 9% when increasing the hub height.

3. TURBULENT INFLOW NOISE PREDICTION

3.1. Amiet's problem and theoretical approach

A theoretical formulation for predicting the turbulent inflow noise was firstly introduced by Amiet with agreement to Curle (Curle, 1955) theory. His methodology evaluates the far-field acoustic power spectral density (PSD) produced by an airfoil in a subsonic turbulent stream, given in terms of characteristic quantities of the turbulence (Amiet, 1975).

The theoretical approach, illustrated by Figure 6, corresponds to the compute the acoustic response of an airfoil of $2b$ chord and $2d$ span subjected to a turbulent flow with mean velocity U in the x direction. The noise source S is placed at the center of the airfoil, at the (x_0, y_0, z_0) coordinate system and the observer O is placed at the far-field, represented by the (x, y, z) coordinate system. This is a more general case, since it considers the observer placed at an arbitrary position of the far-field, with the free stream extending to infinity, what suggests suitability for WT noise prediction.

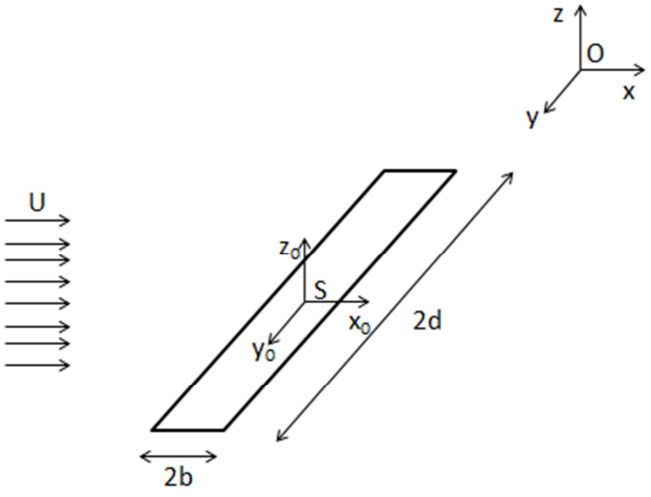


Figure 6 - Amiet problem representation

The far-field PSD is described by Amiet's formulation as:

$$S_{pp}(x,y,z,\omega) = \left(\frac{\omega z}{4\pi c_0 \sigma^2}\right)^2 U d\pi \Phi_{ww}(K_x,K_y)\left|\mathcal{J}(x,K_x,K_y)\right|^2 \quad (7)$$

In a more convenient form, it can be rewritten as:

$$S_{pp}(x,y,z,\omega) = A(x,y,z,\omega)\Phi_{ww}(K_x,K_y)\left|\mathcal{J}(x,K_x,K_y)\right|^2 \quad (8)$$

Where $A(x,y,z,\omega)$ represents the mean flow and geometric aspects of the problem, $\Phi_{ww}(K_x,K_y)$ is the turbulence energy spectrum and $\mathcal{J}(x,K_x,K_y)$ is the aeroacoustics transfer function, which represents the lift response of the airfoil.

Derivation of the lift response of the airfoil is discussed in details by Santana (Santana, 2015), where the flow field is described as a partial differential equation (PDE) problem, which consists of a canonical Helmholtz equation subjected to the boundary conditions of zero velocity potential upstream the airfoil leading-edge; zero airfoil surface normal velocity (non-penetration condition) and zero pressure jump at the airfoil trailing-edge (Kutta condition) and downstream.

$$\frac{\partial^2\varphi}{\partial\bar{x}^2} + \frac{\partial^2\varphi}{\partial\bar{z}^2} + \kappa^2\varphi = 0 \quad (9)$$

$$\varphi(\bar{x},0) = 0, \qquad \bar{x} \le 0 \quad (10)$$

$$\frac{\partial\varphi}{\partial\bar{z}}(\bar{x},0) = \frac{-w_0 b}{\beta} e^{\overline{k_x}^* \bar{x}}, \qquad 0 \le \bar{x} \le 2 \quad (11)$$

$$\left(i\overline{k_x}^* + \frac{\partial}{\partial\bar{x}}\right)\varphi(\bar{x},0) = 0, \qquad \bar{x} > 2 \quad (12)$$

The turbulent velocity energy spectrum, $\Phi_{ww}(K_x,K_y)$, on the other hand, can be modeled after von Kármán energy spectrum (Amiet, 1975) (Sinayoko and Hurault, 2015):

$$\Phi_{ww}(k_x,k_y) = \frac{4}{9\pi}\frac{\overline{u^2}}{k_e^2}\frac{(k_x/k_e)^2 + \left(k_y/k_e\right)^2}{\left(1 + (k_x/k_e)^2 + \left(k_y/k_e\right)^2\right)^{7/3}} \quad (13)$$

where . $\overline{u^2}$ is evaluated by taking the root mean square of the turbulence fluctuations and can be represented in terms of the turbulence intensity I and the mean flow velocity U:

$$\overline{u^2} = (IU)^2 \quad (14)$$

The average wavenumber of the energy containing eddies, k_e, is defined in terms of the integral length scale of turbulence, L, and the gamma functions $\Gamma(5/6)$ and $\Gamma(1/3)$:

$$k_e = \frac{\sqrt{\pi}}{L}\frac{\Gamma(5/6)}{\Gamma(1/3)} \tag{15}$$

Santana, however, suggests that the turbulence spectrum should be modeled after Batchelor's Rapid Distortion Theory (RDT), because turbulence rapid distortion takes place when a variation in the mean velocity field occurs due to change in the boundary conditions, e.g. turbulent flow approaching an airfoil (Santana, 2015). It is also necessary that the turbulence distortion occurs so rapidly that the contribution to the change in relative positions of the fluid particles from the turbulence is negligible (Batchelor and Proudman, 1954). In this case, one can write:

$$\Phi_{ww}(k_x, k_y) = \frac{91}{36\pi}\frac{\overline{u^2}}{k_e^2}\frac{(k_x/k_e)^2 + \left(k_y/k_e\right)^2}{\left(1 + (k_x/k_e)^2 + \left(k_y/k_e\right)^2\right)^{19/6}} \tag{16}$$

3.2. Amiet's semi-empirical method

A semi-empirical method was also developed by Amiet, by coupling his theoretical method with an acoustic tunnel experiment, which is represented at Figure 7 (Amiet, 1975).

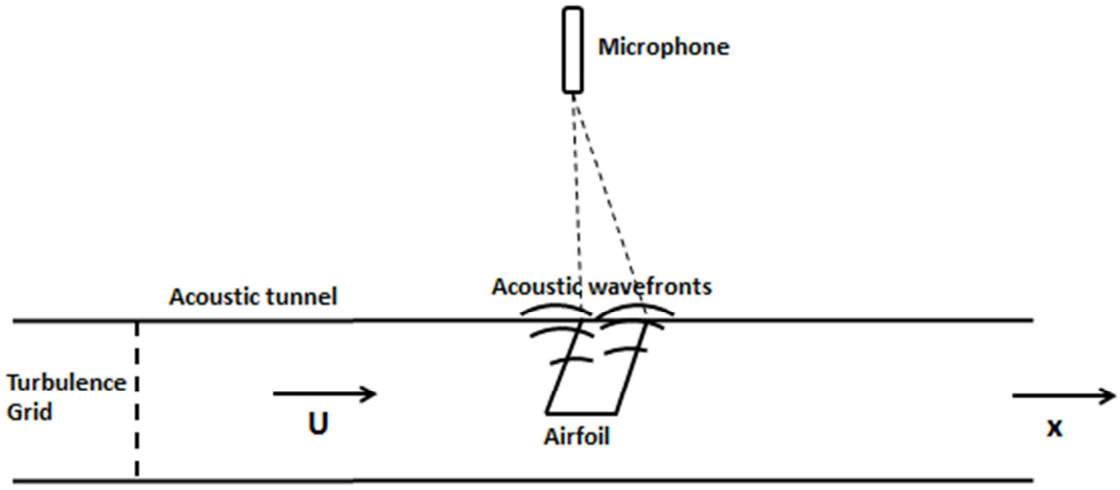


Figure 7 - Airfoil in the free stream of an acoustic tunnel (adapted from R.K. Amiet, 1975).

In Amiet's experiment, an airfoil with a chord of 18 inches and a span of 21 inches was mounted between sideplates at zero AOA in an acoustic tunnel, and a turbulence generating grid was placed upstream the airfoil. The turbulence measurements indicated at the test section that turbulence properties were approximated by an isotropic homogeneous turbulence model. The integral length scale, L, of the turbulence was 1.25 inches. The streamwise turbulence intensity, I, was set to 4.4% for $U = 103$ ft/s.

Amiet have conducted third octave sound measurements with a microphone placed at 7 feet directly above the airfoil and obtained a semi empirical relation for the one third octave level, $SPL_{1/3}$, in dB relative to a pressure of $2 \cdot 10^{-4} \mu bar$:

$$SPL_{1/3} = 10 \log_{10} \left[\frac{Ld}{z^2} M^5 \frac{\overline{u^2}}{U^2} \frac{\hat{K}_x^3}{\left(1 + \hat{K}_x^2\right)^{7/3}} \rho_0^2 c_0^4 \right] + 181.3 \quad (17)$$

It is important to draw attention here for the units of measure, that may influence the total SPL, because of the 181.3 constant, which is calculated in the English system of units.

Although showing good agreement to a range of frequencies, which extended from 200 Hz up to 2500 Hz, the experiment was not conducted for frequencies lower than 200 Hz because of limitations of the test chamber. Characterized as a low frequency noise, LE noise prediction methods should be effectual for a wider range of frequencies.

3.3. Lowson's semi-empirical method

An alternative semi-empirical method was then introduced by Lowson. Intended to be more suitable for WT applications, it presents modifications in order to provide a correction for the lower frequencies of the spectrum, and has introduced the concept of spherical directivity to turbulent inflow noise prediction, as already seen in the contemporary BPM turbulent boundary layer trailing-edge noise (more details in Brooks, Pope and Marcolini, 1989) prediction method (Lowson, 1992) (Moriarty and Migliore, 2003).

In Lowson's formulation, the total $SPL_{1/3}$ is firstly decomposed in terms of the high frequencies sound pressure level and the low frequency correction factor, LFC.

$$SPL_{1/3} = SPL_H + 10 log_{10} \left[\frac{LFC}{1 + LFC} \right] \quad (18)$$

For the high frequency domain, the evaluation of the sound pressure level follows:

$$SPL_H = 10log_{10}\left(\frac{\rho_0 c_0^2 sL}{2r_e^2} M^3 U^2 I^2 \frac{\widehat{K}_x^3}{\left(1+\widehat{K}_x^2\right)^{7/3}} \overline{D}_L\right) + 58.4 \quad (19)$$

where r_e is the total distance between source and observer, and $\overline{D}_L$ is the spherical directivity factor.

The directivity can be obtained by:

$$\overline{D}_L = \frac{\sin^2\theta \cos^2\varphi}{(1+M\cos\theta)^4} \quad (20)$$

where θ and φ are the directivity angles.

The low frequency correction factor is approximated by the following expression:

$$LFC = 10S^2 MK^2 \beta^{-2} \quad (21)$$

where S is the compressible Sears function that relates $\widehat{K}_x^3$ and β^2 can be written in the following form:

$$S^2 = \left(\frac{2\pi K}{\beta^2} + \left(1 + 2.4\frac{K}{\beta^2}\right)^{-1}\right)^{-1} \quad (22)$$

4. CASE STUDY – QUALITATIVE EXAMPLES

For didactic purposes, data from the DAN-AERO wind turbine are selected (Madsen *et al*., 2010). The blade tip section chord length is 0.9 m, blade length is 38.8 m, the Mach number at the blade tip is M = 0.11, mean wind flow velocity is 8.5 m/s. The observer is placed 60 m below the hub and 104.5 m downstream the turbine. The prediction is performed using Amiet's theoretical method.

4.1. Sensitivity to turbulence intensity

In order to ensure consistence to this analysis, let us consider the observer as a microphone placed on the ground, so the hub height can be approximated to 60 m. Terrain is lawn grass; turbulence length scale is modeled after Moriarty *et al*. formulation (see Figure 4); turbulence spectrum is modeled after von Kármán isotropic turbulence. The turbulence intensity is then set as 5%, 10%, 15% and 20%.

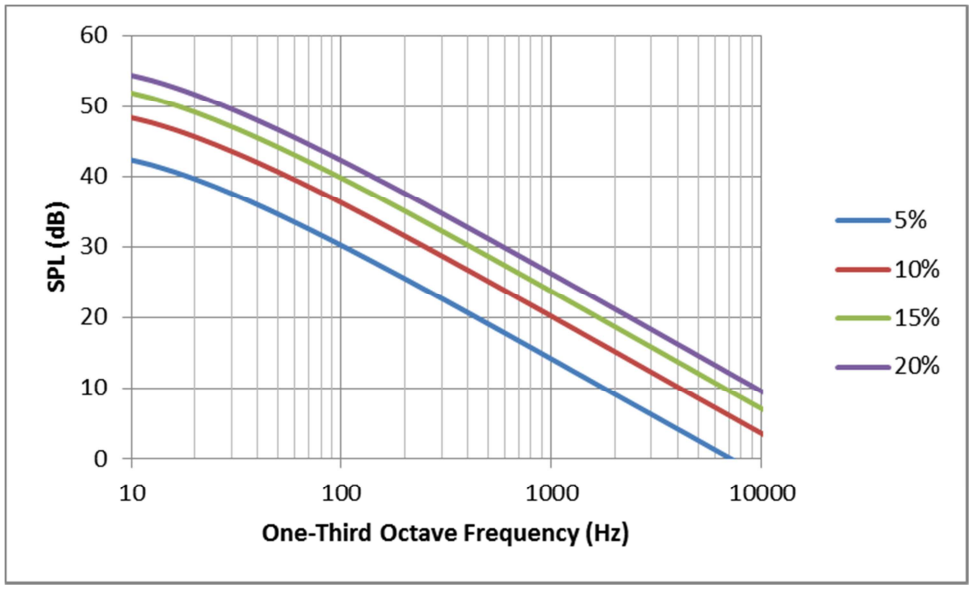


Figure 8 - Sensitivity to turbulence intensity

Figure 8 illustrates the behavior of sound pressure level in response to the turbulence intensity. The SPL increases while increasing the turbulence intensity. In other words, at the same integral length scale, at higher hub heights, the SPL may decrease.

4.2. Sensitivity to turbulence integral length scale

Analogously to the turbulence intensity analysis, here the turbulence intensity is set fixed at 12.5%. The turbulence integral length scale varies from 10 m to 100 m.

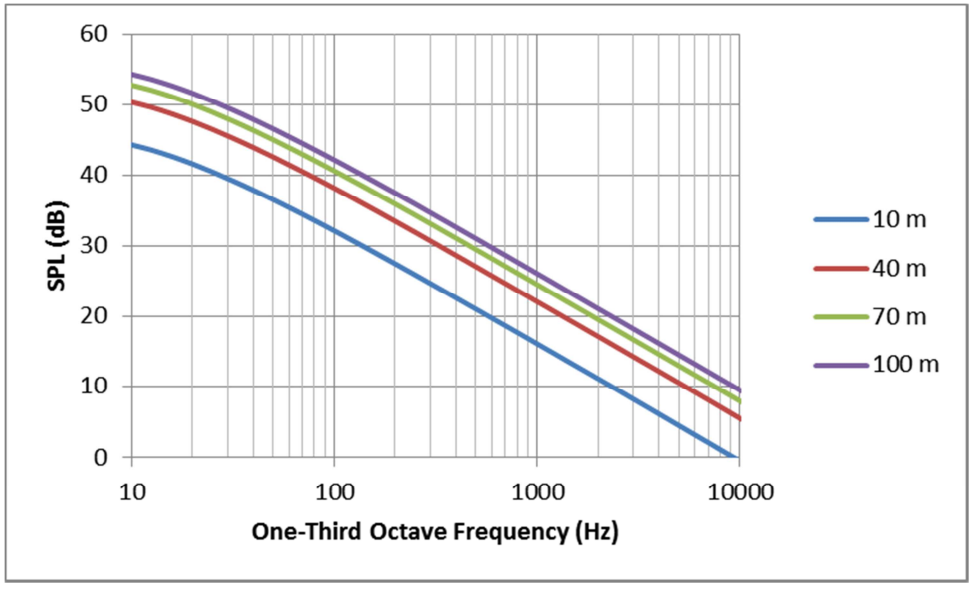


Figure 9 - Sensitivity to the turbulence integral length scale

As expected from Equations 13 to 16, the sound pressure level also increases while increasing the integral length scale, as it is seen at Figure 9. That means, increasing the hub height, the integral length scale is increased, and so does the SPL. This conclusion apparently conflicts with the conclusion of the previous subsection. However, turbulence is not an isolated phenomenon, and moreover turbulence intensity and integral length scale consist of a pair of factors associated simultaneously to the hub height.

4.3. Sensitivity to turbulence modeling

For this last sensitivity analysis, the turbulence intensity is set to 12.5% and the integral length scale is set to 40 m. The SPL is calculated considering both von Kármán isotropic turbulence model and Batchelor rapid distortion theory as the turbulence energy spectrum.

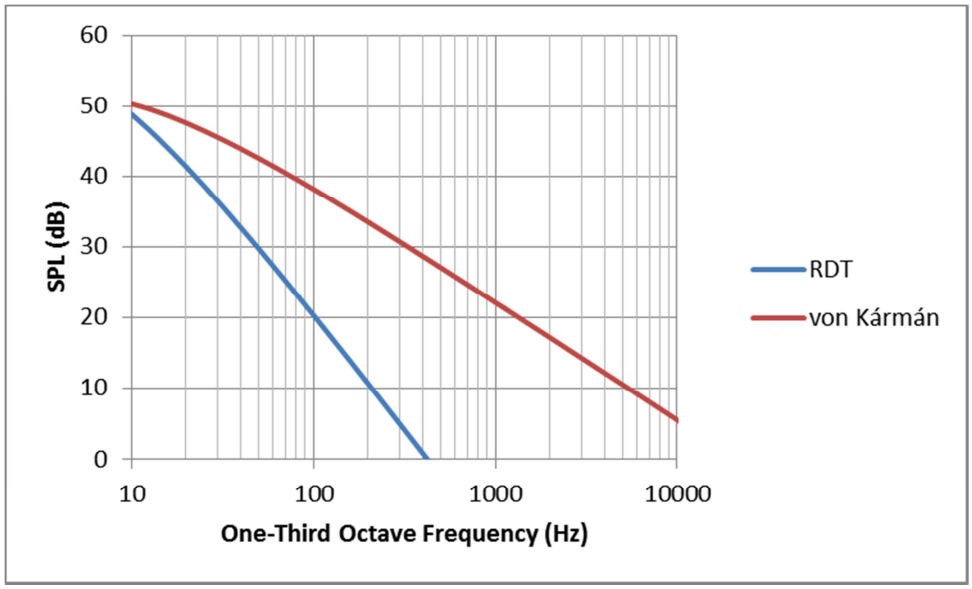


Figure 10 - Sensitivity to turbulence modeling

As shown in Figure 10, choosing the appropriate turbulence spectrum model might produce large under or overestimations to the turbulent inflow noise. Despite being more conservative, von Kármán isotropic turbulence spectrum modeling predicts a turbulent inflow noise SPL which extends to the whole frequency spectrum, even at frequencies above 1 kHz. The rapid distortion theory spectrum SPL curve, on the other hand, presents the expected behavior for LEN. However, this present study is yet qualitative, and the modeling requires experimental data in order to be validated.

5. Conclusions

Assessment of the turbulent inflow noise coupled with the self-noise sources should contribute to the design of quieter WT units and reduce the environmental impact to inhabited areas near wind farms.

This work has presented discussions about LEN particular characteristics, along its main causes. This includes how turbulence behaves at certain heights above ground, due to atmospheric conditions, but also how it can be related to the terrain surface roughness. These two factors play important roles on estimating local turbulence intensity and local turbulence integral length scale.

A review on the most usual LEN prediction methods was presented, in order to provide the reader conditions to understand how turbulence is associated to noise generation, and how attention should be dispensed in order to choose an appropriate turbulence modeling. Also a case study is developed, which discusses how the SPL is sensitive to turbulence parameters, and yet how these parameters are linked to geometric, atmospheric and field variables.

Acknowledgements

The authors would like to acknowledge National Council for the Improvement of Higher Education (CAPES) for the financial support.

References

Amiet RK. (1975). Acoustic radiation from an airfoil in a turbulent stream. Journal of Sound and Vibration: Vol. 41(Pt. 4):407-20.

Batchelor GK, Proudman, I. (1954). The effect of rapid distortion of a fluid in turbulent motion. The Quarterly Journal of Mechanics and Applied Mathematics; Vol. 7(Pt. 1):83-103.

Boorsma K, and Schepers J. (2011). Enhanced wind turbine noise prediction tool silant, Technical Report ECN-M-12-004.

Brooks TF., Pope DS., Marcolini MA. (1989). Airfoil Self-Noise and Prediction. NASA Reference Publication 1218.

Counihan J. (1967). Adiabatic atmospheric boundary layers: a review and analysis of data from the period 1880-1972, Atmospheric Environment, vol. 9, no. 10, pp. 871-905.

Curle N. (1955). The influence of solid boundaries upon aerodynamic sound, vol. 231, pp. 505-514, The Royal Society.

Lowson MV. (1992). Assessment and prediction of wind turbine noise. Flow Solutions Report. Bristol (England). Report No.: ETSU W/13/00284/REP.

Madsen HA., Bak C., Paulsen US., Gaunaa M., Dtu R., Fuglsang P., Glasfiber LM.. (2010) The DAN-AERO MW Experiments Final Report Risø-R-Report. Vol. 1726.

Moreau S, Roger M, Jurdic V. (2005). Effect of angle of attack and airfoil shape on turbulence interaction noise. Proceedings of the 11th AIAA/CEAS Aeroacoustics Conference Meeting and Exhibit; May 23-25, Monterey (CA). NASA.

Moriarty P, Migliore P. (2003). Semi-empirical aeroacoustic noise prediction code for wind turbines. NREL Technical Report. Golden, Colorado (US), Report No.: NREL/TP- 500-34478.

Oerlemans S, Migliore P. (2004). Wind tunnel aeroacoustic tests of six airfoils for use on small wind turbines. NREL Scientific Report. Golden, Colorado (US), Report No.: NREL/SR-500-35339.

Paterson RW, Amiet RK. (1976). Acoustic radiation and surface pressure characteristics of an airfoil due to incident turbulence. Proceedings of the 3rd AIAA Aero-Acoustics Conference; Palo Alto (CA). NASA.

Saab Jr. JY. (2016). Trailing-Edge Noise - Development and Application of a Noise Prediction Tool for the Assessment and Design of Wind Turbine Airfoils [dissertation]. Escola Politécnica, Universidade de Sao Paulo (Brazil).

Santana LD. (2015). Semi-Analytical Methodologies for Airfoil Noise Prediction [dissertation]. Katholieke Universiteit Leuven (Belgium).

Sinayoko S, Hurault J. (2015). On predicting wind turbine noise and amplitude modulation using Amiet's theory. Proceedings of the 6th Wind Turbine Noise Conference; 2015 Apr 20-23; Glasgow, Scotland. New Brighton: INCE Europe.

Staubs JK. (2008). Real Airfoil Effects on Leading Edge Noise [dissertation]. Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg (VA).

Zhu WJ., Heilskov N., Shen WZ., and Sörensen JN. (2005). Modeling of aerodynamically generated noise from wind turbines, Journal of Solar Energy Engineering, vol. 127, no. 4, pp. 517-528.

ESTRUTURA DE CUSTO DE EMPREENDIMENTO EÓLICO OFFSHORE: ESTUDO DE CASO COMPARATIVO DE PROJETOS DA EUROPA E DA AMÉRICA DO SUL

David Cassimiro de Melo [1], Mario Orestes Aguirre González[2], Rafael Monteiro de Vasconcelos [3], Fernando Costa Gomes Neto[4], Bruno Mitsuo Mazetto[5], João Paulo Costa e Silva Nunes[6]

1, 2, 3, 4 Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção – UFRN

Grupo de Pesquisa Cri-Ação: Renewable Energy

5 Petrobras CENPES

6 Petrobras

davidcassi@yahoo.com.br[1], marioogonzales@gmail.com[2], rafaelmonteirov@yahoo.com.br[3], fernando_cgn@hotmail.com[4], bruno.mazetto@petrobras.com.br[5], jpaulo.csnunes@gmail.com[6]

Resumo

O artigo apresenta uma pesquisa exploratória sobre a estrutura de custos para cada fase do ciclo de vida de projetos de usinas eólicas *offshore*: Pré-Desenvolvimento e Concessão (P&C); Produção e Aquisição (P&A); Instalação e Comissionamento (I&C); Operação e Manutenção (O&M); Descomissionamento e Venda (D&V). A fundamentação teórica foi realizada com base nas referências do Portal de Periódicos CAPES. A apresentação da estrutura de custos utilizou como base dois estudos de caso: um desenvolvido no Reino Unido e outro no Chile. Os resultados mostram que a fase P&A é responsável pelo maior custo, com um percentual que pode variar de 60% a 85% do custo total do projeto. A turbina representa o componente mais caro nessa fase do projeto. Em segundo lugar, tem-se a fase de I&C com um percentual de 7% a 17% do custo total do projeto. As demais fases, somadas, totalizam de 9% a 25% do custo total.

Abstract

The article presents an exploratory research on the cost structure for each phase of the life cycle of projects of offshore wind farms: Pre-Development and Concession (P & C); Production and Acquisition (P & A); Installation and Commissioning (I & C); Operation and Maintenance (O & M); Decommissioning and Sale (D & V). The theoretical basis was based on the references of the Portal of CAPES Journals. The presentation of the cost structure used two case studies as the basis: one developed in the United Kingdom and another developed in Chile. The results show that the P & A phase accounts for the highest

cost, with a percentage that can vary from 60% to 85% of the total cost of the project. The turbine represents the most expensive component at this stage of the project. Second, there is the R & I phase with a percentage of 7% to 17% of the total cost of the project. The other phases, summed up, amount to 9% to 25% of the total cost.

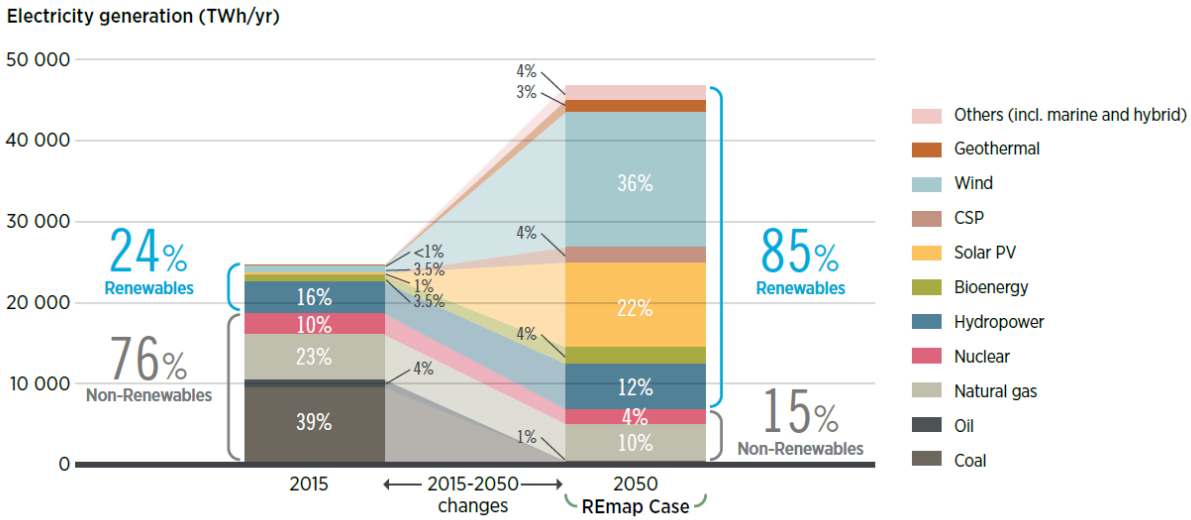
1. Introdução

O aumento no número de indústrias e da população em todo mundo, juntamente com preocupações relacionadas à crescente demanda por energia, ao esgotamento dos combustíveis fósseis e a questões ambientais, têm levado muitos países a buscarem maneiras de desenvolver suas capacidades em energia renovável (SATIR; MURPHY; MCDONNELL, 2018). Um estudo publicado pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA) em 2018 faz uma projeção de que em 2050 teremos 85% da produção de energia proveniente de fontes renováveis. O resultado pode ser visto na figura 1.

Dentre as fontes renováveis de energia observadas na figura 1, a fonte eólica possuirá uma participação de 36% na geração de eletricidade, seguida pela energia solar fotovoltaica. Essas duas fontes totalizarão mais de 50% de toda a energia gerada a partir de fontes renováveis.

Esse comportamento pode ser explicado pelo fato da energia eólica ser considerada a fonte de energia mais econômica entre todas as fontes de energia renovável atualmente exploradas (SHI et al., 2014). O seu destaque pode ser atribuído tanto à alta disponibilidade de recursos eólicos, quanto à maturidade tecnológica observada em comparação a outras fontes de energias renováveis (ESTEBAN et al., 2011).

Figura 1 – Geração de eletricidade por fonte de energia.



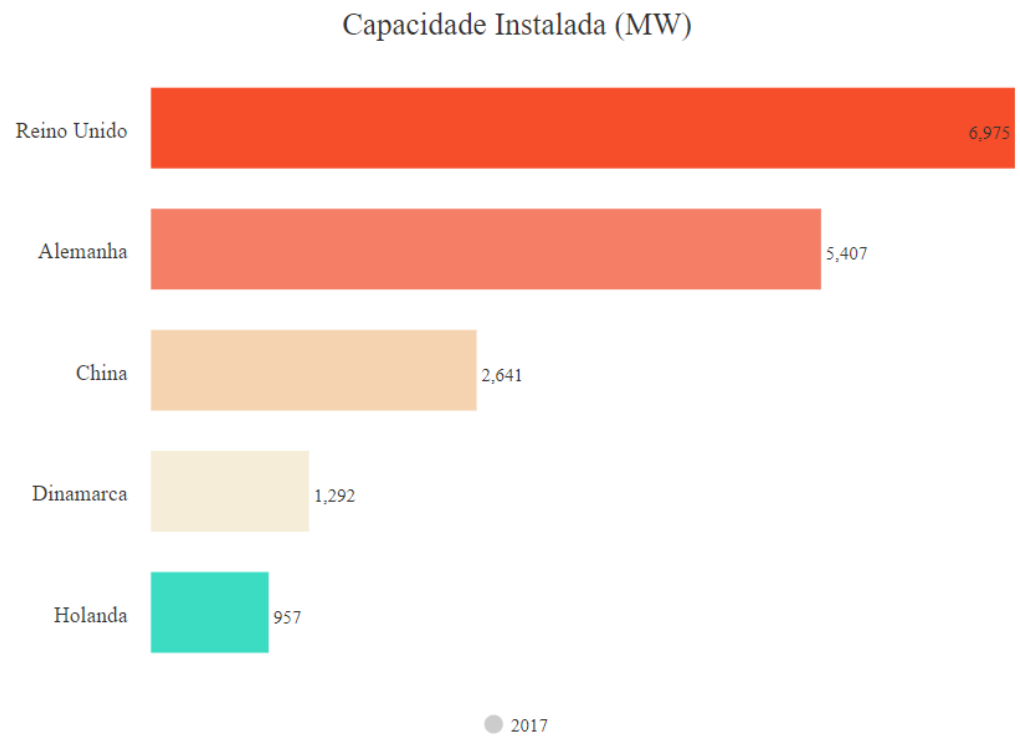
Fonte: IRENA (2018).

Estima-se, no mundo, um potencial eólico de 72 tW, mostrando que a energia eólica é capaz de atender toda a demanda mundial e cinco vezes mais a demanda existente, além de posicioná-la como uma fonte de energia substituta para resolver os problemas causados pelos combustíveis fósseis (MOSTAFAEIPOUR, 2010). No ambiente da energia eólica, é possível observar o seu desenvolvimento em dois ambientes diferentes: em terra (energia eólica *onshore*) e no mar (energia eólica *offshore*).

Nota-se que os países tem se empenhado em explorar o recurso eólico *offshore* por este fornecer uma maior densidade de energia, menores limitações espaciais e menor probabilidade de gerar queixas civis, quando comparado à energia eólica *onshore* (OH et al., 2012). Além disso, a energia eólica *offshore* conta com um amplo potencial para fornecer energia limpa e abundante em escala global (MOSTAFAEIPOUR, 2010).

Características como altas velocidades e constância do vento e baixa turbulência permitem muitas horas de operação em carga total, aumentando a atratividade de usinas eólicas *offshore* quanto ao fornecimento sustentável de energia (KAUSCHE et al., 2018). Conforme levantamento realizado pelo IRENA, o ano de 2017 encerrou com os seguintes países, conforme figura 2, liderando o *ranking* mundial em capacidade instalada de energia eólica *offshore*.

Figura 2 – *Ranking* mundial em capacidade instalada de energia eólica *offshore*



Fonte: Adaptado de IRENA (2018b)

A partir da figura 2 é possível notar que, dos cinco países destacados, apenas um não pertence ao continente europeu. O Reino Unido aparece liderando com 6.975 MW, seguido pela Alemanha com 5.407 MW. Em terceiro aparece a China com 2.641 MW, ultrapassando países como Dinamarca e Holanda. Em uma escala mundial, para o ano de 2050, tem-se uma projeção de 521 GW de capacidade instalada apenas para energia eólica *offshore* (IRENA, 2018a).

Para se alcançar a capacidade instalada projetada para 2050, serão necessários muitos investimentos neste setor, principalmente aqueles relacionados a implantação de uma usina eólica *offshore*. Dessa forma, o presente estudo tem como objetivo apresentar como são compostos os custos de um projeto dessa natureza ao longo do seu ciclo de vida. Para tanto, dois estudos de caso foram utilizados como referência para apresentar os custos que incorrem em cada fase do projeto de uma usina eólica *offshore*.

Esse artigo está dividido em 6 seções: a primeira compreende a introdução sobre o tema, a segunda apresenta o método de pesquisa seguido para o desenvolvimento do

estudo, a terceira apresenta a fundamentação teórica, a quarta descreve os estudos de caso analisados, a quinta apresenta os resultados obtidos e a sexta, por fim, a conclusão.

2. Fundamentação Teórica

2.1 Composição de uma usina eólica *offshore*

Uma usina eólica *offshore* é composta principalmente por: aerogeradores; sistemas de suporte (fundação, peça de transição, proteção contra corrosão); sistema de coleta e transmissão de eletricidade; e subestação *offshore* (KAISER; SNYDER, 2012). A figura 3 apresenta os principais componentes de um aerogerador.

Figura 3 – Componentes de um aerogerador

Fonte: Google imagens (2018)

Legenda: 1 – Pás; 2 – Nacelle; 3 – Torre; 4 – *Transition Piece* e fundação.

O aerogerador é composto pelo rotor, nacelle, torre e sistemas de controle e monitoramento (ENERGY, 2015; MIN et al., 2016). A torre tem a função de suportar a nacelle e o rotor. A nacelle é responsável por proteger os componentes necessários para a operação de uma planta como os rolamentos principais, *gearboxes*, eixo de acionamento e os sistemas de controle e segurança (ENERGY, 2015). O *hub* em conjunto com as pás formam o rotor, sendo ele o responsável pela transferência da energia que será gerada (ENERGY, 2015).

As turbinas eólicas *offshore* apresentam similaridades às *onshore* (apenas com ajustes para lidar com o ambiente marinho) e, por esse motivo, tornou-se um produto comercial já fabricado em grandes quantidades (CASTRO-SANTOS; MARTINS; GUEDES SOARES, 2017). Por outro lado, as turbinas *offshore* apresentam mais vantagens em relação as *onshore* quanto a sua capacidade de geração de energia e a possibilidade de assumirem tamanhos maiores, devido ao grande espaço encontrado no ambiente marinho (EFFIOM; NWANKWOJIKE; ABAM, 2016).

Tratando-se das fundações, vários são os tipos observados. A determinação de um tipo apropriado de fundação depende de condições como profundidade da água, ondas e condições do leito marinho (MIN et al., 2016; SHI et al., 2014). Turbinas eólicas *offshore* estão sujeitas a cargas variáveis, sendo elas cargas aerodinâmicas de vento, cargas hidrodinâmicas de ondas e correntes, cargas de gravidade e cargas operacionais (SHI et al., 2014). Além dessas, ainda podem ser observadas cargas provenientes da formação de gelo e de eventos sísmicos (MALHOTRA, 2011).

Todos esses eventos observados fizeram com que diferentes tipos de fundações fossem desenvolvidos, com o objetivo de encontrar as melhores adaptações para as condições do ambiente. Conforme Energy (2015), podem ser encontrados diferentes tipos de fundações: *monopile*, *XL monopile*, *jacket*, *tripod*, *tripile*, *gravity-based*; e flutuantes. Por fim, a *transition piece* conecta a torre à estrutura de suporte ou fundação e também ajuda a corrigir qualquer desalinhamento da fundação que possa ter ocorrido durante o processo de instalação (MALHOTRA, 2011).

2.2 Custo do Ciclo de Vida de uma usina eólica *offshore*

O ciclo de vida considerado em projetos de energia eólica *offshore* envolve, normalmente, cinco grandes fases: Pré-Desenvolvimento e Concessão; Produção e Aquisição; Instalação e Comissionamento; Operação e Manutenção; e Descomissionamento e Venda (EFFIOM; NWANKWOJIKE; ABAM, 2016; SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016; THE CROWN ESTATE, 2019).

Shafiee, Brennan e Espinosa (2016) dividem os custos que incorrem em cada fase do projeto como é apresentado no quadro 1.

Quadro 1 – Estrutura de custos do ciclo de vida de uma usina eólica *offshore*.

Fase do Projeto	Estrutura de Custos
Pré-Desenvolvimento e Concessão	Gestão de Projetos Autorizações Legais Pesquisas Atividades de Engenharia Contingências
Produção e Aquisição	Turbinas Eólicas Fundação Sistema de transmissão de energia Sistema de monitoramento
Instalação e Comissionamento	Porto Instalação dos Componentes Comissionamento Seguro
Operação e Manutenção	Aluguel Seguro Transmissão Manutenções Diretas e Indiretas
Descomissionamento e Venda	Descomissionamento Gestão de Resíduos Limpeza do Local Monitoramento Pós-Descomissionamento

Fonte: Elaboração própria (2019).

Conforme Effiom, Nwankwojike e Abam (2016) cada fase pode ser descrita como segue abaixo:

- **Pré-Desenvolvimento e Concessão (P&C)**: trata-se do período em que são analisadas as implicações legais e de custo no projeto para certificar a sua viabilidade.
- **Produção e Aquisição (P&A)**: momento no qual os componentes como turbina, fundação, sistema de transmissão e sistemas de monitoramento são adquiridos.
- **Instalação e Comissionamento (I&C)**: essa fase compreende todos os trabalhos de instalação referente a turbina eólica *offshore*, desde o momento em que os componentes adquiridos são entregues para o comissionamento da usina.
- **Operação e Manutenção (O&M)**: estágio responsável por manter a longevidade e a vida operacional das turbinas eólicas *offshore*.
- **Descomissionamento e Venda (D&C)**: nesta fase, inicia-se o processo de desativação da usina eólica *offshore*. Essa fase inclui todos os processos envolvidos quando a usina conclui o seu ciclo de serviço.

Os custos mencionados no quadro 1 apresentam desdobramentos, visto que existem fatores que podem influenciar na sua mensuração, os quais devem ser considerados para um cálculo preciso.

3. Método de Pesquisa

O desenvolvimento desta pesquisa fez uso de uma abordagem exploratória. Uma pesquisa exploratória tem como objetivo proporcionar maior familiaridade com o problema, buscando torná-lo explícito ou construir hipóteses (TURRIONI; MELLO, 2012).

A busca por materiais e pelos estudos de caso foi realizada com auxílio de fontes de informação como o Google Acadêmico e o Portal de Periódicos da CAPES. Palavras-chave como "*cost breakdown*", *"feasibility study"*, "*offshore wind farm*", "*offshore wind energy*", "*offshore wind power*" foram consideradas para a busca de artigos científicos e relatórios técnicos. Foram consideradas publicações feitas até 2018 e apenas na língua inglesa.

A etapa de busca foi seguida pela seleção e leitura completa dos artigos, considerando, principalmente, informações relacionadas ao custo do ciclo de vida de projeto de usinas eólicas *offshore*. As informações, quando identificadas nos estudos, foram sistematizadas com auxílio da ferramenta Microsoft Excel 2016 e depois utilizadas para o desenvolvimento deste estudo.

Os estudos de caso contemplaram dois projetos de usina eólica offshore estudadas nos últimos dois anos. O detalhamento desses estudos é descrito na seguinte sessão.

4. Estudos de Casos

4.1 Projeto de usina eólica *offshore* no Reino Unido

O primeiro estudo de caso trata de um estudo de viabilidade técnico-econômica desenvolvido por Ioannou, Angus e Brennan (2018) para um projeto de usina eólica *offshore* no Reino Unido. Trata-se de um projeto de 504 MW de capacidade, localizado no Mar do Norte, em uma região a 36 km da costa, com uma profundidade de 26 m.

A usina tem uma vida operacional projetada para 25 anos e um tempo de construção estimado em 5 anos. Informações adicionais relacionadas ao tipo de aerogerador e tipo de fundação adotada podem ser observadas na tabela 1.

Tabela 1 – Informações sobre o aerogerador e fundação

Componente	Característica	Informações
Aerogerador	Diâmetro do rotor	107 m
	Altura do *hub*	77,5 m
	Capacidade nominal	3,60 MW
	Velocidade *cut-in*	4 m/s
	Velocidade *cut-out*	25 m/s
	Número de turbinas	140
Fundação	*Monopile*	-

Fonte: Adaptado de Ioannou, Angus e Brennan (2018).

Para descrever cada fase do ciclo de vida do projeto de uma usina eólica *offshore* serão utilizadas siglas as quais corresponderão a: Pré-Desenvolvimento e Concessão (P&C); Produção e Aquisição (P&A); Instalação e Comissionamento (I&C); Operação e Manutenção (O&M); Descomissionamento e Venda (D&V). Essa mesma nomenclatura será adotada para o estudo de caso seguinte (item 4.2).

O estudo realizado por Ioannou, Angus e Brennan (2018) apresenta os custos para cada um das fases do projeto mencionadas anteriormente. Esses são apresentados na tabela 2.

Tabela 2 – Custos por fase do projeto

Fase do projeto	Descrição	Valor (£)	Valor (USD)
P&C	Legais	16.698.000,00	22.041.000,00
	Estudos ambientais	19.162.000,00	25.294.000,00
	Engenharia	1.144.000,00	1.510.000,00
	Contingência	126.419.000,00	166.873.000,00
	Gestão de Projetos	42.327.000,00	55.872.000,00
P&A	Turbina	546.056.000,00	720.794.000,00
	Fundação	212.699.000,00	280.763.000,00
	Cabos	120.525.000,00	159.063.000,00
	Subestação *offshore*	121.337.000,00	160.165.000,00
	Subestação *onshore*	30.334.000,00	40.041.000,00
	SCADA	9.278.000,00	12.247.000,00
I&C	Turbina	62.619.000,00	62.657.000,00
	Fundação	102.224.000,00	134.936.000,00
	Cabos	115.070.000,00	151.892.000,00
	Subestação	3.991.000,00	5.268.000,00
	Proteção contra erosão	873.000,00	1.152.000,00

	Seguro	20.966.000,00	27.675.000,00
O&M	Operação e Manutenção	56.597.000,00	74.708.000,00
D&V	Descomissionamento	122.860.000,00	162.175.000,00

Fonte: Adaptado de Ioannou, Angus e Brennan (2018).

Cada um dos custos apresentados pelo artigo se encontra na moeda Libra Esterlina. Por esse motivo, a moeda foi convertida para o Dólar Americano, moeda padrão das transações comerciais no mundo, utilizando como base o câmbio do dia 26/02/2019, onde 1 libra = 1,32 dólar americano.

4.2 Projeto de usina eólica *offshore* no Chile

O segundo estudo de caso trata de um estudo de viabilidade técnico-econômica desenvolvido por Mattar e Guzmán-Ibarra (2017) para um projeto de uma usina eólica *offshore* no Chile. A área de estudo se detém a uma região que compreende a fronteira da costa do Chile, 100 quilômetros a oeste do Oceano Pacífico e com coordenadas de 18° sul e 56° sul de latitude. Essa região é caracterizada pela presença do anticiclone subtropical do sudeste do Pacífico, fazendo com que o vento se direcione para o equador ao longo da maior parte do litoral chileno.

A tabela 3 apresenta características sobre a região de interesse para a instalação da usina, bem como o tipo de máquina adotado para realização do estudo de viabilidade técnico-econômica.

Tabela 3 – Características consideradas no estudo de viabilidade

Característica	**Informações**
Aerogerador	Vestas V164-8.0 MW
Fundação	SPAR (Hywind-II)
Capacidade instalada	240 MW
Número de turbinas	30
Profundidade da água	200 m
Tempo previsto de operação da usina	25 anos

Fonte: Adaptado de Mattar e Guzmán-Ibarra (2017)

O estudo desenvolvido por Mattar e Guzmán-Ibarra (2017) analisa usinas com diferentes capacidades instaladas: 80 MW, 160 MW e 240 MW. Entretanto, este estudo levará em consideração apenas os valores de custos referentes ao projeto de 240 MW, por se tratar de um projeto com aportes maiores de investimento. Os valores para cada etapa do projeto são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Custos por fase do projeto

Fase do projeto	Descrição	Valor (USD)
P&C	Estudos ambientais	11.028.811,00
	Estudos do leito marinho	1.985.186,00
	Projetos de engenharia	258.074,00
	Gestão e desen. projetos	136.779,00
P&A	Turbinas	398.400.000,00
	Infraestrutura	172.527.744,00
	Amarração e ancoragem	21.243.055,00
	Conexão com a rede	86.798.985,00
I&C	Turbinas	36.258.504,00
	Infraestrutura elétrica	20.780.493,00
	Cabo submarino	395.883,00
O&M	Operação	9.600.000,00
	Manutenção	18.000.000,00
D&V	Descomissionamento	30.583.793,00

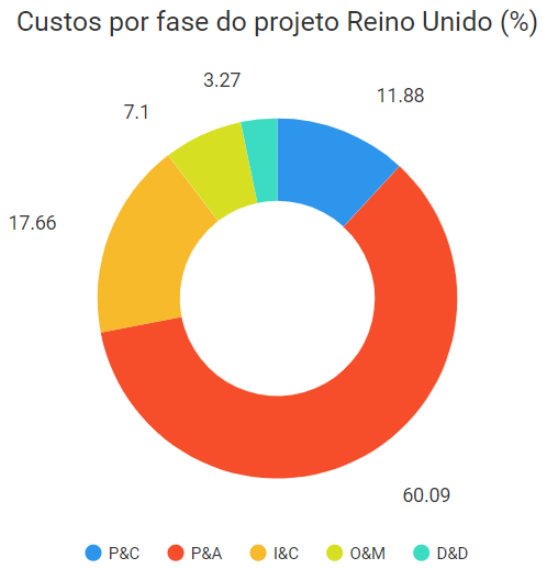
Fonte: Adaptado de Mattar e Guzmán-Ibarra (2017)

Os valores apresentados, pelos autores, para esse estudo de caso já se encontram em Dólar Americano. Dessa forma, não será necessário realizar uma conversão de moeda, como ocorrido no estudo de caso anterior. O item seguinte deste artigo (item 5) será dedicado para uma análise mais detalhada dos custos apresentados nas tabelas 2 e 4 dos dois estudos de caso.

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

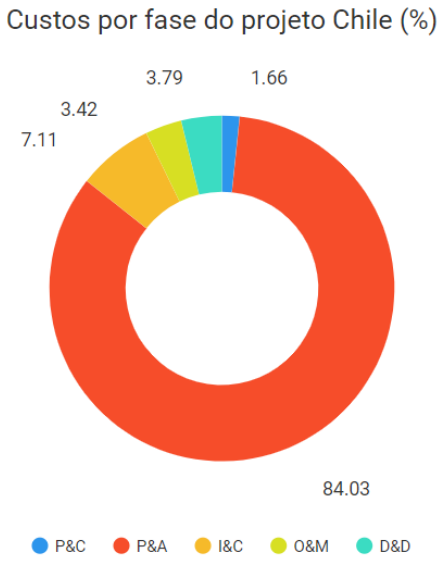
Os investimentos em usinas eólicas *offshore* são da ordem de bilhões de dólares. Os altos valores investidos em estudos ambientais, engenharia, compra de equipamentos, operação e manutenção e descomissionamento justificam esse comportamento. Analisando os custos de cada fase, é possível notar que umas possuem maior representatividade na estrutura de custos do que outras. As figuras 4 e 5 apresentam as composições dos custos por fase do projeto para os estudos de caso do Reino Unido e Chile, respectivamente.

Figura 4 – Custo por fase do projeto Reino Unido



Fonte: Elaborado pelos autores (2019)

Figura 5 – Custo por fase do projeto Chile



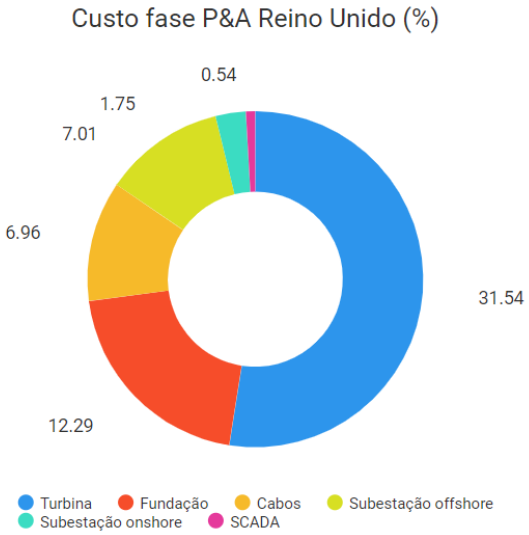
Fonte Elaborado pelos autores (2019)

Os dois estudos de caso apresentam os custos de Produção e Aquisição (P&A) como sendo os mais representativos. Esse mesmo comportamento pode ser observados em outros estudos que se detém a esse tipo de análise (BLANCO, 2009; KAUSCHE et al., 2018). Esses custos representam a compra dos aerogeradores, fundações, cabos, subestações e todos os outros componentes necessários para o funcionamento de uma usina eólica *offshore*.

No caso do Reino Unido, a fase P&A tem uma participação de 60,09% em relação ao custo total do projeto. No caso do Chile, observa-se uma participação ainda maior de 84,03%. Apesar do projeto do Chile ter uma capacidade de geração menor (240 MW), ele está situado em uma região de águas profundas (200 metros de profundidade). Além disso, o Chile encontra-se mais distante do mercado fornecedor de equipamentos, o qual se concentra, em grande parte, no continente Europeu.

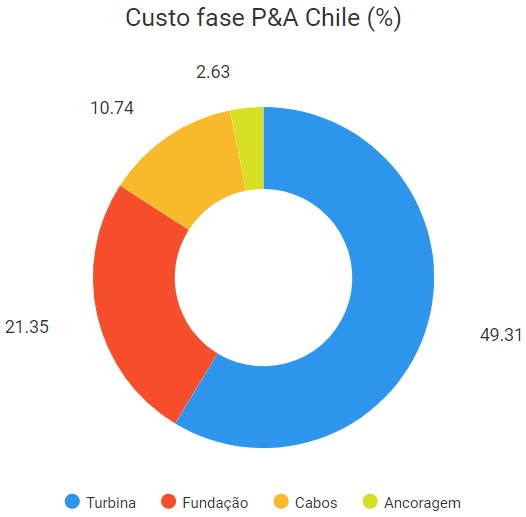
Analisando os valores referentes a fase de Produção e Aquisição, dois itens compõem em grande parte os custos, como pode ser observado nas figuras 6 e 7.

Figura 6 – Percentual dos custos da fase P&A Reino Unido



Fonte: Elaborado pelos autores (2019)

Figura 7 – Percentual dos custos da fase P&A Chile

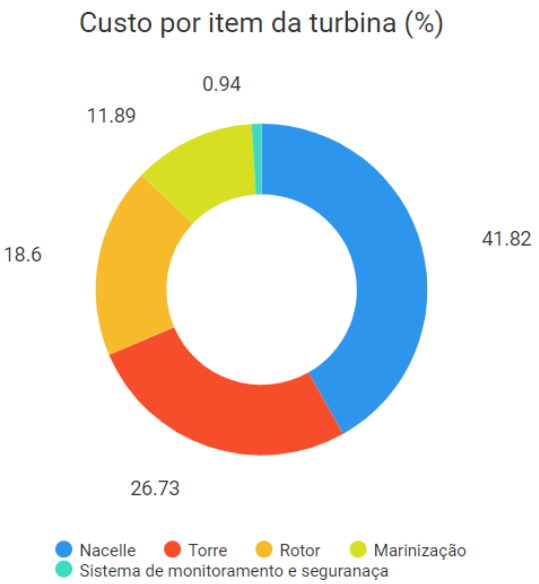


Fonte: Elaborado pelos autores (2019)

Como pode ser observado nas figuras 6 e 7, os custos mais representativos nessa fase estão relacionados à turbina e à fundação. No caso do Reino Unido, 31,54% do custo total do projeto refere-se à turbina. Para o Chile, quase 50% do custo está centrado no aerogerador. Essa diferença se dá, principalmente, pelos estudos de caso considerarem máquinas com capacidades nominais diferentes, conforme apresentado nos itens 4.1 e 4.2.

Quando se trata dos componentes de uma turbina eólica *offshore*, o item com maior custo é a nacelle, seguida pela torre e rotor. Os percentuais para cada um dos itens podem ser vistos na figura 8 (KONSTANTINIDIS; KOMPOLIAS; BOTSARIS, 2014)

Figura 8 – Distribuição dos custos de uma turbina eólica *offshore*



Fonte: Elaborado pelos autores (2019)

Um grande percentual de participação nos custos também pode ser observado no processo de "marinização" (11,89% do custo total da turbina). Esse processo envolve uma preparação especial para que a turbina consiga desempenhar sua função requerida em condições extremas do ambiente marinho, protegendo seus componentes dos efeitos que podem ser gerados (KONSTANTINIDIS; KOMPOLIAS; BOTSARIS, 2014).

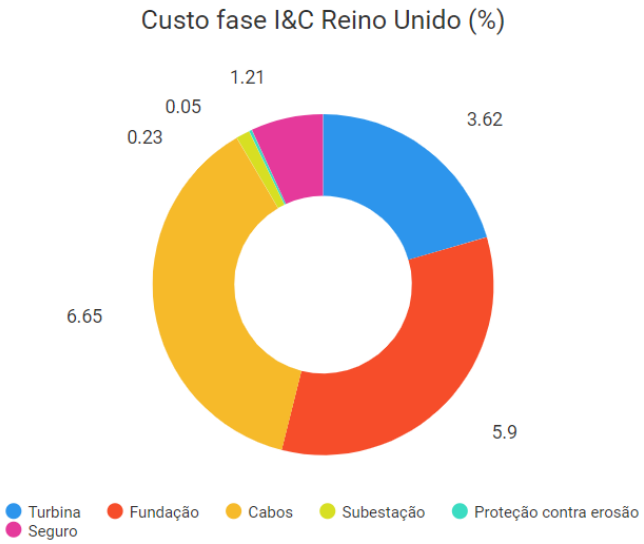
Os custos com fundação também apresentam percentual de contribuição diferente. No Reino Unido, observa-se uma participação de 12,29% nos custos para uma fundação *monopile*. O Chile apresenta um percentual de 21,35% para uma fundação do tipo flutuante, a qual ainda apresenta um custo adicional referente a ancoragem e amarração da estrutura (2,63%). Outra similaridade observada entre os estudos de caso é que o custo com cabos ocupa a 3ª posição em termos de maior representatividade dos custos para a fase de P&A.

A segunda fase com maior custo representativo é a de Instalação e Comissionamento (I&C). Para o caso do Reino Unido, essa fase representa 17,66% do custo total da usina, enquanto que no Chile esse valor cai para 7,11%. É importante frisar que, para o primeiro caso, 140 máquinas devem ser instaladas enquanto que no segundo

apenas 30 turbinas serão utilizadas. Isso pode justificar o maior percentual para o caso do Reino Unido.

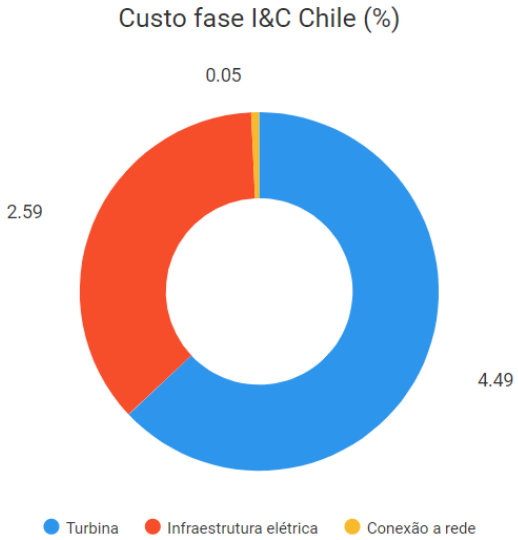
Nessa fase, são realizados eventos como a instalação das turbinas, fundações, subestações *onshore* e *offshore*, instalação dos cabos e conexão com a rede de distribuição (IOANNOU; ANGUS; BRENNAN, 2018; MATTAR; GUZMÁN-IBARRA, 2017). A distribuição dos valores referentes a cada uma dessas atividades pode ser representada de acordo com as figuras 9 e 10.

Figura 9 – Percentual dos custos fase I&C Reino Unido



Fonte: Elaborado pelos autores (2019)

Figura 10 – Percentual dos custos fase I&C Chile



Fonte: Elaborado pelos autores (2019)

As informações contidas nas figuras 9 e 10, informam que os custos com instalação de fundações, cabos e turbinas são os maiores. No projeto desenvolvido para o Reino Unido, a instalação dos cabos possue uma maior participação nos custos com 6,65% seguido pela instalação da fundação (6,65%) e a instalação das turbinas (3,62%). O caso do Chile apresenta um percentual para instalação de turbina de 4,49%, o qual já inclui, também, os custos referentes a instalação das fundações. Os custos com infraestrutura elétrica (instalação de cabos e subestações) vem em seguida com 2,59% do custo total do projeto.

Enfim, temos os custos que representam menos de 25% do custo total do projeto. Esse resultado é obtido com a soma dos custos das fases de Pré-Desenvolvimento e

Concessão (P&C), Operação e Manutenção (O&M) e Descomissionamento e Venda (D&V). Dentre esses, não é possível observar um comportamento regular entre os projetos, visto que o terceiro maior custo para o projeto do Reino Unido é representado pela fase de O&M (7,1%), enquanto que no do Chile é pela fase de D&V (3,79%).

6. Conclusões

Os estudos de caso considerados no desenvolvimento deste estudo permitiram conhecer o montante do investimento necessário em um projeto de usina eólica *offshore*. Trata-se de projetos com investimentos na ordem dos bilhões de dólares. O volume e complexidade das atividades que devem ser executadas para uma correta implantação de um projeto desta natureza, explicam os altos investimentos demandados.

O ciclo de vida de um projeto de uma usina eólica *offshore* é extenso e, geralmente, compreende 5 grandes fases: Pré-Desenvolvimento e Concessão (P&C); Produção e Aquisição (P&A); Instalação e Comissionamento (I&C); Operação e Manutenção (O&M); e Descomissionamento e Venda (D&V).

A fase de Produção e Aquisição (P&A) é aquela fase na qual um maior investimento é demandado. A depender do tipo de projeto, foi observado que o custo dessa fase pode variar de 60% a 85% do custo total do projeto. Esse alto investimento é justificado devido ao alto valor agregado dos componentes que são adquiridos. É o que acontece com a turbina, a qual demanda investimento entre 31% e 50% do custo do projeto, e a fundação, com um percentual entre 12% e 22% do custo do projeto.

Quando o custo da turbina é analisado separadamente, verifica-se que a nacelle representa, aproximadamente, 42% do seu custo total. Isso se deve ao fato deste componente abrigar os principais elementos de um aerogerador, os quais são responsáveis pela conversão e produção de energia elétrica. O segundo item mais caro de uma turbina é a torre, com uma participação aproximada de 27% do custo total desse componente.

Em seguida, representando o segundo maior custo do projeto, tem-se a fase de Instalação e Comissionamento (I&C), variando numa faixa de 7% a 17% do custo total do projeto. Os maiores valores observados são da instalação das fundações, cabos e turbinas. Todos esses componentes necessitam de embarcações adequadas e mão-de-obra especializada para sua execução. O custos desses itens sofre aumento conforme a

quantidade de embarcações e mão-de-obra necessária (SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016), bem como o tempo requerido (IOANNOU; ANGUS; BRENNAN, 2018).

Os custos para as demais fases (Pré-Desenvolvimento e Concessão; Operação e Manutenção; Descomissionamento e Venda), quando somados, representam uma faixa de 9% a 25% do custo total do projeto. É importante destacar que todos os percentuais determinados terão variação conforme as especificações de cada projeto.

Por fim, deixa-se como recomendações para futuros trabalhos desenvolver um estudo para o Brasil semelhante aos aqui tratados. A literatura já conta com estudos que propõem maneiras para determinar os custos em diferentes fases do ciclo de vida de um projeto de energia eólica *offshore* (DICORATO et al., 2011; IOANNOU; ANGUS; BRENNAN, 2018; SHAFIEE; BRENNAN; ESPINOSA, 2016; THE CROWN ESTATE, 2019). Essa replicação tornaria possível conhecer como essa estrutura de custos se apresenta no Brasil e como estamos em relação aos países mais desenvolvidos neste setor.

Agradecimentos: Este artigo é resultado da parceria entre a Petrobras e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e recebeu apoio financeiro do P&D - Setor Elétrico da ANEEL (PD-00553-0045/ 2016).

Referências

BLANCO, M. I. The economics of wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 6–7, p. 1372–1382, 2009.

CASTRO-SANTOS, L.; MARTINS, E.; GUEDES SOARES, C. Economic comparison of technological alternatives to harness offshore wind and wave energies. **Energy**, v. 140, p. 1121–1130, 2017.

DICORATO, M. et al. Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. **Renewable Energy**, v. 36, n. 8, p. 2043–2051, 2011.

EFFIOM, S. O.; NWANKWOJIKE, B. N.; ABAM, F. I. Economic cost evaluation on the viability of offshore wind turbine farms in Nigeria. **Energy Reports**, v. 2, p. 48–53, 2016.

ENERGY, E. F. M. FOR E. A. AND. Offshore wind energy: An overviewm of activities in Germany. p. 44, 2015.

ESTEBAN, M. D. et al. Why offshore wind energy? **Renewable Energy**, v. 36, n. 2, p.

444–450, 2011.

IOANNOU, A.; ANGUS, A.; BRENNAN, F. A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances. **Applied Energy**, v. 221, p. 406–424, 2018.

IRENA. **Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050**. [s.l: s.n.],.

IRENA. **RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2018**. [s.l: s.n.],.

KAISER, M. J.; SNYDER, B. F. **Offshore wind energy cost modeling: Installation and Decomissioning**. Londre: Springer, 2012.

KAUSCHE, M. et al. Floating offshore wind - Economic and ecological challenges of a TLP solution. **Renewable Energy**, v. 126, p. 270–280, 2018.

KONSTANTINIDIS, E. I.; KOMPOLIAS, D. G.; BOTSARIS, P. N. Viability analysis of an offshore wind farm in North Aegean Sea, Greece. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 6, n. 2, 2014.

MALHOTRA, S. Selection, Design and Construction of Offshore Wind Turbine Fundations. **Wind Turbines**, p. 231–263, 2011.

MATTAR, C.; GUZMÁN-IBARRA, M. C. A techno-economic assessment of offshore wind energy in Chile. **Energy**, v. 133, p. 191–205, 2017.

MIN, C. G. et al. Economic considerations underlying the introduction of capacity mechanism in Korean offshore wind farms. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 26, n. 10, p. 2060–2073, 2016.

MOSTAFAEIPOUR, A. Feasibility study of offshore wind turbine installation in Iran compared with the world. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 7, p. 1722–1743, 2010.

OH, K.-Y. et al. Wind resource assessment around Korean Peninsula for feasibility study on 100MW class offshore wind farm. **Renewable Energy**, v. 42, p. 217–226, 2012.

SATIR, M.; MURPHY, F.; MCDONNELL, K. Feasibility study of an offshore wind farm in the Aegean Sea, Turkey. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, n. September 2016, p. 2552–2562, 2018.

SHAFIEE, M.; BRENNAN, F.; ESPINOSA, I. A. A parametric whole life cost model for offshore wind farms. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 21, n. 7, p. 961–975, 2016.

SHI, W. et al. Feasibility study of offshore wind turbine substructures for southwest offshore wind farm project in Korea. **Renewable Energy**, v. 74, p. 406–413, 2014.

THE CROWN ESTATE. A Guide to an Offshore Wind Farm. **Power**, n. January, p. 1–70, 2019.

TURRIONI, J. B.; MELLO, C. H. P. Metodologia de Pesquisa em Engenharia de

Produção - Estratégias, Métodos e Técnicas para Condução de Pesquisas Quantitativas e Qualitativas. **Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI**, p. 199, 2012.

LICENÇA SOCIAL EM PARQUES EÓLICOS: UMA PROPOSTA METODOLÓGICA

Italo Barretto[1], Fabiano Melo[2], Francisco Pimenta[3], Marcel Scarton [4], Lucas Lordelo[5], Ana Carolina Paes[6], Caio Galiano[7], Roberval Cunha [8]

RESUMO

Apesar dos diversos benefícios atrelados ao aproveitamento da força do vento para geração de energia elétrica, como o custo reduzido na operação de um parque eólico, quando comparado aos outros empreendimentos de geração de energia, ou aos impactos no meio ambiente, que também são relativamente menores, é verificado ao redor do mundo uma taxa menor do que a esperada de implantação de parques eólicos. No começo do desenvolvimento desta tecnologia, considerava-se apenas os aspectos sociopolíticos e econômicos como possíveis fatores de aceitação para esses projetos, com os impactos sociais recebendo menor atenção. No entanto, verifica-se atualmente, diversos problemas sociais relacionados a implantação e operação de parques eólicos e, com isso, a diminuição da aceitação popular a esses empreendimentos. Neste contexto surge a proposta de utilização de Licença Social como ferramenta para melhorar este cenário e garantir a implantação e operação dos empreendimentos sem maiores impactos, tanto para o empreendedor, quanto para a sociedade afetada.

Palavras-chave: Energia Eólica, Parque Eólico, Energias Renováveis, Licença Social, Problemas Sociais.

ABSTRACT

Despite the several benefits related to the use of wind power to generate electricity, such as the reduced cost of operating a wind farm, when compared to other energy generation projects, or to the impacts on the environment, which are also relatively smaller, a lower than expected rate of implementation of wind farms is verified around the world. At the beginning of the development of this technology, only socio-political and economic aspects were considered as possible acceptance factors for these projects, with social impacts receiving less attention. However, there are currently

[1] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - italobarretto@temis-es.com.br
[2] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - fabianomelo@temis-es.com.br
[3] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - franciscopimenta@temis-es.com.br
[4] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - marcelscarton@temis-es.com.br
[5] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - lucaslordelo@temis-es.com.br
[6] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - anapaes@temis-es.com.br
[7] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - caiogaliano@temis-es.com.br
[8] Temis Projetos de Meio Ambiente e Sustentabilidade LTDA, Rua Rio Grande do Sul, Nº 332, Salvador, Bahia, Brasil - robervalcunha@temis-es.com.br

several social problems related to the implementation and operation of wind farms and, with this, the decrease of popular acceptance to these ventures. In this context, comes the proposal to use Social License as a tool to improve this scenario and ensure the implementation and operation of the enterprises without major impacts, both for the entrepreneur and for the affected society.

Keywords: Wind Power, Wind Farm, Renewable Energy, Social License, Social Problems.

INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica a partir da fonte eólica, levando em consideração a sua eficiência e rentabilidade, está entre as melhores opções de energia limpa do mundo. No momento em que vivemos, a busca pela redução na emissão dos gases de efeito estufa deve ser objetivo primordial para todas as nações. No entanto, em alguns países a taxa de crescimento da capacidade instalada para energia eólica é menor do que a esperada no passado.

Wüstenhagen et al. (2007) aponta que existem três fatores que impactam na aceitação de novos projetos de energias renováveis, sendo eles: aceitação sociopolítica, que envolve políticos e alguns *stakeholder*; aceitação do mercado, envolvendo investidores e consumidores; e a aceitação das comunidades locais. Por muito tempo os debates sobre a aceitação de projetos de energia focaram apenas na aceitação sociopolítica e de mercado, assumindo como garantido a aceitação social e sempre esperando as boas-vindas da população local. No entanto, como será demonstrado neste artigo, com o rápido desenvolvimento de projetos de energia eólica no mundo, percebe-se também um aumento na quantidade de conflitos com as comunidades locais, expondo a suscetibilidade desses projetos a impactos sociais.

Como medida de eliminar ou compensar de forma adequada esses impactos sociais, a adoção do sistema de Licenças Sociais, para os empreendimentos de aproveitamento eólico, se mostra como uma excelente estratégia para a melhoria da relação com a sociedade e garantia de um desenvolvimento prospero para o mercado de geração de energia através da fonte eólica. Esse aprimoramento na relação entre o empreendedor e as comunidades locais, concede aos empreendimentos uma vida útil com maior garantia de retorno do investimento realizado, através da redução dos riscos de sanções, multas, embargos e outros. Bem como, garante que os futuros empreendimentos sejam bem vistos aos olhos da população.

OBJETIVOS

Este trabalho objetiva identificar os principais problemas sociais envolvendo parques eólicos no Brasil e propor a adoção de uma Licença Social em empreendimentos de geração de energia eólica.

Além disso, ampliar a percepção sobre os atores sociais mais impactados pela implantação e operação de um empreendimento desse tipo; e disseminar no setor mais informações sobre o processo de obtenção e manutenção de uma Licença Social, bem como os benefícios para todos os envolvidos.

PROBLEMÁTICAS SOCIAIS

A energia eólica é a tecnologia limpa que mais tem crescido na última década trazendo diversos benefícios socioeconômicos e ambientais a nível mundial (SIMAS E PACCA, 2013). O benefício socioeconômico é principalmente na geração de empregos, muitos na zona rural, no setor da construção civil durante a implantação do empreendimento.

Por outro lado, os impactos sociais durante a implantação e operação do empreendimento são menos explorados e podem causar diversos transtornos à população local. O que pode se estender e acarretar em prejuízos para o empreendedor, como por exemplo, processos judiciais, paralizações, protestos, bloqueios e mídia negativa para o empreendimento e para a empresa que o opera.

Por isso, para o sucesso de um empreendimento eólico é fundamental a compreensão dos aspectos sociais envolvidos naquela região, realizar a avaliação dos possíveis impactos sociais e definir a forma adequada de como lidar com eles. Para Vanclay (2003), as avaliações dos impactos sociais incluem os processos de analisar, monitorar e gerenciar as consequências sociais intencionais e não intencionais, ambas positivas e negativas, das intervenções planejadas e qualquer mudança nos processos sociais provocadas por essas intervenções. Ainda segundo Vanclay, o propósito primário dessa avaliação é de criar um ambiente social mais sustentável e equitativo.

No que tange os parques eólicos, diversas barreiras sociais que trazem prejuízos aos empreendimentos podem ser encontradas, podendo se apresentar a curto, médio e longo prazo. Pasqualetti (2011) considera que essas barreiras podem ser inseridas em duas categorias principais, uma delas sendo a alteração na paisagem e a outras mudanças no modo de vida dos residentes locais. Ainda segundo Pasqualetti, essas barreiras estão causando redução na taxa de avanço da geração de energia pela fonte eólica.

Nos próximos parágrafos serão apresentados casos reais, em países como a Inglaterra, Gales, Brasil, Espanha e Estados Unidos da América, onde foram identificados e estudados problemas sociais gerados pela presença de parques eólicos.

Turismo

Como reportado por Meireles (2011), as usinas eólicas estão promovendo profundos impactos ambientais negativos ao longo do litoral nordestino, um deles sendo o impacto no turismo, onde, através da artificialização da paisagem litorânea com a instalação de torres eólicas, o fluxo do turismo natural pode ser afetado negativamente. Bem como, conflitos com comunidades tradicionais e indígenas que possuem uma relação de subsistência com área marinha.

Desvalorização de Residências

Outro problema identificado é a desvalorização de residências existentes próximos a parques eólicos. Em um estudo realizado pela Escola de Economia de Londres (GIBBONS, 2015), a qual analisou mais de um milhão de transações de propriedades, descobriu que em parques eólicos com mais de 20 turbinas reduziu o valor de propriedades em até 12% para parques a 2 km de distância, e entre 3% e 8% para parques a 14 km de distância. Gibbons ainda afirmou que em parques eólicos maiores que 20 turbinas, a desvalorização dos imóveis seria ainda maior.

Ruídos

Os aerogeradores produzem dois ruídos durante a operação do parque eólico, o ruído mecânico, gerado pelos componentes dentro da nacele (caixa multiplicadora, gerador, mecanismo de orientação, ventoinhas de arrefecimento e equipamento auxiliar), e o ruído aerodinâmico, gerado pelo atrito entre as pás e o fluxo de ar. Apesar da redução da intensidade desses ruídos em decorrência do desenvolvimento de novas tecnologias, atualmente este ainda é um impacto significante na determinação da localização dos aerogeradores.

Magari et al. (2014) aponta que, em decorrência do incremento na instalação de parques eólicos no mundo inteiro, uma grande quantidade de estudos relacionados aos efeitos sonoros das

turbinas eólicas foi realizada. De forma geral, estes estudos concluíram que existe pouca ou nenhuma evidência que os ruídos audíveis e subaudíveis emitidos pelas turbinas tenham impactos psicológicos adversos na população, com exceção das perturbações do sono autorrelatadas. O distúrbio causado por esses ruídos na população é um fenômeno real e depende de diversos fatores, inclusive sensibilidade individual (Magari, et al., 2014).

Bloqueios de Acesso

Em alguns trabalhos analisados, autores apontam que a instalação dos parques eólicos no litoral nordestino do Brasil vem causando grande insatisfação entre comunidades locais por conta de bloqueios a acessos que anteriormente podiam ser utilizados pela população. Esses acessos eram utilizados para o lazer da população (praia, dunas e lagoas), para o trabalho (atividades de pesca e mariscagem) ou apenas para deslocamento entre uma localidade e outra. Com a implantação dos parques eólicos esses acessos foram bloqueados ou a sua utilização foi dificultada (Brown, 2011. Araújo e De Moura, 2017. Moreira, 2013. Mendes, 2015).

Após diagnóstico realizado em duas comunidades do litoral cearense, Mendes (2015) cita que, com a construção de um parque eólico na localidade, o único acesso para entrar e sair da comunidade passou a ser controlado por cancela operada pelo parque eólico. Logo após a conclusão da implantação do empreendimento a comunidade local não estava autorizada a utilizar esse acesso, a liberação só foi concedida após disputas judiciais. O acesso era utilizado anteriormente pelas comunidades para exercerem as suas atividades cotidianas como ir à escola, ao posto de saúde, ao banco, para trabalhar e após o bloqueio todas essas atividades foram comprometidas (Mendes, 2015).

Telecomunicação

Apesar de menos comuns, foram identificados problemas relacionando a existência de parques eólicos com interferências nos serviços de telecomunicação. O Departamento de Engenharia da Universidade do País Basco, em parceria com o Centro de Pesquisa de Comunicações do Canadá, publicou um artigo que analisou o impacto dos parques eólicos nos serviços de telecomunicação. Os serviços de telecomunicação analisados que impactam diretamente na sociedade e que demonstraram maior vulnerabilidade a proximidade de turbinas eólicas foram os serviços de transmissões de televisão digital e analógica (Angulo, et al., 2014).

A presença de parques eólicos próximos a transmissores ou receptores dos serviços de telecomunicação podem causar distorções no sinal transmitido (Angulo, et al., 2014). E, apesar do fato de que casos de interferência crítica não são comuns, caso eles ocorram após o parque eólico já construído, as medidas corretivas que precisarão ser adotadas são tecnicamente complexas e/ou extremamente caras (Angulo, et al., 2014).

LICENÇA SOCIAL

A Licença Social (LS) desempenha a função de identificar esses possíveis problemas e resolvê-los da forma mais satisfatória para ambas as partes, o empreendedor e a sociedade afetada pelo empreendimento.

Conforme apresentado por Boutilier (2018), o termo foi inicialmente utilizado por Jim Cooney, diretor de Assuntos Públicos e Internacionais da Placer Dome Inc., em uma reunião do Banco Mundial em Washington, como uma analogia as licenças governamentais. Onde, após observar as falhas do governo em levar em consideração e proteger os interesses das comunidades no processo de conceder as licenças para mineração, o que poderia gerar oposições da comunidade pelo

projeto posteriormente, recomendou que as empresas de mineração buscassem e obtivessem a licença social diretamente das comunidades envolvidas.

Essas falhas do governo em considerar os interesses da população local e, consequentemente, de garantir a habilidade do empreendimento de operar durante o período previsto para assegurar o retorno do investimento, lembrando que, as comunidades possuem o poder de obstruir projetos, mesmo quando esses foram aprovados pelo governo, transformam a licença social em uma necessidade e não uma opção.

O conceito de Licença Social ainda está em constante evolução e desenvolvimento, inicialmente, o termo era utilizado apenas para representar a fase de operação do empreendimento. No entanto, com o seu amadurecimento e maior exigência a partir das populações locais, passou a abarcar todas as etapas do empreendimento.

Nelsen (2006) apresenta que a LS pode ser definida como um conjunto de conceitos, valores, ferramentas e práticas que representem a forma de perceber a realidade para a indústria e seus *stakeholders*. Tendo como propósito estabelecer um ambiente para negociação através do qual os envolvidos são escutados, entendidos e respeitados. Nelsen ainda complementa afirmando que a LS é uma forma de prestar contas, ganhar credibilidade, flexibilidade e capacidade para os *stakeholders* e para o empreendimento.

Apesar da sua conotação de imaterialidade, porque não existe uma licença real a ser obtida, a LS pode ser vista como um tipo de garantia, uma forma para as empresas adquirirem certeza econômica no que diz respeito a novos projetos (Taylor e Francis, 2006).

A LS também é uma ferramenta de gestão para as empresas, onde, através do entendimento da realidade social, cultural e econômica da localidade onde pretende-se implantar o empreendimento, alinhado com o planejamento do layout do empreendimento e a proposição de ações sociais, é possível garantir o pleno funcionamento do empreendimento com o mínimo de impactos negativos às comunidades locais e compensações significativas para aqueles inevitáveis. A tabela abaixo demonstra resumidamente algumas concepções equivocadas da Licença Social.

Tabela 1 – Características de uma Licença Social

O que é uma LS	O que não é uma LS
Garantida pela comunidade local	Garantida pelo governo/autoridades
Intangível, informal	Uma licença escrita
Deve ser adquirida e mantida	Disponível através de uma taxa e permanente
Única para cada caso	Igual em todos os empreendimentos

Fonte: Produzida pelo autor

Para o processo de obtenção de uma LS, as empresas precisam planejar o processo de implantação de forma que proporcione uma análise integrada e compreensiva entre os aspectos socioeconômicos locais e os fatores tecnológicos que provavelmente irão afetar o projeto. (Nelsen, 2006). Diversos autores recomendam que, para a obtenção de uma LS com as comunidades locais, incluem uma comunicação inicial e contínua; transparência na transmissão de informações sobre o projeto; desenvolvimento de mecanismos para resolução de conflitos; e tomada de decisões culturalmente apropriada à realidade local (Prno e Slocombe, 2012).

Outro aspecto importante para obtenção de uma LS inclui a manutenção de uma reputação positiva, o entendimento da cultura local e garantir um canal de comunicação aberto entre a comunidade e o empreendedor (Prno e Slocombe, 2012).

Thomson e Boutilier (2011), identificaram três componentes normativos de uma LS, sendo eles a legitimidade, credibilidade e a confiança. Onde, mover entre esses componentes exige um longo exercício de construção e balanceamento de um bom relacionamento entre a empresa e a comunidade local. Já a própria licença social possui quatro níveis, sendo eles a retirada, aceitação, aprovação e identificação de copropriedade com o projeto. Thomson e Boutilier (2011) ainda complementam que as empresas precisam aprender a como entrar no tipo de parceria com a comunidade que lhes garantirá uma LS, e as comunidades precisam desenvolver as estruturas que tornam elas capazes de emitir uma LS que seja legítima, confiável e fidedigna.

A importância de uma Licença Social cresce ao passo que empreendimentos eólicos se tornam cada vez mais comuns no território brasileiro, os seus impactos sociais e culturais também serão mais conhecidos. Assim, a percepção da população sobre esses impactos também crescerá, bem como as demandas por compensações mais significativas e mais alinhadas com a realidade local.

MÉTODO DE PESQUISA

Para elaboração deste artigo foi realizada pesquisa exaustiva de artigos, nacionais e internacionais, que tratam sobre a aplicação da Licença Social em empreendimentos com potencial de causar impactos sociais nas comunidades locais. Bem como, artigos que abordaram problemas sociais causados pela implantação e operação de parques eólicos.

Posteriormente, através da análise dos problemas identificados nesses artigos, em associação com a experiência profissional na área dos autores, foram elaboradas um conjunto de “boas práticas” que podem ser adotadas com o objetivo de reduzir atritos com a população local, garantir a operação do parque eólico e o retorno financeiro do investimento da sua implantação e conceder ao empreendimento uma Licença Social.

ANÁLISE E DISCUSSÃO

Conforme apresentados nos itens anteriores, a Licença Social surgiu em empreendimentos de mineração, os quais sempre estão modificando o espaço geográfico com fim de ampliar a exploração da jazida. Empreendimentos eólicos por sua vez, após a sua instalação não interferem de modo tão significativo no uso e ocupação do solo, apenas deixando estruturas permanentes como vias de acesso, praça de aerogeradores e subestação. Desmobilizando as estruturas temporárias como canteiro de obras, usina de concreto, jazidas, paióis, entre outros.

Para que os parques eólicos tenham maior aceitação social e consequentemente obtenham a licença social, é necessário que desde o planejamento sejam observadas situações e possíveis tensões que podem ser criadas a partir da inserção do projeto na região.

Conceitos bem conhecidos que podem ser aplicados para se adquirir a licença social são o da ecologia industrial e da gestão socioambiental, que visam analisar o empreendimento de modo integrado e holístico, avaliando a inserção de parque eólico no contexto social, econômico e ambiental de forma satisfatória, visando a redução dos impactos negativos (GIANNETTI E ALMEIDA, 2006).

Além desses, o conceito da Responsabilidade Social Coorporativa, traz a perspectiva da consolidação da “crença que as empresas devem assumir um papel mais amplo perante a sociedade que não somente o de maximização de lucro e criação de riqueza.”. Para tal, as empresas devem inserir no seu planejamento estratégico, práticas que visem “um desenvolvimento econômico

sustentável que englobe os aspectos sociais, econômicos e ambientais" voltadas não só para si, como também para a cadeia de interessados e/ou afetados pelas suas ações (BERTONCELLO, 2007).

Desta forma, são propostas boas práticas ao projetar, implantar e operar empreendimentos eólicos, para que se alcance uma boa aceitação social a partir dos eixos orientadores apresentados a seguir.

Cumprimento de normas e regulamentos

Iniciando com as exigências básicas da legislação brasileira, o atendimento ao preconizado nas licenças ambientais, assim como nas normas técnicas, resoluções e instruções normativas, tem como objetivo nortear a execução de projetos de forma técnica e socialmente aceitável, minimizando os riscos existentes da atividade.

Isto posto, é essencial que o projeto do parque eólico cumpra o estabelecido nestes documentos apresentados, dessa forma o empreendedor reduz o risco da aplicação de embargos e multas, consequentemente, gerando um marketing negativo e desacreditando a instituição frente à sociedade.

No entanto, como discutido ao longo da contextualização desse artigo, as normas e regulamentos possuem suas limitações. E nem sempre são suficientes para garantir uma boa relação com as comunidades locais, os principais impactados pela chegada de grandes empreendimentos.

Conhecimento do contexto socioeconômico e ambiental

O primeiro passo fora da esfera "obrigatório por lei", para garantir um relacionamento adequado e de benefício mútuo com a população local, é a identificação da realidade socioeconômica e ambiental. Para a proposição de um empreendimento eólico, deve-se compreender as dinâmicas socioambientais existentes, visando a manutenção ou a promoção das características que fazem aquela região ou comunidade única.

O levantamento deve compreender os atributos mais relevantes para cultura, atividades econômicas e sentimentos locais sobre o meio ambiente e o nível de engajamento das pessoas com estes aspectos.

Dessa forma, a corporação, através da sensibilidade dos seus projetistas, pode conceber o empreendimento evidenciando as principais potencialidades e estar atento as peculiaridades que, caso não sejam observadas, podem promover futuras tensões sociais, problemas ambientais e incremento desnecessário de custos.

Estas informações podem ser levantadas através de dados secundários em instituições governamentais como o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), secretarias estaduais e municipais, estudos ambientais, entre outros. Também podem ser realizados levantamentos primários, com o envio de prepostos as localidades com objetivo de perceber as expectativas da população para este tipo de empreendimento, entender melhor a cultura, economia, além de compreender de modo qualitativo atributos paisagísticos da região.

Transparência

Como abordado ao longo deste artigo, diversos autores recomendam que para a obtenção de uma LS, é necessário um bom nível de transparência com as comunidades locais, o que inclui uma comunicação inicial e contínua.

Neste contexto, apesar de bastante disseminada no Brasil, a geração de energia elétrica através da fonte eólica, com todos os seus aspectos positivos e negativos, pode ser uma grande incógnita em diversas comunidades rurais e mais isoladas. Em uma primeira etapa de comunicação com a população local, faz-se necessário a explanação do que é um parque eólico, para que serve, quais as suas etapas de implantação e quais os impactos, negativos e positivos, esperados em todas as suas etapas.

Somente após a apresentação de todas essas informações, será possível o início do processo de discussão das contrapartidas sociais que serão adotadas para compensar ou amenizar os impactos negativos gerados. Ao final desse primeiro encontro com a comunidade, deverá ser estabelecido um canal de comunicação onde todos os envolvidos poderão ter suas opiniões escutadas e respeitadas, e o empreendedor poderá prestar contas e ganhar credibilidade perante a população local.

Layout do empreendimento eólico

Durante a concepção de qualquer projeto de parque eólico é necessário avaliar presencialmente as áreas de influência e identificar aspectos sensíveis na região que possam causar impactos sociais. Os impactos sociais mais comuns são a modificação no uso do solo – contemplando possíveis remoções de estruturas existentes –, alteração dos níveis de ruídos, alteração na paisagem e bloqueios de acessos.

Esses são os problemas mais comuns que podem ser contornados através de um planejamento inteligente do layout do empreendimento. Quando não for possível contornar e evitar os impactos sociais negativos causados pela implantação do empreendimento é necessário que seja transmitido para a população local a existência deles, para que dessa forma sejam discutidas, pensadas e executadas medidas compensatórias. A transparência ao tratar tais questões é fundamental para a obtenção e manutenção da Licença Social pelo empreendimento.

Ações sociais

As ações sociais devem ser elaboradas através do esforço em conjunto entre empreendedor e comunidade local. O empreendedor deve organizar reuniões com as lideranças locais e, através destas, identificar as necessidades das comunidades e propor ações que trarão benefícios significativos. A proposição das ações sociais através desta metodologia garante que as ações executadas estejam alinhadas com as expectativas, interesses e necessidades da população local.

Canal de comunicação

A prioridade no início das tratativas com a população local deve ser o estabelecimento de um canal eficiente de comunicação. Este canal precisa ser tratado como peça fundamental para obtenção e manutenção da Licença Social. Os principais objetivos deste canal são: garantir uma comunicação contínua com as comunidades locais; assegurar transparência na transmissão de informações sobre o projeto; e colher críticas.

CONCLUSÃO

O contínuo incremento nacional na demanda por energia elétrica, garante um futuro bastante promissor ao setor elétrico brasileiro. A geração de energia elétrica através da fonte eólica, por sua vez, em decorrência da evolução das tecnologias aplicáveis, está se tornando cada vez mais eficiente

e rentável. Isso, atrelado ao fato de que atualmente existe uma necessidade mundial da redução na emissão de gases do efeito estufa, estabeleceu uma nova demanda por métodos de geração de energia que não emitem esses gases, como o da energia eólica.

No entanto, mesmo com todos os benefícios conhecidos da energia eólica, o estabelecimento de empreendimentos de energias renováveis tem apresentado um desenvolvimento aquém do esperado, conforme apresentado em estudos como o de Pasqualetti (2011). E, uma das possíveis explicações para esse fato podem ser as barreiras sociais que estão atreladas a implantação e operação desses empreendimentos.

Quando analisado esse contexto, alinhado com o fato de que problemas sociais possuem potencial para gerar, de pequenos contratempos, a grandes prejuízos aos empreendimentos, fica perceptível a imprescindibilidade das empresas investirem mais em soluções que garantam uma boa relação entre os moradores locais e o novo empreendimento que está sendo estabelecido.

Atualmente, seja por desconhecimento, ou pela pouca experiência com empreendimentos eólicos, a população local é atraída pelo benefício imediato da geração de emprego, sem considerar os impactos sociais que aquele empreendimento poderá causar em um futuro próximo. Contudo, em países onde a energia eólica é mais conhecida, é possível presenciar o descontentamento social através da evolução de movimentos como o "*Not In My Backyard*" (NIMBY) e outras barreiras de natureza social.

Um método bastante promissor para alcançar esse patamar, onde os empreendimentos são estimados pela sociedade, é através da obtenção da Licença Social. Apesar de inicialmente desenvolvido para empreendimentos de mineração, é possível aplicar as mesmas premissas deste método em empreendimentos eólicos e colher os mesmos benefícios.

Concluindo, a gestão socioambiental que deve ser executada para a obtenção da Licença Social, propicia o amadurecimento da gestão da organização e garante oportunidade de melhorias, gerando benefícios que superam os custos reais ou percebidos. Dentre os ganhos desta gestão estão a minimização dos riscos de despesas com multas ambientais, embargos, redução de possíveis tensões sociais, melhoria da comunicação com as comunidades próximas e o aumento na segurança de um retorno financeiro do investimento realizado.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, Cecília MVB; GIANNETTI, Biagio F. **Ecologia industrial: conceitos, ferramentas e aplicações**. São Paulo: Edgard Blucher, p. 18, 2006.

AMERICAN SOCIETY OF MINING AND RECLAMATION. **International journal of mining, reclamation and environment**. Taylor & Francis, 2006.

ANGULO, I. et al. **Impact analysis of wind farms on telecommunication services**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 32, p. 84-99, 2014.

ARAÚJO, Amanda Alves; DE MOURA, Geraldo Jorge Barbosa. **A literatura científica sobre os impactos causados pela instalação de parques eólicos: análise cienciométrica**. Revista Tecnologia e Sociedade, v. 13, n. 28, 2017.

BERTONCELLO, Silvio Luiz Tadeu; CHANG JÚNIOR, João. **A importância da responsabilidade social corporativa como fator de diferenciação**. FACOM–Revista da Faculdade de comunicação da FAAP.(17), p. 70-76, 2007.

BOUTILIER, Robert; THOMSON, Ian. **The Social License: The Story of the San Cristobal Mine**. Routledge, 2018.

BROWN, Keith Brower. **Wind power in northeastern Brazil: Local burdens, regional benefits and growing opposition**. Climate and Development, v. 3, n. 4, p. 344-360, 2011.

GIBBONS, Stephen. **Gone with the wind: Valuing the visual impacts of wind turbines through house prices**. Journal of Environmental Economics and Management, v. 72, p. 177-196, 2015.

MAGARI, Shannon et al. **Evaluation of community response to wind turbine-related noise in Western New York State**. Noise and Health, v. 16, n. 71, p. 228-228, 2014.

MEIRELES, Antônio Jeovah de Andrade. **Danos socioambientais originados pelas usinas eólicas nos campos de dunas do Nordeste brasileiro e critérios para definição de alternativas locacionais**. Confins. Revue franco-brésilienne de géographie/Revista franco-brasilera de geografia, n. 11, 2011.

MENDES, Jocicléia de Souza; GORAYEB, Adryane; BRANNSTROM, Christian. **Diagnóstico participativo e cartografia social aplicados aos estudos de impactos das usinas eólicas no litoral do Ceará: o caso da Praia de Xavier, Camocim**. Geosaberes: Revista de Estudos Geoeducacionais, v. 6, n. 3, p. 243-245, 2015.

MOREIRA, Roseilda Nunes et al. **Energia eólica no quintal da nossa casa?! Percepção ambiental dos impactos sociambientais na instalação e operação de uma usina na comunidade de sítio do Cumbe em Aracati-CE**. Revista de Gestão Ambiental e Sustentabilidade, v. 2, n. 1, p. 45-73, 2013.

NELSEN, Jacqueline L. **Social license to operate**. 2006.

PASQUALETTI, Martin J. **Social barriers to renewable energy landscapes**. Geographical Review, v. 101, n. 2, p. 201-223, 2011.

PRNO, Jason; SLOCOMBE, D. Scott. **Exploring the origins of 'social license to operate'in the mining sector: Perspectives from governance and sustainability theories**. Resources policy, v. 37, n. 3, p. 346-357, 2012.

SIMAS, Moana; PACCA, Sergio. **Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável**. Estudos avançados, v. 27, n. 77, p. 99-116, 2013.

THOMSON, Ian; BOUTILIER, Robert G. **Social license to operate**. SME mining engineering handbook, v. 1, p. 1779-96, 2011.

VANCLAY, Frank. **International principles for social impact assessment**. Impact assessment and project appraisal, v. 21, n. 1, p. 5-12, 2003.

IDENTIFICAÇÃO E ANÁLISE DAS INCONSISTÊNCIAS E DOS CRITÉRIOS CONSERVADORES DA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO HARMÔNICO DE PARQUES EÓLICOS NO BRASIL

Miguel Pires De Carli

ELETROBRAS ELETROSUL

RESUMO

O presente artigo identifica e analisa as possíveis inconsistências e critérios conservadores da metodologia de avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos no Brasil. A motivação para este trabalho é o elevado número de usinas eólicas com necessidade de aplicação de filtros em função de resultados de estudos realizados com uma metodologia demasiadamente conservadora, a qual combina uma série de eventos de baixa probabilidade, gerando resultados pouco prováveis. Além disto, a experiência operativa de parques eólicos brasileiros demonstra, em grande parte dos casos, que medições de longo prazo realizadas em pontos de acoplamento de parques eólicos apresentam valores bastante divergentes dos previstos nos estudos. Desta forma, o artigo apresenta as possíveis inconsistências da metodologia e modelagens aplicadas para os estudos de desempenho harmônico de parques eólicos e propõe possíveis ajustes e melhorias tanto para a metodologia e processo de avaliação do desempenho harmônico como para o gerenciamento das distorções sistêmicas. O artigo conclui que a metodologia adotada no Brasil para a avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos resulta em previsões irrealistas do impacto provocado pelos empreendimentos. Sendo de extrema importância, portanto, realizar ajustes na metodologia e processo de avaliação do desempenho harmônico para a obtenção de resultados mais realistas e não onerar de forma inadequada os empreendimentos eólicos.

ABSTRACT

This article identifies and analysis possible inconsistencies and conservative criteria of the methodology used in harmonic performance assessment of wind farms in Brazil. The motivation for this work arose from the need to investigate the high number of wind farms required to have filter application due to studies carried out with an overly conservative methodology, which combines a series of low probability events, generating dubious results. In addition, the operational experience of Brazilian wind farms demonstrates, in most cases, that long-term measurements performed at point of

common coupling of wind farms have values that are quite different from those predicted in studies. In this way, the article presents the possible inconsistencies of the methodology and modeling applied to the wind farms harmonic performance studies and proposes possible adjustments and improvements for both the methodology and the process of evaluation of the harmonic performance and for the management of the systemic distortions. The article concludes that the methodology adopted in Brazil for wind farms harmonic performance evaluation results in unrealistic forecasts of the impact caused by the projects. Therefore, it is extremely important to make adjustments in the methodology and process of harmonic performance evaluation in order to obtain more realistic results and to avoid unnecessarily overburdening the wind farms.

1 – INTRODUÇÃO

A metodologia adotada no Brasil para avaliação do impacto harmônico provocado pelos parques eólicos tem obrigado mais de 50% dos empreendimentos a instalarem filtros para se adequarem aos limites de distorção. Este percentual, segundo fabricantes de aerogeradores, não é verificado em outros sistemas. Ocorre ainda, que, em muitos casos, a necessidade de filtros verificada em estudos não é confirmada em medições. Por outro lado, um significativo percentual de barras onde usinas eólicas se conectaram já apresentavam alguma violação dos limites de distorção previamente à conexão [1], indicando problemas de responsabilidade sistêmica; entretanto, nenhuma medida mitigadora tem sido tomada até então, apesar das regras de gerenciamento dos índices de QEE previstas no Submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede.

Neste sentido, como uma sequência de um artigo [2] que demonstrou que as distorções harmônicas medidas no PAC de parques eólicos podem apresentar valores bastante divergentes dos obtidos nos estudos com a metodologia exigida pelo ONS, este artigo visa a identificar as causas de tais divergências, elencando as possíveis inconsistências e critérios conservadores da metodologia. Esta identificação será realizada com base na experiência na realização de estudos de desempenho harmônico e na análise de medições, bem como em inúmeras referências técnicas sobre o tema.

Provavelmente o principal motivo para o grande número de filtros nas eólicas brasileiras e as divergências entre resultados de estudos e as efetivas contribuições das eólicas para as distorções harmônicas seja a metodologia adotada para a avaliação do impacto harmônico provocado por uma usina eólica, que é a mesma metodologia utilizada para o projeto de filtros de sistemas HVDC, inclusive com alguns critérios

mais conservadores. Além da própria metodologia do Lugar Geométrico, que não é um consenso internacional como forma de realização do estudo, o artigo aborda outras questões relativas à representação do modelo adotado para os estudos. Muitas destas questões elencados neste artigo estão sendo também abordadas pelo trabalho do grupo de trabalho conjunto dos comitês de estudo C4 e B4 do Cigré no JWG C4/B4.38 sobre Modelagem da Rede para Estudos Harmônicos, cuja brochura técnica estava em período de revisão na época da elaboração deste artigo.

Assim, o artigo tem o objetivo de demonstrar as incertezas e inconsistências que podem ocorrer nos modelos utilizados na metodologia de avaliação das distorções, além dos critérios rigorosos exigidos, os quais combinados, normalmente, resultam na necessidade de instalação de filtros. Por fim, o artigo propõe possíveis ajustes e melhorias tanto para a metodologia e processo de avaliação do desempenho harmônico como para o gerenciamento das distorções sistêmicas, de forma que o compartilhamento da responsabilidade sobre as distorções harmônicas seja feito de forma adequada, sem onerar inadequadamente as usinas eólicas.

2 - ANÁLISE DE POSSÍVEIS INCONSISTÊNCIAS DA METODOLOGIA

Esta seção apresenta os principais motivos que tornam os estudos exigidos pelo ONS para a avaliação do impacto provocado pelos parques eólicos nas distorções harmônicas de tensão inadequados para a obtenção de resultados realistas.

2.1 Metodologia

A metodologia requerida pelo ONS em [3] e [4] para a realização de estudos de avaliação do impacto de parques eólicos nas distorções de tensão é baseada no procedimento clássico de projeto de filtros para sistemas HVDC, conforme IEC 62001 [5]. Ocorre que sistemas HVDC baseados em conversores LCC (*Line Commutated Converter*), baseados em tiristores, invariavelmente precisam de filtros devido às altas correntes que emitem e também para fornecer os reativos necessários para o seu funcionamento; por outro lado, segundo fabricantes de aerogeradores e a literatura, as usinas eólicas *onshore* raramente necessitam da instalação de filtros em função das baixas correntes que emitem devido às características de seus conversores de comutação forçada com modulação PWM, os quais produzem tipicamente correntes harmônicas de frequências mais altas que, usualmente, são filtradas suficientemente nos próprios aerogeradores e não tem sido reportadas como um problema na literatura [6]. Portanto,

não é adequado utilizar uma metodologia de projeto de filtros, que por característica é conservadora para garantir o desempenho adequado de um sistema HVDC para se avaliar o impacto provocado por um parque eólico nas distorções. O resultado da aplicação desta metodologia para os parques eólicos é a necessidade de instalação de filtros, em muitos casos, desnecessários e/ou superdimensionados para mitigar problemas não verificados nas medições ou que não são de responsabilidade das eólicas.

Um forte indício de que a metodologia requerida pelo ONS para os estudos de distorção harmônica é inadequada para os parques eólicos é que ela não é um consenso internacional, como o próprio ONS apresentou em uma reunião do GT ONS/ABEEólica [7]. Naquela oportunidade o ONS concluiu, com base em uma pesquisa realizada pelo grupo [8] que entre 10 códigos de rede analisados apenas o Brasil e o Canadá[1] [9] utilizam o método do Lugar Geométrico (LG). Além disto, na pesquisa realizada verificou-se que embora os países estabeleçam limites de tensão ou corrente, somente em 4 dos 10 países foi possível verificar a necessidade da realização de estudos.

Na maior parte das referências técnicas sobre estudos de desempenho harmônico de parques eólicos são utilizados estudos do tipo fluxo harmônico em algumas condições sistêmicas mais prováveis, muitas vezes com as impedâncias obtidas em redes equivales, conforme [10], [11] e [12]. Em poucos casos é possível verificar a utilização de LG [13] e [14] para a avaliação do desempenho ou projeto de filtros associados a parques eólicos. É importante mencionar que [13] e [14] tratam de parques eólicos no Reino Unido, onde as regras de avaliação são diferentes das brasileiras, incluindo também o efeito da amplificação das distorções preexistentes, e que nos referidos casos existem SVC associados ao sistema dos parques eólicos. Vale lembrar ainda que, de acordo com o trabalho do JWG C4/B4.38 e outras referências, quando a utilização de LG conduz a uma violação dos limites, são necessárias outras considerações para verificar se são necessárias medidas de mitigação.

Adicionalmente à obrigatoriedade da utilização do método do LG, o ONS exige a adoção de alguns critérios que carecem de consistência física [15] e são mais conservadores que os estabelecidos para sistemas HVDC, conforme as referências IEC 62001 [5] e 553 [16], os quais serão abordados no Item 2.4.

---

1 O Canadá utiliza limites de corrente. O método do LG é utilizado quando estudos simplificados indicam potenciais problemas. Dependendo da RCC o LG é composto apenas para condições gerais da rede – esperadas em mais de 5 % do tempo de um ano.

2.2 Fonte de Corrente

A forma exigida pelo ONS para se representar a injeção de correntes harmônicas provenientes dos aerogeradores nos estudos é através de uma fonte de corrente ideal, negligenciando a sua impedância interna, contudo tal procedimento pode levar a resultados muito imprecisos e a projetos de filtros inadequados segundo [17], [18], [19] e o recente trabalho do WG C4/B4.38. Na realidade os aerogeradores modernos utilizam conversores do tipo fonte de tensão (VSC), os quais tem uma baixa impedância harmônica que varia de uma maneira complexa definida pelos controles do conversor. Abaixo são apresentados modelos representativos de aerogeradores do tipo DFIG e *full converter* sugeridos na literatura recente [19] e [20].

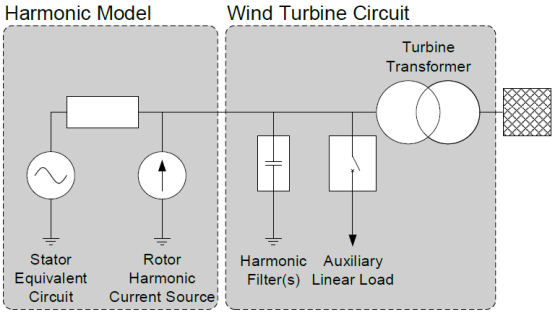


Figure 4 Exemplary structure of DFIG harmonic model (from [5]).

Figura 1a: Modelo aerogerador DFIG

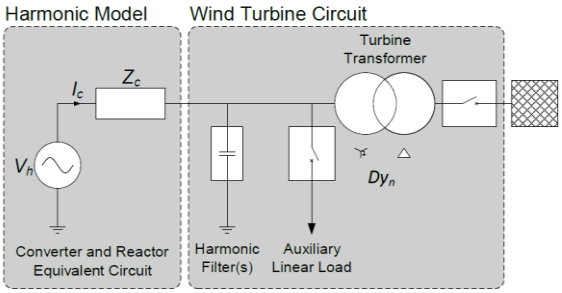


Figura 1b: Modelo aerogerador *full converter*

Adicionalmente ao problema da modelagem da fonte, as correntes medidas nos terminais de um aerogerador sofrem influência das distorções preexistentes no sistema, de maneira mais pronunciada para certas ordens harmônicas, como a 5ª e a 7ª. Este fato tem grande impacto nos resultados dos estudos, uma vez que as distorções calculadas são proporcionais às correntes consideradas. Este problema é bastante conhecido e relatado na literatura [21] e [22], inclusive já tendo sido objeto de análise conjunta de Eletrosul e CEPEL [23], bem como apresentações em eventos nacionais como o Workshop do CE C4 sobre Integração de Geração Eólica na Rede Elétrica realizado em 2012 e no XIII SNPTEE [24].

Devido a esta influência das distorções preexistentes no sistema sobre as medições de correntes harmônicas nos aerogeradores, a norma IEC 61400-21 está sendo revisada e deve propor em sua nova edição, técnicas mais sofisticadas de medição e análise das correntes de forma a distinguir quais correntes estão sendo efetivamente geradas pelos aerogeradores e quais estão sendo drenadas por eles [19] e [25].

Outro problema relacionado à representação das fontes harmônicas dos aerogeradores e que pode resultar em diferenças entre os estudos e medições é o fato de nos estudos de acesso serem utilizados os máximos valores medidos de corrente para cada faixa de potência, conforme estabelece a 2ª edição da norma IEC 61400-21. Este procedimento pode resultar em valores elevados de distorção com baixíssima probabilidade de ocorrência. Conforme apresentado na Figura 2a e 2b e Tabela 1 extraídas de [24], este fato pode resultar em distorções superestimadas e inadequadas para se calcular o real impacto do parque em condições típicas da rede.

Nas Figuras 2a e 2b são apresentados, a título ilustrativo, dois gráficos de probabilidade acumulada das correntes de 2ª e 7ª ordens medidas em um aerogerador em todo o período de medição. Nos gráficos são apresentados os valores médios (linha verde) e máximos (azul); pode-se verificar que o percentil 95 do 2º harmônico está relativamente próximo do máximo, no entanto o do 7º harmônico corresponde a metade do máximo.

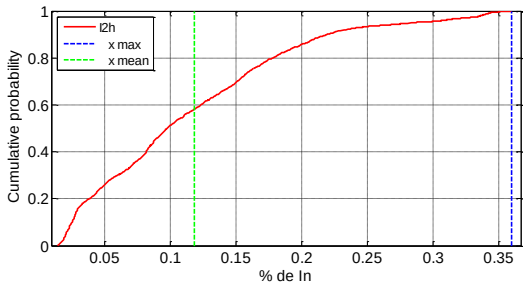


Figura 2a – Probabilidade acumulada de I2

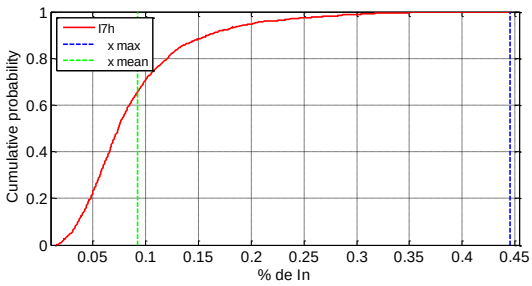


Figura 2b – Probabilidade acumulada de I7

A Tabela 1 apresenta a razão entre os valores dos percentis 95 e o máximo das correntes medidas em cada uma das faixas de potência e, na última coluna, para toda a faixa de potência do aerogerador. Verifica-se que quando se analisa o percentil por faixa de potência o valor dos percentis 95 obtidos em toda a faixa de potência são muito próximos da máxima corrente observada nas medições, embora alguns valores como o do 7º harmônico a 20 % da potência sejam da ordem de 40 % do valor máximo medido para a faixa. Todavia, quando se calcula o percentil 95 para toda a faixa de potência, as reduções são bem mais significativas, com uma diferença mínima de 13 % entre o percentil 95 e o máximo.

Devido a esta questão, segundo [19] e apresentação realizada no âmbito do GT ONS/ABEEólica a nova edição da norma IEC 61400-21 deve solicitar o registro dos

valores percentis 95 das correntes medidas e não mais o valor máximo. Alternativamente poderão ser fornecidos os valores máximos e médios das medições.

Tabela 1 – Razão entre percentis 95 e máximas correntes medidas

Pot (%)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	10-100
h	Ih95%/Ihmax										
2	0,829	0,940	0,951	0,977	0,986	0,959	0,966	0,959	0,983	0,973	0,8703
3	0,578	0,673	0,807	0,825	0,893	0,854	0,854	0,986	0,880	0,939	0,7746
4	0,832	0,910	0,969	0,968	0,984	0,951	0,932	0,937	0,919	0,957	0,7175
5	0,656	0,605	0,514	0,405	0,717	0,686	0,883	0,955	0,729	0,889	0,5921
6	0,734	0,884	0,778	0,849	0,943	0,928	0,845	0,953	0,977	1,000	0,7638
7	0,663	0,395	0,453	0,406	0,695	0,680	0,857	0,965	0,652	0,818	0,5164

Outra questão que impacta na modelagem das correntes injetadas pelos aerogeradores é que as correntes harmônicas utilizadas na fonte de corrente de Norton do modelo exigido pelo ONS devem ser calculadas conforme a equação proposta na norma IEC 61000-3-6 [26] e reproduzida na IEC 61400-21.

De acordo com a NBR IEC 61400-21, especifica para aerogeradores, a magnitude da corrente harmônica I_h no PAC resultante da contribuição de diversos aerogeradores é dada pela Equação 1:

$$I_h = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_a} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i}\right)^{\beta}} \qquad (1)$$

Tabela 2 - Expoente β para equação proposta na IEC 61400-21

h	β
h < 5	1
5 ≤ h ≤ 10	1,4
h > 10	2

Onde, N_a é o número de aerogeradores conectados ao PAC, n_i é a relação de transformação do transformador do i-ésimo aerogerador, $I_{h,i}$ é a magnitude de corrente harmônica gerada pelo i-ésimo aerogerador e β é um expoente cujo valor deve ser escolhido de acordo com a ordem harmônica, segundo a Tabela 2.

A norma IEC 61000-3-6 faz uma série de observações com relação à definição dos valores de β, por exemplo, quando os harmônicos das diferentes fontes estiverem em fase ou com pequenas diferenças angulares, um expoente β igual a 1 deveria ser usado para a 5ª ordem e superiores. Para os harmônicos de baixa ordem (e.g., 3º) que podem ter diferentes causas e não serem produzidos em fase é possível utilizar um expoente β maior que 1, por exemplo, β = 1,2.

Vale lembrar que a norma não define a metodologia de estudo, apenas a maneira como medir, registrar e estimar as correntes no PAC; esta consideração indica, com a

utilização das relações de transformação, que o método de estudo sugerido pela norma não seria o solicitado pelo ONS, que utiliza correntes equivalentes de Norton.

Os trabalhos [27] e [29] analisam equação proposta na IEC 61400-21 para a soma das correntes harmônicas de diversos aerogeradores no PAC através de simulações computacionais e propões valores diferentes de β para diferentes faixas harmônicas, já que os resultados demonstraram que os valores propostos na IEC podem resultar em erros significativos. O recente artigo CIGRÉ JWG C4/B4.38 - Network Modelling for Harmonic Studies – Status Report [20], em nome do grupo de trabalho internacional, reporta que recentes trabalhos indicam que a equação e fatores β pode produzir resultados enganadores, inconsistentes com os de medição. O artigo conclui que a equação deve ser usada com cuidado e que trabalhos de pesquisa adicionais são necessários para identificar expoentes que sejam mais representativos do comportamento de fontes harmônicas modernas.

Por fim, conforme a literatura internacional [31] (incluindo outros artigos dos mesmos autores) e a experiência da Eletrosul em medições, as correntes medidas nos terminais de um aerogerador sofrem grande influência das condições da rede e do momento da medição (impedância vista pelo aerogerador e tensões preexistentes), sendo assim inadequado projetar filtros com um extrato fornecido pelo fabricante.

2.3 Rede Interna

Conforme já mencionado, os aerogeradores possuem impedâncias internas de filtros passivos, estatores (em aerogeradores DFIG), e dos conversores, as quais devem ser adequadamente representadas uma vez que podem provocar significativas modificações na resposta harmônica da rede interna. Esta recomendação é feita no trabalho do JWG C4/B4.38, salientando a necessidade do uso de equivalentes de Thévenin/Norton no lugar de uma fonte de corrente constante, após apresentar as significativas diferenças que se obtêm na representação de uma rede interna de parque eólico quando se negligencia as impedâncias dos conversores.

A Figura 3 apresenta, a título de exemplo, a impedância harmônica da rede interna de um parque eólico brasileiro sem os filtros passivos internos dos aerogeradores representados e com a representação dos filtros para dois estágios diferentes de potência. Verifica-se na figura, mudança no perfil da resposta em frequência tanto na magnitude como nas frequências em que as ressonâncias ocorrem, conforme a condição operacional dos filtros.

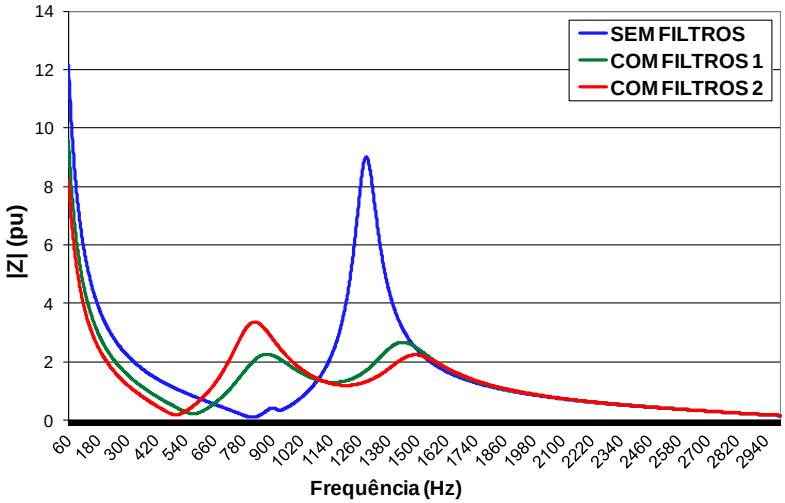


Figura 3 – Módulo da impedância da rede interna de um parque eólico com e sem filtros

Outro exemplo das variações na impedância harmônica da rede interna de um parque eólico motivadas pela representação ou não das impedâncias internas aos aerogeradores (filtros passivos e estatores), não apresentado aqui por questões de espaço, indica que, especialmente nas frequências mais criticas nos estudos, ocorre significativa modificação da impedância, ou seja, sem as impedâncias internas aos aerogeradores representadas ocorre uma ressonância série próxima a 5ª, 6ª e 7ª ordem, ao passo que quando as impedâncias são representadas, próximo destas frequências ocorre uma ressonância paralela bastante aguda.

Apesar das diferenças que esta representação das impedâncias internas dos aerogeradores pode gerar nos resultados dos estudos e na necessidade de filtros ou não, o ONS apresenta restrições quanto à representação de tais impedâncias em [4].

Outra questão relacionada à rede interna diz respeito à modelagem e parâmetros utilizados nos cabos isolados comumente utilizados nas extensas redes de média tensão dos parques eólicos. Muitas vezes na etapa dos estudos de acesso ainda existem indefinições com relação a sua configuração e comprimentos dos diversos trechos, bem como de características dos cabos utilizados. Estes fatos podem resultar em cálculos que não representam a real impedância harmônica de redes internas, pois conforme demonstra o artigo [32], as formas de aterramento da blindagem dos cabos, as variações de espessura do condutor ou da isolação podem afetar os parâmetros e as ressonâncias previstas para os cabos. Portanto, a modelagem correta da rede interna não é tarefa trivial e pode conduzir a significativas imprecisões, especialmente em redes internas que apresentem ressonâncias “agudas”, uma vez que pequenas variações em torno de uma frequência resultam em grandes variações na impedância.

2.4 Rede Externa

Um dos fatores que pode ter grande influência nos resultados dos estudos de distorção de tensão é a forma adotada para representar a impedância harmônica da rede, pois uma impedância muito pessimista irá resultar em distorções superestimadas e por consequência em um projeto de filtros muito mais caro e complexo do que o necessário [5]. Esta representação da impedância harmônica depende tanto dos parâmetros e modelos utilizados para os diversos equipamentos que compõem a rede como da forma utilizada para representar esta impedância nos estudos que utilizam o método clássico de projeto de filtros para sistemas HVDC, como é o caso da metodologia requerida pelo ONS.

Com relação a problemas na modelagem dos equipamentos para a representação da impedância da rede externa pode-se citar o fato de o ONS ter definido nas últimas normativas que todas as cargas do sistema devem ser representadas desligadas, embora as referências [33] e [34] digam que elas têm efeito importante na definição da impedância harmônica do sistema. O ONS até permite que as cargas sejam modeladas, mas com um grau de detalhamento que inviabiliza a execução em termos de tempo e complexidade.

Em relação à forma adotada para se representar a impedância da rede externa na metodologia exigida pelo ONS, o artigo [35] demonstrou como diferentes tipos de LG ou a inclusão dos harmônicos adjacentes à ordem harmônica em estudo pode influenciar nos resultados dos estudos.

Conforme mencionado anteriormente, a metodologia de estudo exigida no Brasil não é um consenso internacional para estudos de desempenho harmônico. Muitas vezes quando aplicada a mesma metodologia adotada no Brasil, sua aplicação é feita de forma mais flexível, ou seja, é feita uma análise crítica dos resultados e quando se verifica um problema de violação é realizada uma análise detalhada dos cenários/impedâncias que resultam em problemas e se avalia tanto a representação como se as distorções resultantes poderiam ser toleradas ou não [16].

Por exemplo, um trabalho apresentado na Bienal do Cigré em 2016 [36] apresenta 3 opções para representação da impedância harmônica com suas vantagens e desvantagens para a realização dos estudos com fontes não lineares: (1) a utilização de impedância de cenários típicos do sistema colocadas no PAC, (2) a representação de redes equivalentadas com suas fontes representadas para posterior simulação das distorções e (3) a utilização dos LG. O artigo conclui dizendo que os LG seriam a

abordagem mais conveniente, mas que deve ser notado que usualmente esta é a representação que leva aos resultados mais pessimistas e que quando sua utilização resulta em potenciais problemas, necessita de mais investigações pelo refinamento do LG e a identificação de quais condições estão causando os problemas.

Além do fato de a utilização do LG não ser um consenso para estudos de avaliação das distorções harmônicas em parques eólicos, o ONS, na última versão do Submódulo 23.3 dos PR de rede, restringe os tipos de LG ao polígono de n lados e ao setor anular. Sendo que, quando utilizado o polígono de n lados, deve-se acrescentar as ordens harmônicas h-0,5, h e h+0,5 com passo de ± 0,1 de h ou ± 6 Hz em cada LG. Estas exigências tornam os critérios do ONS para as eólicas mais rigorosos que os estabelecidos internacionalmente para sistemas HVDC, conforme [5] e [16].

Vale destacar que não houve estudos extensivos dos impactos deste critério nas distorções calculadas. Em uma análise do CEPEL em [15] quanto à inclusão das impedâncias de 6 em 6 Hz no LG ficou demonstrado que este procedimento carece de consistência física e torna os LG mais conservadores para os harmônicos de baixa ordem, por isso sugere que tanto o intervalo como o passo deveriam variar com o harmônico analisado.

A inclusão de impedâncias de 6 em 6 Hz no LG pode resultar em distorções muito superiores as que seriam observadas em regime normal e representar cenários com baixíssima probabilidade de ocorrência, como pode ser visto na Figura 4a que apresenta a nuvem de impedâncias utilizada para o cálculo das distorções de tensão na 2ª ordem harmônica incluindo as impedâncias até 150 Hz (de 6 em 6 Hz). No caso em questão, a máxima distorção calculada em todos os cenários é igual a 0,419 % e ocorre em uma impedância calculada para 150 Hz no ano de 2015, em carga leve e na contingência de uma determinada linha de transmissão, ou seja, um cenário muito específico. Ainda na Figura 4ª é possível verificar que a impedância que resulta na máxima distorção está bastante afastada das demais, desta forma, é pouco provável que o sistema apresente esta impedância. Caso fossem utilizadas somente as impedâncias de 120 Hz para calcular as distorções, o máximo valor calculado seria 0,22 % - dentro do limite previsto para a ordem em questão. A Figura 4b mostra um gráfico da probabilidade acumulada das distorções calculadas em cada uma das impedâncias da Figura 4a. Pelo gráfico é possível observar que para 95 % dos cenários analisados a distorção calculada é inferior a 0,189 %, ou seja, mais de 95 % dos cenários respeitam o limite de distorção. Além disto, vale observar que para a composição da Figura 4b foi dado o mesmo “peso” para

cenários de regime normal e contingência ou de 120 Hz e 150 Hz. Portanto, conclui-se que as distorções de 2ª ordem produzidas por esta fonte não linear em quase 100 % do tempo serão inferiores ao valor de 0,19 % - e é isto que se verifica na operação do parque.

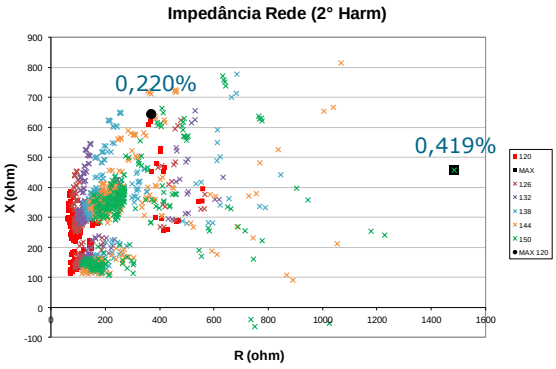


Figura 4a – Impedâncias calculadas para a 2ª harmônica

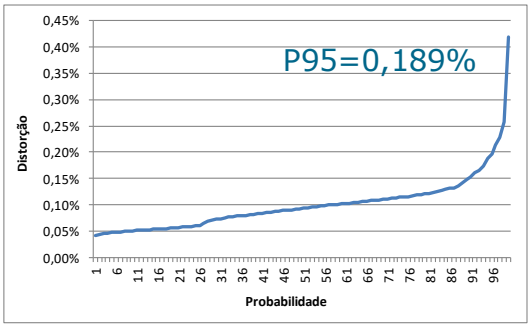


Figura 4b – Probabilidade acumulada das distorções de 2ª ordem

A Tabela 3 apresenta os valores máximos de distorção obtidos com a metodologia exigida pelo ONS, ou seja, com a inclusão de impedâncias de 6 em 6 Hz no polígono de n lados de cada harmônica para a mesma base de dados utilizada nos casos das Figuras 4a e 4b para as harmônicas de 3ª a 7ª ordem. Também são apresentados na tabela os valores dos percentis 95 das distorções obtidas em cada uma das impedâncias que compõem cada um dos LG, os quais foram obtidos com a versão 3.1.1 do HarmZs, uma versão teste desenvolvida para a Eletrosul. Pelos resultados apresentados, verifica-se que, de forma geral, para 95 % das impedâncias consideradas as distorções calculadas são significativamente inferiores aos valores máximos, com exceção da 7ª ordem. Vale lembrar ainda que nem todos os cenários (impedâncias) considerados para o cálculo destes valores não têm as mesmas probabilidades de ocorrências; portanto, o valor percentil 95 das distorções é na realidade inferior a este valor calculado.

Tabela 3 – Comparação de valores Máximos e Percentil 95 das distorções

h	V Máximo	V 95%
3	1,78	0,94
4	0,52	0,33
5	0,38	0,14
6	0,08	0,04
7	0,85	0,79

A norma IEC 62001, de projeto de filtros para sistemas HVDC, diz que quando utilizados LG poligonais é recomendável incluir no LG de uma harmônica, as

impedância de 1 ou 2 harmônicas adjacentes, mas observa que para harmônicas de baixa ordem isto pode resultar na necessidade da instalação de filtros desnecessários, portanto, neste caso é recomendável utilizar LG individuais para cada ordem, sem os adjacentes, como os apresentados nas Figuras 5 e na referência [38] utilizados em projetos de filtros já na década de 1980.

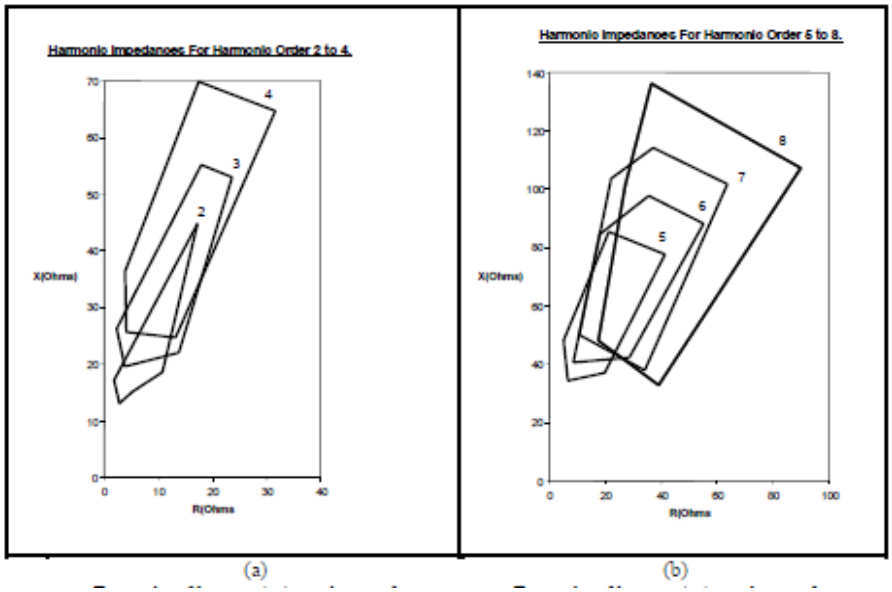


Figura 5 – LG utilizados no projeto de filtros de HVDC na década de 1980 [37]

Como alternativa a inclusão de ordens harmônicas adjacentes, a recente BT 553 [16] sugere incluir uma tolerância percentual da ordem harmônica estudada para frequências de baixa ordem como forma de cobrir efeitos de variação da frequência da rede, tolerâncias em parâmetros de equipamentos e outras incertezas nos dados. Isto pode ser feito, por exemplo, incluindo nos envelopes da cada ordem as impedâncias calculadas para as harmônicas das frequências de 59,5 Hz, 60 Hz e 60,5 Hz ou impedâncias de ±5% da ordem harmônica. Assim o efeito se mantém proporcionalmente constante para todas as ordens.

Cabe ressaltar ainda, que [16] diz que os LG devem ser traçados da forma mais compacta possível, eliminando regiões sem impedâncias e avaliando se as distorções provocadas por determinadas contingência pouco prováveis não poderiam ser toleradas. A Figura 8 mostra um exemplo de LG apresentado na BT 553 onde é realizada a sobreposição de dois LG com o objetivo de eliminar uma região sem impedâncias.

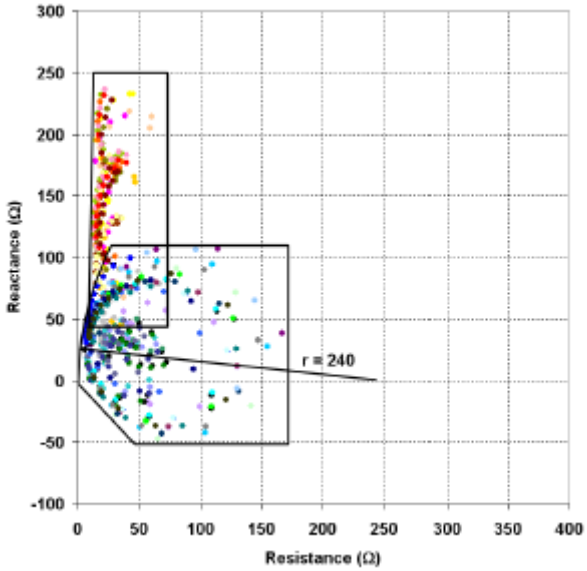


Figura 8 – Exemplo de LG da BT 553

A Brochura Técnica 553, de projeto de filtros, alerta também que existem poucas regras/critérios genéricos que podem ser aplicados universalmente para todos os casos e, consequentemente, cada rede deve ser tratada caso a caso. Diz ainda que não existe solução perfeita e que é necessário ter abordagens inteligentes de engenharia levando em conta as circunstâncias de cada projeto em termos técnicos e considerando os riscos e fatores econômicos associados.

Pelo que foi apresentado, fica evidente que internacionalmente, mesmo para projeto de filtros de sistemas HVDC, são permitidas abordagens menos rigorosas e principalmente mais flexíveis do que as exigidas no Brasil para a realização de estudos de desempenho harmônico de parques eólicos, no que diz respeito a forma de definição dos LG.

3 - PROCESSO DE AVALIAÇÃO DAS DISTORÇÕES E DA NECESSIDADE DE FILTROS

O processo de avaliação do desempenho harmônico de um parque eólico pode ser descrito resumidamente da seguinte forma:

- deve-se medir as distorções de tensão no PAC do empreendimento antes da entrada em operação;

- o acessante avalia através de simulações o impacto provocado pelo seu empreendimento em seu PAC seguindo a metodologia definida pelo ONS utilizando extratos de correntes harmônicas fornecidos pelo fabricante dos aerogeradores. Caso as distorções simuladas sejam inferiores aos limites definidos nos PR, o parque está apto a

entrar em operação sem restrições e posteriormente deve medir as correntes harmônicas nos terminais dos aerogeradores e reavaliar o estudo com estas correntes, se as distorções obtidas forem ainda inferiores aos limites, não existiriam mais etapas de avaliação; exceto possíveis comparações das medições de tensão pré e pós entrada em operação por solicitação do ONS;

- no caso de as simulações, seja com extratos fornecidos pelo fabricante dos aerogeradores ou medidas no próprio parque, resultarem em violação de qualquer dos limites permitidos, o parque deve instalar filtros em até um ano a partir da campanha de medição das correntes harmônicas da entrada em operação da última central geradora eólica. Caso a solução de filtragem não seja implantada simultaneamente à entrada em operação dos aerogeradores deve-se iniciar uma campanha de monitoramento das distorções no PAC. Caso durante o monitoramento seja constatada a violação do limite global inferior em uma das ordens harmônicas, devido a não instalação de filtro, o parque gerador deverá operar com o número máximo aerogeradores, definido em etapa de estudo, de forma a não provocar violações;

- após a instalação e comprovação do desempenho dos filtros não existiriam mais etapas de avaliação.

É importante destacar que recentemente o ONS definiu em [4] que os filtros de ordem harmônica par (2ª, 4ª, 6ª, etc), como também de ordens superiores à 13ª que foram indicados nos estudos de desempenho harmônico, *a priori*, não devem ser implementados. Por outro lado, o agente deverá implementar os filtros para as sintonias de ordem par e ordens superiores à 13ª, caso os valores medidos durante as campanhas (pré-tensão e/ou monitoramento contínuo) forem violados. O ONS ressalta, no entanto, que o desempenho de todas as ordens harmônicas, com exceção daquelas em que os filtros foram postergados, não poderão ser violados, considerando ambos os cenários, quais sejam, com e sem a presença dos filtros postergados. Para tanto, o(s) projeto(s) do(s) filtro(s) remanescente(s) deverá(ão) ser ajustado(s) para que esta condição seja atendida. De outro modo, a postergação não será permitida. Tal demonstração deverá constar do relatório de estudo sempre que o agente optar pela postergação mencionada acima.

Como consequência deste processo da avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos tem se verificado, para parques que solicitaram acesso antes da publicação de [4], situações onde as medições pós-entrada em operação resultam em

valores bem abaixo dos limites e daqueles obtidos nas simulações, mas os empreendimentos precisam instalar filtros em função do resultado das simulações.

Para novos parques a dispensa de instalação de filtros de ordens pares não é baseada em argumentos técnicos, uma vez que:

- permite que estes filtros não sejam instalados, *a priori*, mesmo que o estudo resulte em distorções bastante elevadas, desde que medição pré e pós parque não violem os limites globais inferiores; por outro lado, exigiria que estes filtros fossem instalados caso se verificasse uma violação marginal no estudo e as medições pré ou pós-parque se apresentassem acima dos limites globais inferiores;

- a permissão dada acima não é baseada no real impacto que o parque provoca nas distorções. Por exemplo, mesmo que após a entrada do parque em operação os níveis de distorção medidos após a entrada fossem inferiores aos medidos antes da entrada em operação, o parque precisaria instalar filtros caso tivesse verificado no estudo uma violação marginal.

Como os parques não têm qualquer responsabilidade sobre as medições pré-parque, uma eventual violação em distorções de ordens pares nestas medições não deveria definir a necessidade da instalação de filtros de ordens pares.

A mesma permissão de postergação da instalação dos filtros pares deveria ser estendida aos filtros de ordens ímpares, uma vez que não existe comprovação prévia de que para estas ordens os resultados dos estudos estariam corretos e que a entrada dos parques em operação elevaria as distorções. Se os resultados dos estudos para ordens pares podem ser preteridos, *a priori*, por que os de ordens ímpares não poderiam ser?

A exigência de que “o desempenho de todas as ordens harmônicas, com exceção daquelas em que os filtros foram postergados, não poderão ser violados, considerando ambos os cenários, quais sejam, com e sem a presença dos filtros postergados” obriga o projeto dos filtros de ordem impar seja feito considerando também os filtros pares (caso o estudo tenha verificado violação nestas ordens), mesmo que a hipótese da necessidade da instalação destes filtros no futuro seja mínima. Este fato pode desotimizar sobremaneira o projeto; portanto, a definição da necessidade e projeto dos filtros de ordens pares e impares deveria se dar após a entrada em operação e da avaliação do impacto provocado pelos parques.

Diante de todas as inconsistências e critérios conservadores adotados nos estudos de avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos, onde a pior distorção pode ser obtida da combinação de uma corrente “poluída” pelo sistema e influenciada por um

evento transitório com uma impedância harmônica que representa um cenário altamente improvável, se não irreal, não é razoável se dimensionar e exigir a instalação de filtros sem que os resultados dos estudos sejam validados e comparados com as medições.

3.1 Possíveis Melhorias no Processo de Avaliação das Distorções e da Necessidade de Filtros

Em função de todas as inconsistências e incertezas da modelagem e critérios conservadores da metodologia adotada no Brasil para estudos de desempenho harmônico de usinas eólicas entende-se que a metodologia e processo de avaliação do desempenho harmônico devam sofrer ajustes no sentido de produzir resultados mais realistas.

É fundamental, por exemplo, diferenciar as metodologias e critérios a serem utilizados para a avaliação do desempenho ou realização de um diagnóstico do impacto provocado por um parque nas distorções e para o projeto de filtros, ou fatalmente filtros continuarão sendo instalados desnecessariamente. Como melhorias neste aspecto, sugere-se:

- para a realização de diagnósticos, utilizar apenas impedâncias mais prováveis (regime normal, sem harmônicos adjacentes ou percentil 95 das impedâncias/cenários) para a definição da impedância harmônica;

- utilizar o percentil 95 das correntes medidas e não o valor máximo;

- avaliação das distorções das ordens ímpares, que tem as correntes mais afetadas pela rede, utilizando técnicas mais sofisticadas de análise, por exemplo, técnicas de atribuição de responsabilidades.

Condicionar a instalação de filtros ao efetivo impacto dos empreendimentos nas distorções – combinando resultados de estudos e medições. Para isso, a comparação de resultados de medição de longo prazo das tensões harmônicas no PAC pré e pós-parque seria uma abordagem mais simples, mas que já é capaz de indicar se o referido empreendimento impacta significativamente nas distorções. Alternativamente podem ser aplicadas técnicas de atribuição de responsabilidades para distinguir quanto das distorções efetivamente é devida a conexão do parque eólico. Pode-se citar como exemplo destas técnicas as metodologias definidas na IEC 61000-3-6, na Brochura Técnica 468 do Cigré e o Método da Superposição, os quais tem sido avaliados pelo grupo de trabalho C4.42 do Cigré.

Outra implementação necessária para a gestão da QEE no sistema brasileiro seria a implantação de um sistema de monitoramento e gestão das distorções com capacidade de aquisição, armazenamento e análise das distorções para tomada de decisão. Este sistema poderia monitorar barras de carga e geração e indicar pontos do sistema com potenciais problemas ou necessidade de mitigação. Um exemplo de sistema deste tipo é apresentado em [39].

4 - CONCLUSÕES

Com o que foi apresentado neste documento é possível concluir que, por si só os estudos de avaliação do desempenho harmônico de parques eólicos já são afetados por uma série de incertezas e inconsistências com relação à modelagem, não obstante a isto, o ONS exige a utilização de uma metodologia conservadora, própria para projeto de filtros. Como consequência, os estudos que deveriam ser de diagnóstico ou de avaliação do real impacto provocado pelos parques eólicos resultam na necessidade de instalação de filtros desnecessários ou superdimensionados.

Portanto, a metodologia e processo de avaliação do desempenho harmônicos de parques eólicos devem sofrer ajustes imediatos no sentido de produzir resultados mais realistas, evitando-se assim a instalação de equipamentos desnecessários no sistema. A instalação de filtros pelos parques eólicos deveria ser condicionada ao efetivo impacto dos empreendimentos nas distorções e a decisão sobre suas instalações deveria combinar resultados de estudos, medição e técnicas para atribuição de responsabilidades.

5 - REFERÊNCIAS

[1] ONS, “Harmonic Distortion Measurements in Brazilian Wind Farms - Integration of Wind Power Plants into the Brazilian Transmission System”, Julho/2016.

[2] M. P. DE CARLI; R. ANTUNES; O. J. ROTHSTEIN; R. S. SALENGUE. “The Difficulties Faced in the Filters Design versus the Low Harmonic Voltages Generated by Wind Farms”. Cigré Session – 2018.

[3] ONS, Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede - Rev. 2016.12, “Diretrizes e critérios para estudos elétricos” Dezembro de 2016.

[4] ONS, NT 009/2016 – Rev.1, “Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Novos Acessos a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares e Consumidores Livres”, Março/2018.

[5] IEC, IEC/TR 62001: Guide to the specification and design evaluation of AC filters for high-voltage direct current (HVDC) systems. Frankfurt, 2009.

[6] CIGRÉ/CIRED, Working Group B4-39 - Integration of large Scale Wind Generation using HVDC and Power Electronics, Brochura Técnica 370. 2009.

[7] GT ONS-ABEEÓLICA - MÉTODO DE CÁLCULO, MEDIÇÃO E PROCESSO DE APROVAÇÃO DA CONFORMIDADE DE PARQUES EÓLICOS ACESSANTES À REDE BÁSICA FACE A DISTORÇÃO HARMÔNICA EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL, 11/08/2014, Rio de Janeiro.

[8] GT ONS-ABEEÓLICA, International_Power Quality Requirements_GT ABEEOLICA_ALSTOM_ars.xlsx. Arquivo Excel, 12/05/2014.

[9] Hydro Québec – "Emission Limits for Customer Facilities Connected to the Hydro-Québec Transmission System". 2008.

[10] Patel, D.; Varma, R.; et all. IMPACT OF WIND TURBINE GENERATORS ON NETWORK RESONANCE AND HARMONIC DISTORTION. IEEE, 2010.

[11] R. King, J. B. Ekanayake. Harmonic modelling of offshore wind farms. IEEE, 2010

[12] K. Leong Koo, Zia Emin. Harmonic specification for Offshore Wind Farm connections – determination, issues and recommendations

[13] A. Shafiu, A. Hernandez, et all. HARMONIC STUDIES FOR OFFSHORE WINDFARMS.

[14] Kah Leong Koo. Harmonic assessments for filter design specifications at U.K.. UPEC, 2010.

[15] Cepel – DRE – 1240/2018 – "Considerações sobre os Procedimentos de Rede Relativos ao Impacto Harmônico de Novas Instalações", 2018.

[16] Technical Brochure 553, "Special Aspects of AC Filter Design for HVDC Systems", Cigre Working Group B4-47, October 2013.

[17] IEEE PES Wind Plant Collector System Design Working Group - Harmonics and Resonance Issues in Wind Power Plants, IEEE, 2011.

[18] Meyer, J.; Bollen, M.; et all. Future Work on harmonics – Some Expert Opinions - Part II – Supraharmonics, Standards and Measurements. IEEE, 2014.

[19] Koceviak, L.; Alvares, C.; et all. Wind Turbine Harmonic Model and Its Application - Overview, Status and Outline of the new IEC Technical Report. IEEE.

[20] M. Val Escudero, Z. Emin, et all. CIGRE JWG C4/B4.38 - NETWORK MODELLING FOR HARMONIC STUDIES – STATUS REPORT. Cigré Dublin Symposium, 2017.

[21] Ackermann, T, (editor), "Wind Power in Power Systems", John Wiley & Sons, Ltd, 2005.

[22] DEWI GmbH Deutsches Windenergie-Institut. "Harmonic current emission of wind farms". Disponível em: <http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Publikations/S06_4_Santjer.pdf>. Acesso em: 17 de Fevereiro de 2014.

[23] Cepel – DTD-21979/2012 – “Terceira campanha de medições no parque eólico Cerro Chato – Análise dos resultados obtidos de correntes e tensões harmônicas”, 2012.
[24] De Carli, M.; Ristow, R. Avaliação da Influência das Tensões Pré-existentes na Rede sobre as Medição de Correntes Harmônicas em Aerogeradores e a Aplicação de Probabilidades às Correntes. XXIII SNPTEE, 2015.
[25] Andresen, B.; Sorensen, P.; Santjer, F.; Niiranen, J.. Overview, Status, and Outline of the New Revision for the IEC 61400-21 – “Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines”.
[26] IEC 61000-3-6, 2nd. Ed. “Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 3-6: Assessment of Emission Limits for the Connection of Distorting Installations to MV, HV and EHV Power Systems”, 2008.
[27] Fabio Medeiros, Dalton C. Brasil, Paulo F. Ribeiro, Cristiano A. G.
[28] Marques and Carlos A. Duque, "A New Approach for Harmonic Summation Using the Methodology of lEC 61400-21". 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power, TCHQP 2010, Bergamo, Italy, September 2010.
[29] Fabio Medeiros, Dalton C. Brasil, Paulo F. Ribeiro, Cristiano A. G.
[30] Marques and Carlos A. Duque, "Considerations on the Aggregation of Harmonics Produced by Large Wind Farms". IEEE 2012.
[31] Yang, K.; Bollen, M.; Wahlberg, M. CHARACTERISTIC AND NON-CHARACTERISTIC HARMONICS FROM WINDPARKS. CIRED - 21st International Conference on Electricity Distribution, 2011.
[32] F. Faria da Silva, C. L. Bak, P.B. Holst. “C4-108 - Study of Harmonics in Cable-based Transmission Networks”. Cigre 2012- Paris.
[33] Arrillaga, J.; Watson, N. R. Power System Harmonics, Second Edition. Chichester: John Wiley & Sons, 2003. ISBN 0-470-85129-5.
[34] Robert, A.; Deflandre, T. Guide for Assessing the Network Impedance. ÉLECTRA, Paris, n. 167. 1996.
[35] De Carli, M; Ristow R.; Meyer, B.; Ross, R.; Antunes, R.. “Influência da Definição do Lugar Geométrico das Impedâncias nos Estudos de Desempenho Harmônico Associados a Usinas Eólicas”. XV ERIAC, 2013.
[36] K. L. KOO and Z. EMIN. “Challenges in Harmonic Assessments of Non-linear Load Connections”. CIGRE Session 2016.
[37] Arrillaga, J. et al. AC System Modelling for a.c. Filter Design an Overview of Impedance Modelling. ÉLECTRA, Paris, n. 164, 1996.
[38] M. Domínguez, I. D. Coope, J. Arrillaga, N. R Watson. “An Adaptive Scheme for the Derivation of Harmonic Impedance Contours”. IEEE, 1994.
[39] A. DÍAZ GARCÍA, L. SOTO CANO, L. F. BEITES, M. ÁLVAREZ FERNÁNDEZ. “Power Quality Monitoring and Assessment in the Spanish Transmission System”. Cigré Session, 2016.

CONTROLE DE GERAÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA EM FUNÇÃO DE DESLIGAMENTOS PROGRAMADOS NO NORDESTE BRASILEIRO

Antonio Carlos Moreira de Melo Filho*, Alonso José Torres de Lima Silva, Rienzy Araújo de Azevedo, Mariana Camurca De Azevedo, Andreza Sousa Andrade, Paulo Andrade Novaes, Lucas Pires Barbosa Soares, Diego Rodrigo De Lima Vila Nova, Alisson Brito Lira

COSR-NE Centro Regional de Operação Nordeste / ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Rua da Aurora, 1343, Sto Amaro, Recife, Pernambuco, Brasil CEP 50040-090

acarlos@ons.org.br

ABSTRACT

This article presents some situations where the ONS´s Northeast Regional Operational Centre (COSR-NE) was involved during the process of maintenance programming and it´s execution, especially dealing with the turn off of some equipment located in the backlands of Bahia state. The challenges of each situation will be presented, as well as the methodology developed, the implantation and the follow up of some inequations inserted in the recommendation of each work in order to make it possible to respect the Grid Code. It´s also presented the whole analysis process, including the inequation and it´s possible wind generation restriction, the involvement of all parts affected, until the real time operation and it´s control.

RESUMO

Este artigo apresenta algumas das situações vivenciadas pelo Centro Regional de Operação Nordeste (COSR-NE) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na etapa de programação e execução dos desligamentos envolvendo equipamentos da rede de operação localizados na região oeste da Bahia. Serão apresentados os desafios de cada situação, assim como a metodologia de desenvolvimento, implantação e acompanhamento de inequações presentes nas recomendações das intervenções que possibilitaram o atendimento das exigências do Submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede. É também abordada toda a metodologia e o processo de análise, apresenta-se ainda as soluções que foram empregadas desde a etapa

de programação, com envolvimento dos agentes de geração, até o acompanhamento do que foi feito durante a operação em Tempo Real.

Palavras-chave: *Inequações - Geração eólica – Geração fotovoltaica - Restrição de geração – Controle de carregamento — Intervenções programadas*

1. INTRODUÇÃO

Com o progresso da humanidade, houve uma natural dependência maior do uso de diversas fontes de energia para a realização de trabalho, seja na agricultura, na indústria ou para facilitar o transporte de pessoas e mercadorias. Com o progressivo aumento no uso da energia elétrica por toda a sociedade, a demanda por geração deste tipo de energia teve que ser desenvolvida, de forma a atender os anseios da população, o que resultou na instalação de usinas de diversas fontes primárias, como as hidráulicas e térmicas. As térmicas apresentam a vantagem de serem construídas de forma rápida, e próximas da carga, enquanto que as hidráulicas precisam de características geográficas favoráveis. Entretanto, com o aumento da conscientização de necessidade de exploração de fontes renováveis, além de assinatura de acordos entre diversos países como o estabelecimento de emissão de gases que provocam o efeito estufa, uma atenção maior foi dada para o desenvolvimento das fontes renováveis tais como eólicas e solares (intermitentes e parcialmente despacháveis), aliada a incentivos governamentais.

No Brasil, apesar de uma presença grande de fontes hidráulicas, ditas como renováveis, o desabastecimento no início dos anos 2000 mostrou a necessidade de uma maior diversificação da matriz elétrica do país, e entre os caminhos escolhidos, a inserção de eólicas mostrou êxito [1]. Atualmente, o país apresenta uma potência instalada de 13,2 GW, sendo que 11,1 GW, ou seja, 84% da potência instalada total estão instalados na região Nordeste [2] e [3] (considerando as usinas que são operadas pelo ONS), e este fato se justifica pelo regime de vento (combustível primário desta fonte) se apresentar mais favorável, com ventos abundantes ao longo do ano, e com características mais atrativas como a ausência de rajadas, a baixa mudança de direção de vento, e um bom Fator de Capacidade, além de preços mais acessíveis à área para construção.

Porém, o reforço no sistema elétrico, planejado para fazer frente à toda esta inserção de geração renovável e intermitente, não ocorreu na velocidade suficiente de forma a se antecipar ao incremento cada vez maior da

geração, por diversos motivos que não são o objetivo deste trabalho. Neste cenário, de muita geração espalhada pelo Nordeste, com um sistema elétrico fraco, houve a necessidade de um maior controle dos despachos de geração eólica de forma a manter a integridade dos equipamentos do sistema, isto é, manter o carregamento dentro dos limites operacionais.

Todos os equipamentos que compõe a Rede de Operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) passam por manutenções periódicas. Entre outras atividades, cabe ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a análise e autorização destas manutenções e desligamentos programados no sistema, adotando os critérios preconizados no Submódulo 6.5 dos Procedimentos de Rede (PR) [4]. Com base nestes critérios, se define como será a operação durante a ausência de um dado equipamento sob intervenção, podendo haver ações operativas que visam garantir uma operação tão segura quanto exigida nos PR para os demais equipamentos da rede elétrica e para os consumidores.

Com a elevada capacidade instalada de geração eólica e fotovoltaica na área oeste da Bahia, o presente artigo apresenta exemplos em que foi necessário executar restrição de geração na região em função dos critérios definidos nos procedimentos de rede, mostrando didaticamente como foi a metodologia aplicada e as ações tomadas na etapa de programação.

2. DIRETRIZES E CRITÉRIOS DOS PROCEDIMENTOS DE REDE

Os critérios para programação de desligamentos de equipamentos da Rede de Operação estão contidos no Submódulo 6.5 dos PR e na Rotina Operacional RO-EP.BR.01 [5]. Tais documentos são complementares e conjuntamente apresentam os requisitos necessários para a análise de intervenções. Através das informações prestadas no cadastro da intervenção, realizada via Sistema de Gestão de Intervenções (SGI), o ONS realiza a análise dos impactos causados conforme as diretrizes constantes nos documentos mencionados, dentre os critérios analisados destacam-se: continuidade de atendimento à carga, conformidade com os limites de carregamento dos equipamentos do sistema e os níveis de tensão estabelecidos, além de impactos das restrições trazidas sobre as metas energéticas. Os fatores analisados devem ser atendidos tanto em condição normal, considerando apenas a saída do equipamento sob intervenção, como em condição de contingência de mais um elemento da rede (critério N-1) [4]. A aprovação de uma intervenção depende, portanto, de sua alocação em período no qual as condições estejam atendidas ou em que os impactos observados sejam mitigados. A programação das intervenções em períodos mais propícios muitas vezes envolve a negociação

entre o ONS e os Agentes de forma a compatibilizar os cronogramas de execução propostos com os critérios já mencionados.

Portanto, nos casos de liberação de equipamentos em regiões onde existe elevada alocação de geração renovável em pontos onde a Rede ainda não comporta o recurso energético presente, o analista deve observar, durante a simulação das situações de contingências, em todos cenários de geração, a possibilidade de ultrapassagem dos valores de carregamento limites dos equipamentos. Numa situação desta natureza, o ONS deve definir diretrizes operativas que garantam a não superação das capacidades estabelecidas nos normativos vigentes. Via de regra, a solução para situação apresentada envolve a restrição de geração na região de acordo com os limites operacionais. Adicionalmente, o ONS deve alocar a intervenção em um período em que a restrição observada traga os menores impactos energéticos possíveis e menor exposição da carga ao risco.

4. DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

Muitos dos parques eólicos que foram inseridos na área oeste da Bahia não tiveram o acompanhamento do reforço de transmissão para escoar o montante de geração. A saída encontrada para viabilizar a entrada dessa quantidade de geração foi de controlar a geração eólica em condição normal de operação e nos momentos de liberações de equipamentos que reduzem a capacidade de escoamento de geração. Ambos os casos têm o objetivo de evitar desligamentos de carga, sobrecargas inadmissíveis em equipamentos e atuações de proteção indevidas.

Durante a liberação de equipamentos em regiões que possuem um excesso de geração eólica e fotovoltaica, cuja energia é intermitente e função do vento e/ou da radiação solar, deve-se antes de tudo avaliar o sistema sem o referido equipamento, de forma a evitar sobrecargas inadmissíveis, tensão fora da faixa operativa permitida e problemas de atendimento à carga. Esta análise deve considerar as variações de intercâmbio, geração eólica/fotovoltaica elevada e baixa.

O próximo passo é analisar as possíveis contingências que possam influenciar no sistema considerando o referido equipamento em estudo fora de operação, tomando como base os critérios definidos no Submódulo 6.5 dos PR. O Analista deve, então, analisar cada situação e verificar as condições de contorno que cada contingência deve possuir. É possível que uma solução para uma situação seja suficiente para atender os requisitos quando da aplicação das demais contingências que devem ser analisadas.

O Analista, após executar todos os estudos necessários, fornece em sua recomendação no SGI as grandezas que devem ser monitoradas e quais as variáveis de controle que a operação em Tempo Real deve utilizar. Em sua maioria, estas análises produzem inequações que são inseridas no sistema de supervisão, ajudando os operadores a monitorar visualmente as grandezas com sinais visuais e sonoros. Estas inequações são constituídas de somatórios de fluxos e/ou corrente, e são limitadas a determinado valor de segurança.

As possíveis restrições de geração são informadas com antecedência aos agentes eólicos e fotovoltaicos envolvidos, para que os mesmos possam se preparar para a intervenção ou até aproveitar a redução de geração para poder executar algum outro serviço do seu interesse [5].

A seguir serão relatadas três intervenções no sistema que ocasionaram controle de geração eólica e fotovoltaica na região oeste da Bahia, cujo foco era evitar sobrecargas inadmissíveis e/ou subtensão na região quando da perda de mais um equipamento/elemento no sistema.

4. CASOS PRÁTICOS

4.1 - Seccionamento da LT 230 kV Irecê – Campo Formoso para a entrada em operação da SE 500/230 kV Ourolândia II

A LT 230 kV Irecê – Campo Formoso foi desligada continuamente entre os dias 1 e 03/06/18 para a entrada em operação da SE 500/230 kV Ourolândia II, originando as LT 230 kV Irecê – Ourolândia II e LT 230 kV Ourolândia II – Campo Formoso após o fim da intervenção. Neste período, a potência instalada de geração eólica e fotovoltaica em operação comercial era de 2.895,3 MW, existindo ainda 201,7 MW em teste na área oeste da Bahia [2]. A Fig 1 mostra o sistema na região antes do seccionamento.

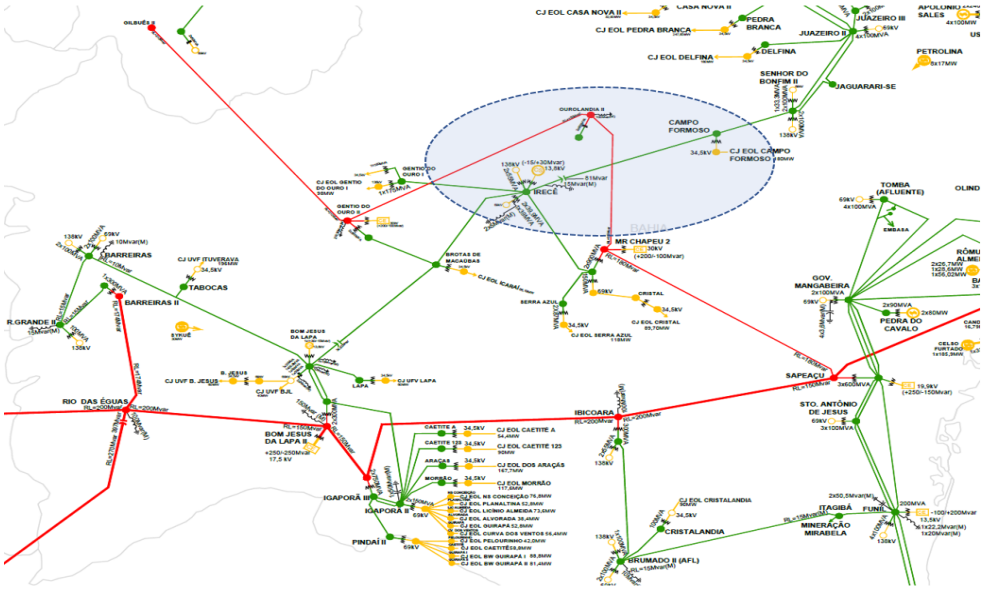


Fig 1: Topologia do sistema elétrico no oeste da Bahia antes da entrada em operação do setor de 230 kV da SE Ourolândia II. (Fonte: ONS)

O fluxo das linhas de transmissão da região depende da geração eólica e fotovoltaica, da carga e do intercâmbio proveniente do Norte e Sudeste do Brasil. Durante a liberação para a citada intervenção, as análises indicaram que duas possíveis contingências necessitavam de ações preventivas durante o desligamento do equipamento:

Contingência 1 - Perda da LT 500 kV Morro do Chapéu 2 – Sapeaçu: Atuaria o Sistema Especial de Proteção (SEP) [6] que desligaria a geração derivada das SE Serra Azul e Morro do Chapéu Sul (já incluída na inequação), reduzindo de forma automática a geração excedente na região, evitando a ocorrência de sobrecargas. A rota para escoamento da geração eólica proveniente das SE Irecê, Brotas de Macaúbas, Morro do Chapéu 2 e Gentio do Ouro I seria apenas pela LT Brotas de Macaúbas – Bom Jesus da Lapa, cuja capacidade é de 251 MVA. De acordo com a simulação, fim evitar grandes variações de tensão seguidas de subtensões, elaborou-se a inequação (1) para ser acompanhada em Tempo Real pelo ONS:

Exp(BMC+MCP/SPU) - Geração MW (Serra Azul + Morro Chapéu Sul) < 235 MW (1)

Onde:

Exp(BMC+MCP/SPU): Somatório das LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Bom Jesus da Lapa (medido em Brotas de Macaúbas) e da LT 500kV Morro do Chapéu II - Sapeaçu (medido em Morro do Chapéu II).

Geração MW (Serra Azul + Morro Chapéu Sul): Somatório da geração derivada das SE Serra Azul e Morro do Chapéu Sul.

Foi feita a opção de controle por meio da grandeza MW devido ao fato de a grandeza de controle ser também pela redução de MW das usinas eólicas e fotovoltaicas. O controle da inequação acima se dá através da redução de geração eólica. Uma redução de 10 MW de Geração Eólica derivada das SEs Brotas de Macaúbas, Gentio do Ouro I, Irecê, Ourolândia II e Morro do Chapéu 2 (exceto eólicas conectadas em Serra Azul e Morro Chapéu Sul) reduz cerca de 10 MW na inequação.

Contingência 2 - Perda da LT 230 kV Brotas de Macaúbas – Bom Jesus da Lapa: Nesta perda, a única rota para escoar a geração eólica derivada da SE Brotas de Macaúbas, Irecê e Gentil do Ouro I seria pela LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu 2. A Capacidade desta linha de transmissão é de 251 MVA. De acordo com a simulação, fim evitar grandes variações de tensão seguidas de subtensões, elaborou-se a inequação (2) para ser acompanhada em Tempo Real pelo ONS:

$$Exp(BMC+IRE) < 235\ MW \qquad (2)$$

Onde:

Exp(BMC+IRE): Somatório das LT 230 kV Brotas de Macaúbas - Bom Jesus (medido em Brotas de Macaúbas) e da LT 230 kV Irece - Morro do Chapéu 2 (medido na SE Irecê).

O controle da inequação acima se dá através de redução geração eólica. Uma Redução de 10 MW de Geração Eólica derivada das Brotas de Macaúbas, Gentio do Ouro I, Irecê, Ourolândia II e Morro do Chapéu 2 reduz cerca de 10 MW na inequação. Em todos os casos acima, as usinas que estão em teste que poderiam influenciar nas inequações tiveram seus testes suspensos, de modo a impactar o mínimo possível nas reduções em usinas que estão em operação comercial. As reduções podem ser observadas na Fig. 2.

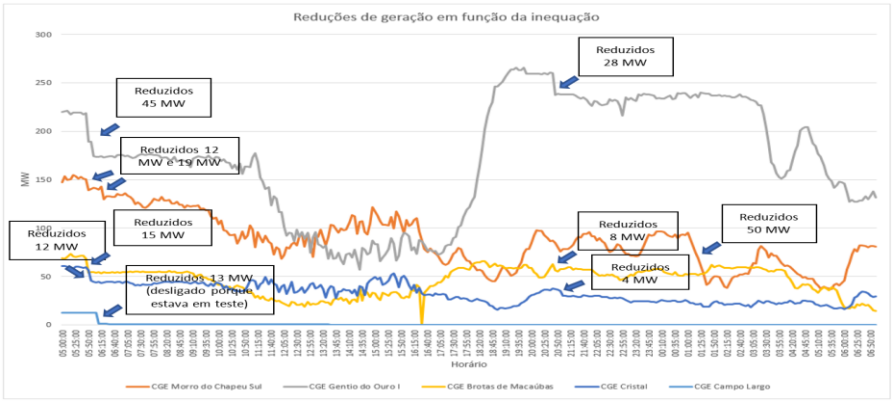


Fig. 2: Reduções solicitadas em tempo real para a execução de intervenção no sistema.

4.2 - Desligamento da LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II e na sequência a LT 500 kV Morro Chapéu 2 / Ourolândia II

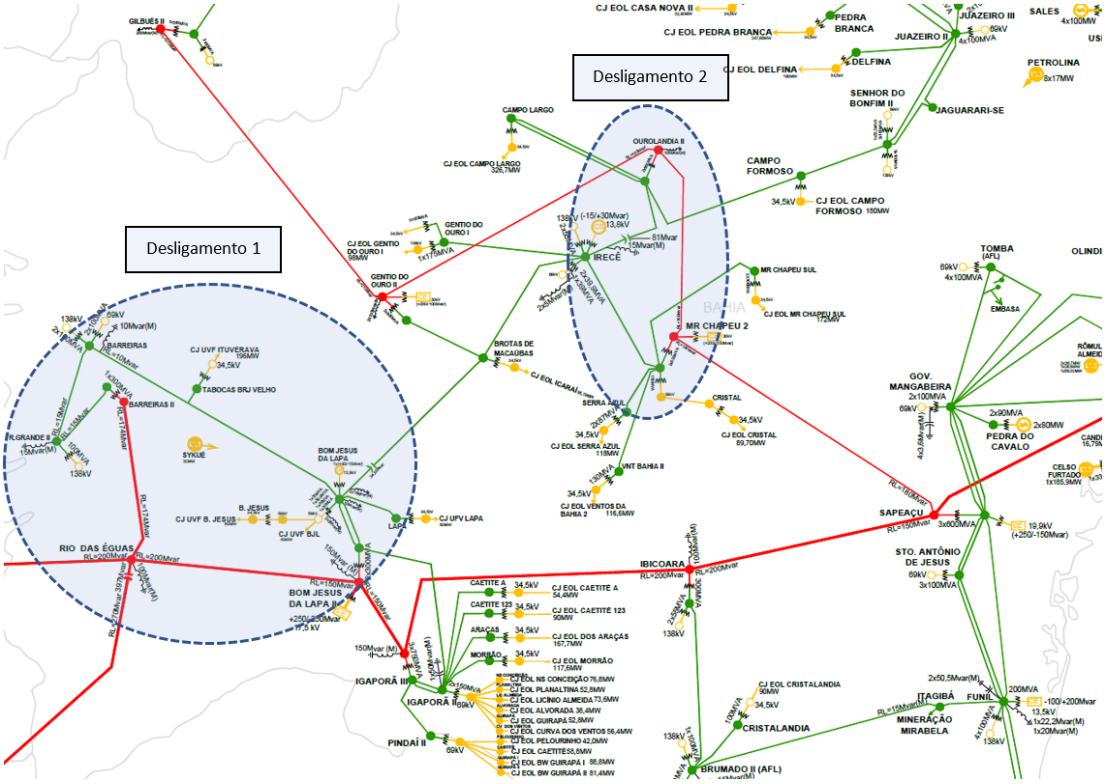


Fig. 3: Topologia do sistema elétrico no oeste da Bahia no mês de novembro de 2018. (Fonte: ONS)

4.2.1. Desligamento 1 – LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II

Esta intervenção foi realizada no dia 08/11/18. Foi observado que durante o desligamento da LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II, o trecho 230 kV entre Barreiras II – Rio Grande II – Barreiras – Tabocas do Brejo Velho – Bom Jesus da Lapa não poderia operar fechado. As análises indicaram não ser possível operar a região oeste do estado da Bahia ligado com a interligação Norte – Sudeste (500 kV) através de um

trecho de 230 kV. Desse modo, como havia uma intervenção cadastrada para a LT 230 kV Barreiras – Tabocas do Brejo Velho – Bom Jesus da Lapa, foram feitas ações de modo a coincidir os trabalhos.

A área oeste da Bahia evoluiu em termos de topologia, conforme Fig. 1 e Fig. 2, bem como a inserção de geração eólica e fotovoltaica da região. Neste período, a geração eólica e fotovoltaica era cerca de 3.466,5 MW de capacidade instalada, contando ainda com 394,2 MW em teste na mesma área [3].

Devido a expansão da geração eólica e fotovoltaica na região, o ONS solicitou que o agente de transmissão implementasse uma proteção de sobrecorrente direcional na LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúbas no sentido de Bom Jesus da Lapa para Brotas de Macaúbas. Tal medida visava evitar que, durante a operação normal, caso a LT 500 kV Igaporã III – Ibicoara fosse desligada por alguma ocorrência, ocorresse sobrecargas inadmissíveis na LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúbas nos cenários de geração elevada.

Diante dos fatores citados, considerando as liberações dos equipamentos, em caso de perda da LT 500 kV Igaporã III – Ibicoara, toda a geração eólica e fotovoltaica derivada das SE Pindaí II, Igaporã II e Bom Jesus da Lapa teriam que ser escoadas apenas pela LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Brotas de Macaúbas. Em caso de geração que sensibilizasse a proteção desta LT, haveria o desligamento em cascata de toda a geração eólica e fotovoltaica da região, bem como das cargas derivadas da SE Igaporã II e Bom Jesus da Lapa. De acordo com o Submódulo 6.5 dos PR, deve-se utilizar todos os recursos (se disponíveis) que visem evitar o desligamento de cargas.

Sendo assim, optou-se por acompanhar a inequação (3):

$$\text{FluxoMW (BJS-BMC)} + \text{FluxoMW (IGT-ICA)} < 250 \text{ MW} \quad (3)$$

Onde:

FluxoMW (BJS-BMC): Fluxo em MW da LT 230 kV Bom Jesus da Lapa - Brotas de Macaúbas, lido em Bom Jesus da Lapa

FluxoMW (IGT-ICA): Fluxo em MW da LT 500 kV Igaporã III - Ibicoara lido da SE Igaporã III.

Para controlar a inequação (3), deve-se reduzir a geração derivadas das subestações citadas em uma razão de 1:1, isto é, para cada 1 MW de redução de geração, se reduz o mesmo valor na inequação. Atendendo a inequação, garante-se que em caso de ocorrência no sistema, não haja nem perda de carga nem problemas de sobrecargas inadmissíveis. As reduções realizadas em tempo real podem ser observadas na Fig. 4.

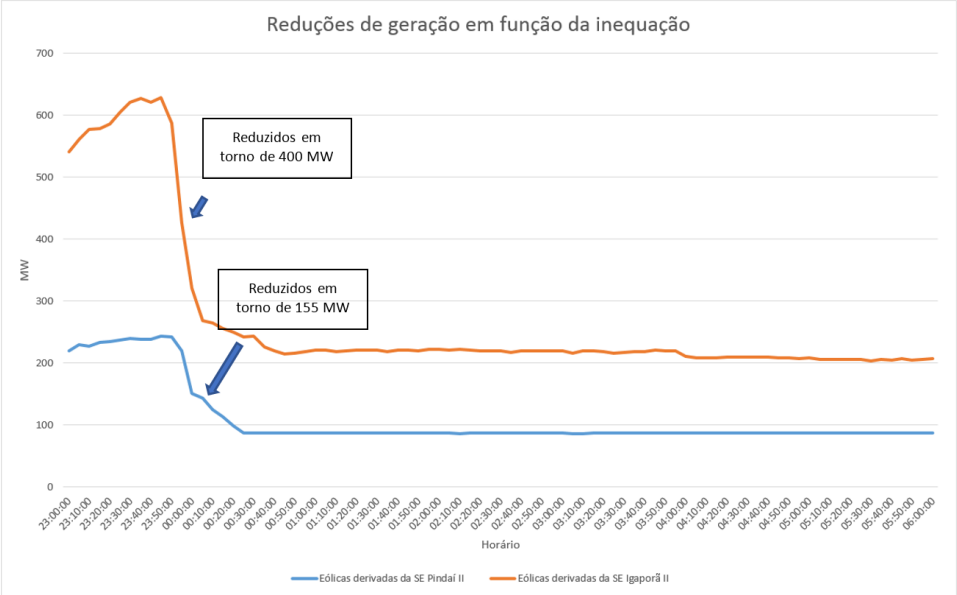


Fig. 4: Redução das eólicas conectadas no oeste da Bahia.

4.2.2. Desligamento 2 – LT 500 kV Morro do Chapéu 2 – Ourolândia II

Esta intervenção foi executada após a intervenção citada no item 4.2.1. Uma das preocupações existentem para esta liberação seria um aumento no carregamento da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu 2, que neste período tinha uma proteção de sobrecorrente direcional no sentido da SE Irecê – Morro do Chapéu 2 de forma a proteger esta linha de transmissão de sobrecargas inadmissíveis devido a elevada geração na região.

Simulações mostraram que 60% do carregamento da LT 500 kV Morro do Chapéu II – Ourolândia II iria somar na LT de 230 kV Irecê – Morro do Chapéu 2. Desse modo, antes de desligar esta LT, a operação em Tempo Real tinha que respeitar a inequação (4):

F(IRE-MCP) + 0,60*F(MCP-OUR) < = 250 MW (4)

Onde:

P (IRE-MCP): Fluxo de potência ativa na LT 230 kV Irecê / Morro do Chapéu II - C1(S5), medido na SE Irecê;

P (MCP-OUR): Fluxo de potência ativa na LT 500 kV Morro do Chapéu II / Ourolândia II - C1(N4), medido na SE Ourolândia II.

Para controlar a inequação seria necessário utilizar as seguintes sensibilidades contidas na Tabela I.

TABELA I. SENSIBILIDADE DE GERAÇÃO

Redução de 50 MW de geração eólica derivada das Subestações	**Redução de MW na inequação**
SE Irecê	-26 MW
SE Ourolândia II	-16 MW
SE Brotas de Macaúbas	-16 MW
SE Campo Formoso	-10 MW

Respeitando a inequação (4), o desligamento da LT 230 kV Irecê – Morro do Chapéu 2 se daria apenas em caso de ocorrência no sistema, o que poderia resultar sobrecargas em linhas de transmissão admissíveis e administráveis com redução de geração eólica, mesmo esta redução não sendo de forma instantânea. A medida acima foi tomada para evitar que durante o desligamento programado, não fosse necessário fragilizar ainda mais o sistema da região com mais uma LT fora de operação, expondo as cargas e os equipamentos a um risco ainda maior em caso de contingências adicionais durante o desligamento programado.

Observa-se na Fig. 5 os montantes e os momentos em que houve a necessidade de redução de geração para o atendimento à inequação (4), o que possibilitou a execução dos serviços previsto com a manutenção das diretrizes de segurança exigida.

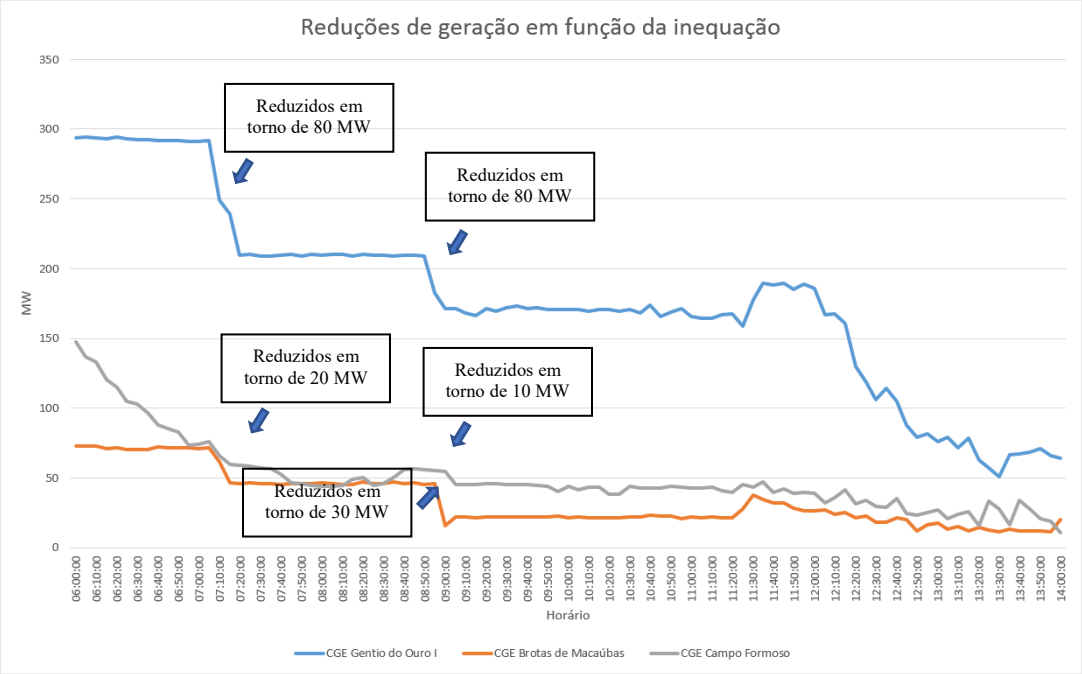


Fig. 5: Redução de geração nas eólicas de Gentio do Ouro I, Brota de Macaúbas e Campo Formoso

5. CONCLUSÕES

Foi abordado neste artigo os problemas existentes quando da liberação programada de equipamentos pertencentes a rede de operação em regiões que concentram uma elevada capacidade instalada de usinas de geração eólica e fotovoltaica, cuja rede de transmissão não acompanhou a inserção de usinas na região.

Evidenciou-se quais foram os critérios que nortearam o surgimento da metodologia de controle de carregamento que é implementada nas salas de controle do ONS, permitindo que os operadores acompanhem em tempo real os parâmetros de forma a evitar problemas de desligamento, danificação de equipamentos e tensões fora da faixa operacional em caso de problemas ou contingências adicionais no sistema. Esta metodologia permitiu não só a entrada de mais usinas em operação com o sistema integro, além de proporcionar um despacho máximo desta geração, desde que respeitando os limites de segurança abordados

6. REFERÊNCIAS

[1] BEN – Balanço Energético Nacional, 2018, EPE.

[2] ONS – “Dados de Potência Instalada”.

[3] ONS – Histórico da Operação.

[4] SM 6.5 dos Procedimentos de Rede.

[5] RO-EP.BR.01 – MPO – Manual de Procedimentos da Operação, ONS, 2018.

[6] MPO – Manual de Procedimentos da Operação, ONS, 2018.

BIOGRAFIAS

*** Antonio Carlos Moreira de Melo Filho** – Engenheiro de Sistema de Potência formado pela Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) em 2007. Trabalha desde de 2008 no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Trabalhou nesta empresa nas áreas de Pré-Operação, Pós-Operação, Estudos Elétricos e atualmente está na gerência de Análise e Procedimentos para Operação do COSR-NE.

SIMULAÇÃO 3D DO ROTOR DE UMA TURBINA EÓLICA UTILIZANDO O MÉTODO BEM E CFD

Brenno Teixeira Martins [1], Joseph Y. Saab Jr[2], Gabriela Joly [1], Lucas Maia [1], Adriano Gouveia Lira [1]

1 Recurso Eólico e Solar

Neoenergia

2 Coordenador do curso de Eng. Mecânica

INSTITUTO MAUÁ DE TECNOLOGIA

Rua Praia do Flamengo Nº78, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

bteixeira@iberdrola.com, saab@maua.br ,gjoly@iberdrola.com, lmaia@iberdrola.com, agouveia@iberdrola.com

RESUMO

O presente estudo visa comparar dois métodos distintos para calcular o desempenho de um aerogerador, o método BEM e uma abordagem via CFD-RANS, utilizando o software Ansys CFX. Os parâmetros selecionados para a comparação entre os dois métodos, foram os fatores de indução axial e tangencial, o torque, a tração e a potência nominal gerada.

Foi observado que o método BEM superestima os resultados potência, torque e tração, isso ocorre devido as simplificações e limitações inerentes ao modelo.

Palavras-chave: *Aerogerador, CFD, Ansys CFX, BEM, QBlade.*

ABSTRACT

The aim of this work is to compare two distinct methodologies to evaluate performance of wind turbine equipment, the Blade Element Momentum (BEM) method and a CFD-RANS using Ansys CFX software. The final results are compared and the deviations are discussed. The parameters selected for comparison among the methods are the axial and tangential induction factor, plus power, thrust and torque estimates.

It was observed that the BEM method overestimated the power, thrust and torque results, due to the simplifications and limitations of the model.

Key words: *Wind Turbine, CFD, Ansys CFX, BEM method, QBlade.*

INTRODUÇÃO

A tecnologia desenvolve-se cada dia mais, tendo como consequência a melhoria de processos em diversos setores da sociedade. É inegável a necessidade de crescimento e desenvolvimento na área de energia. Além disso, é importante para a sociedade mundial a constante busca pela evolução, tendo em vista o cenário de variabilidade climática. Dentro desse escopo, a energia eólica tem evoluído com rapidez devido aos estudos em busca de uma geração energética eficiente e com menos impacto ambiental.

A eficiência dos aerogeradores modernos chegam cada vez mais próximo do limite teórico determinado pelo limite de Betz (Hansen, 2008) e uma das melhores maneira de reduzir os custos das turbinas e assim se tornar mais competitivo nesse mercado é melhorar a eficiência da turbina. Segundo (S J Schreck, 2007) a carga aerodinâmica que afeta as pás do aerogerador é determinante para o custo da energia eólica. A modelagem aerodinâmica do escoamento através do aerogerador é uma tarefa complexa e que necessita um amplo estudo da dinâmica dos fluídos, sendo que os efeitos transientes e tridimensionais fazem a modelagem computacional um grande desafio.

Existem muitos métodos para se calcular a eficiência de uma turbina eólica, segundo (Karlsen, 2009) o método *Blade Element Method* (BEM) é um método bastante popular para o desenvolvimento inicial do projeto de uma turbina eólica, devido a sua simplicidade e baixo custo computacional. O método divide as pás do aerogerador em elementos anulares, que podem ser calculados por uma aproximação unidimensional. Apesar de do método segundo (Karlsen, 2009) ser amplamente utilizado, esse método simplifica os efeitos intrinsicamente tridimensionais.

Uma abordagem que utiliza uma modelagem tridimensional com *Computational Fluid Dynamics* (CFD) desenvolvem as soluções das equações de movimento e conservação de massa, possibilitando simular o escoamento através da geometria da turbina, revelando informações detalhadas do comportamento do escoamento, segundo (Karlsen, 2009). O custo computacional elevado para resolver o modelo CFD, além das simplificações adotadas como por exemplo, na modelagem da turbulência, erros de truncamento, simplificações adotadas na geometria do modelo, fazem com que o método perca a acurácia.

METODOLOGIA

O escopo do presente trabalho é comparar dois métodos distintos para calcular o desempenho de um aerogerador conceitualmente projetado para pesquisa (Saab Jr., 2016), onde será dada uma ênfase especial na análise qualitativa dos dois modelos.

O trabalho foi dividido em duas partes, a primeira foi a obtenção de parâmetros do escoamento através dos perfis aerodinâmicos S818, S830 e S832 com auxílio de um software XFOIL, no caso a ferramenta XFRL5 (Drela, Youngren, & Deperrois, 2009) foi utilizada. Essa ferramenta apresenta bons resultados para o escoamento bidimensional através do aerofólio em uma ampla faixa de Reynolds. A base de dados geradas através do XFRL5 foi utilizada como input para os cálculos do método BEM para calcular os parâmetros operativos, para essa etapa será utilizado o programa de livre acesso QBlade (Pechlivanoglou, Marten, G., N., & Wendler, 2009) que já possui o código BEM acoplado com o XFOIL.

O segundo passo foi modelar o caso com o software CFD Ansys-CFX (Ansys User's Guide), utilizando uma modelagem RANS, incompressível e estacionário.

Os dados obtidos por ambos os métodos foram compilados e apresentadas as discrepâncias de ambos os métodos com ênfase nos desvios. Uma atenção especial foi dada para a comparação dos parâmetros de indução axial e tangencial, cálculo da potência, torque e tração.

MÉTODO BEM

O escoamento através do rotor de um aerogerador é bem mais complexo do que o escoamento 2-D e suas presunções. O modelo bidimensional não capta fenômenos como a rotação do rotor e a envergadura finita da pá, ambos fenômenos intrinsicamente tridimensionais.

O modelo BEM foi proposto por Glaubert (Hansen, 2008) e com ele é possível calcular os parâmetros operativos em regime estacionário de um aerogerador. Como as secções transversais da pá no método BEM não possuem interações com as parcelas adjacentes, essa premissa simplifica bastante os cálculos, porém introduz bastantes erros, já que as pás do aerogerador possuem envergadura finita. Para corrigir esta e outras limitações do modelo BEM, são feitas algumas correções conhecidas como *Prandlt Tip Loss* e *Glauert Correction* (Hansen, 2008) para que o modelo bidimensional consiga prever (ou tentar) os fenômenos tridimensionais durante o regime operativo do rotor.

O fator de indução axial é um adimensional que expressa a quantidade de energia cinética que está sendo aproveitada pelo rotor e perdida pelo escoamento livre. O fator de indução axial pode ser expresso através da relação (Hansen, 2008):

$$a = 1 - \frac{V_{ax}}{V}$$

Onde: a é o fator de indução axial e V_{ax} é a velocidade axial no plano de rotação.

Da relação acima, podemos perceber que quanto maior for o fator de indução axial, maior a quantidade de energia cinética absorvida do escoamento e assim maior eficiência do aerogerador.

Os vórtices criados devidos à rotação das pás e ao arrasto induzido, geram uma componente de rotação no fluxo contrária à rotação do rotor na parte a jusante do aerogerador. Este fenômeno é conhecido como efeito esteira (Hansen, 2008).

O fator de indução tangencial representa a fração da velocidade de rotação dada no plano do rotor. Esta componente contribui para a modificação do ângulo de incidência e o fator de incidência tangencial é expresso por (Hansen, 2008):

$$a' = 1 - \frac{V_t}{\omega r}$$

Onde: a' é o fator de indução tangencial, V_t é a é a velocidade axial no plano de rotação, ω é a velocidade angular do rotor.

A velocidade relativa V_{rel} e o ângulo de incidência ⍉ podem ser calculados através dos fatores de indução axial e tangencial. O ângulo de incidência e a velocidade relativa podem ser expressas por:

$$V_{rel} = \sqrt{\left(V.(1-a)\right)^2 + \left(\omega r.(1+a')\right)^2} \qquad \tan ⍉ = \frac{(1-a).V}{(1+a').\omega r}$$

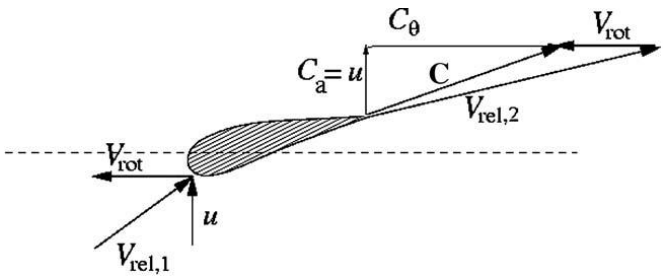


Figura 1 Diagrama representativo do triângulo de velocidade da secção transversal do rotor.

METODO NÚMERICO

A descrição matemática do comportamento do escoamento de um fluido pode ser expressa através da derivação das equações de conservação de massa, quantidade de movimento e de energia. Assumindo um escoamento continuo e incompressível, as equações de Navier-Stokes podem ser utilizadas para descrever o movimento das partículas fluidas.

As equações de Navier-Stokes somente possuem soluções analíticas para um determinado e limitado conjunto de problemas. O CFD vem sendo largamente empregado na indústria devido ao seu relativo baixo custo, sua capacidade de simular diversas condições operativas e realizar otimizações em um espaço de tempo reduzido.

As maiorias dos escoamentos reais estão submetidos a condições que podem se alterar rapidamente, causando assim uma transformação do regime do escoamento de laminar para turbulento. Os fenômenos de um escoamento turbulento possuem características intrinsicamente transientes, porém para a análise de alguns casos de engenharia é interessante o estudo do comportamento médio desse fenômeno para se obter as condições em regime permanente de uma situação especifica do escoamento.

O método Reynolds Average Navier-Stokes (RANS) propõe resolver o escoamento médio para os campos de propriedades (velocidade, temperatura, pressão, ...), sendo um dos métodos mais comuns de solução para casos em regime estacionário. O método substitui todos os termos que possuem dependência temporal por um termo de média mais uma flutuação, desta forma um campo médio do escoamento pode ser resolvido.

CONSTRUÇÃO DO MODELO

A geometria utilizada para criar o modelo tridimensional foi a mesma utilizada para na simulação do software QBlade, as características e singularidade da geometria da pá serão apresentadas a seguir.

Ao longo das secções transversais os perfis aerodinâmicos não se mantem constante, assim como o ângulo de torção ou twist. Como cada região da pá está submetida a um regime de escoamento distinto, essas alterações na geometria ao longo da envergadura da pá aumentam o seu desempenho aerodinâmico.

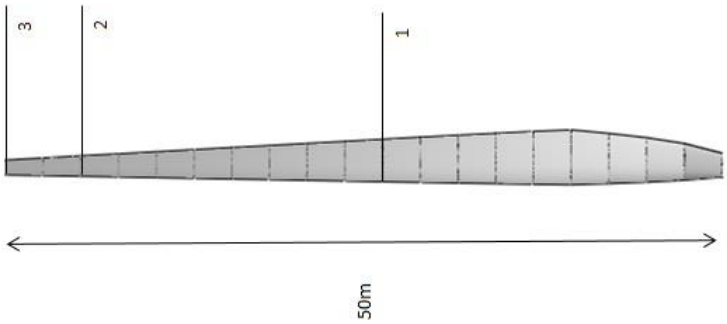


Figura 2 Geometria da pá estudada e suas secções.

São apresentados os perfis aerodinâmicos utilizados em cada seção das pás do modelo matemático de turbina eólica empregado nas simulações.

Na Tabela 1 são apresentados os segmentos da secção transversal e seus respectivos ângulos de torção.

Tabela 1. Tabela com as secções transversais e seus respectivos ângulos de torção. Fonte: (Saab Jr., 2016)

Posição Radial [m]	Comprimento da Corda [m]	Ângulo de Torção [graus]	Aerofólio
3,0	2,75	53,80	NREL's S818 Airfoil
5,5	3,00	34,60	NREL's S818 Airfoil
8,0	3,25	23,41	NREL's S818 Airfoil
10,5	3,50	16,46	NREL's S818 Airfoil
13,0	3,75	11,85	NREL's S818 Airfoil
15,5	3,57	8,61	NREL's S818 Airfoil
18,0	3,38	6,22	NREL's S818 Airfoil
20,5	3,20	4,39	NREL's S818 Airfoil
23,0	3,02	2,95	NREL's S818 Airfoil
25,5	2,83	1,78	NREL's S818 Airfoil
28,0	2,65	3,82	NREL's S830 Airfoil
30,5	2,47	3,02	NREL's S830 Airfoil
33,0	2,28	2,34	NREL's S830 Airfoil
35,5	2,10	1,75	NREL's S830 Airfoil
38,0	1,92	1,24	NREL's S830 Airfoil
40,5	1,73	0,79	NREL's S830 Airfoil
43,0	1,55	0,39	NREL's S830 Airfoil
45,5	1,37	0,54	NREL's S830 Airfoil
48,0	1,18	1,22	NREL's S832 Airfoil
50,0	1,00	0,94	NREL's S832 Airfoil

Na simulação não foi considerado a influência que a torre exerce sobre o escoamento. Um túnel no formato cilíndrico de secção circular foi criado. Assumindo a característica intrínseca de periodicidade rotatório do domínio foi possível simular apenas um terço do domínio, otimizando o custo computacional para rodar o caso. Também foi introduzido para modelar a influência da nacele um cilindro passante no domínio com as mesmas dimensões.

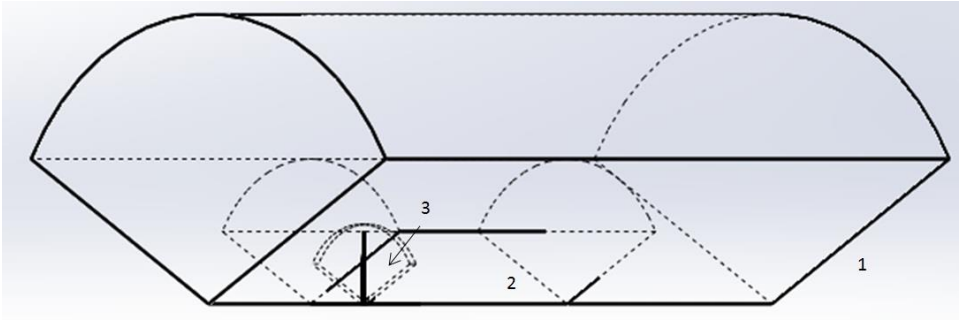
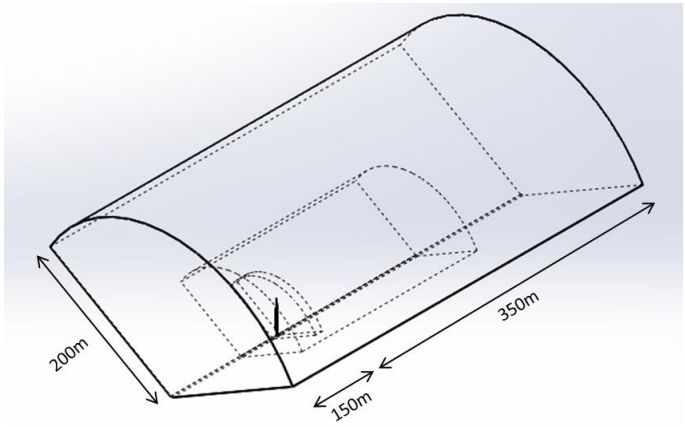
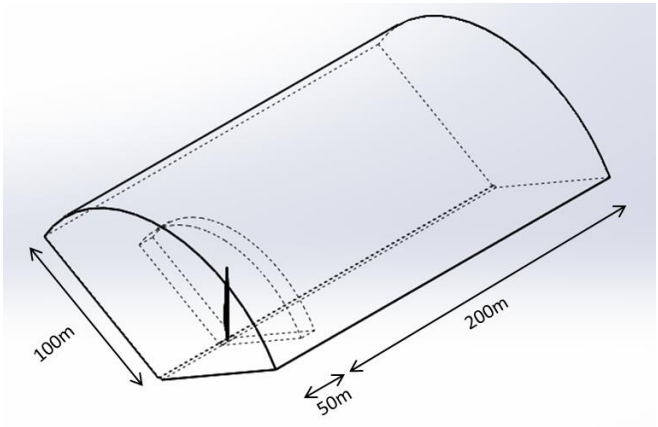


Figura 3 Ilustraçãodo domínio e seus sub-domínios.

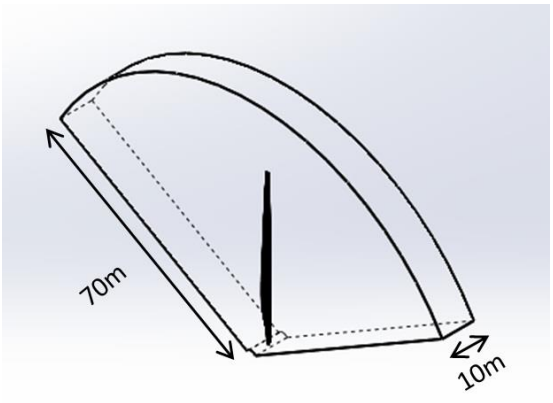
O domínio foi dividido em 3 partes para melhorar o refino da malha na região da esteira e na região do rotor onde irá ocorrer a rotação da pá. Os subdomínios e suas dimensões são apresentados na Figura 4.



(a)



(b)



(c)

Figura 4 (a) dimensões do subdomínio *farfield*, (b) dimensões do subdomínio wake e (c) dimensões do subdomínio rotor.

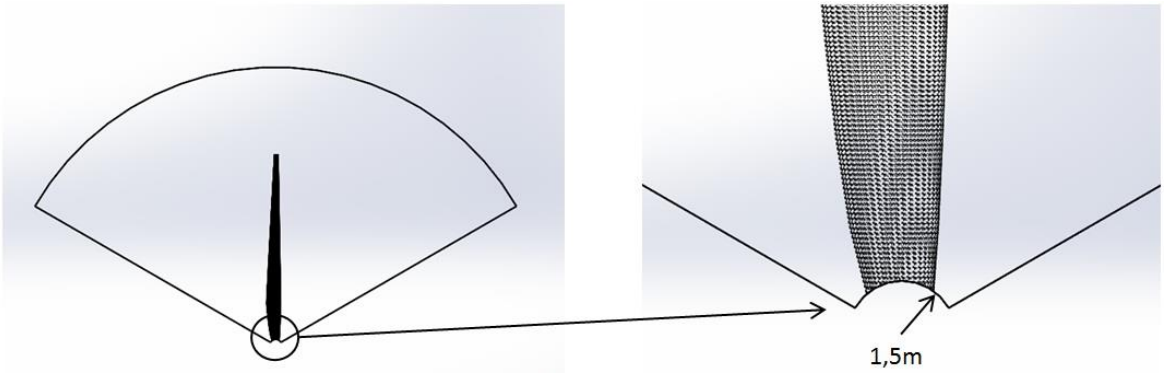


Figura 5 Detalhe do corte do domínio para modelar a nacele.

MALHA

Foi utilizado o *Ansys Mesh* (Ansys User's Guide) para gerar a malha ao redor da geometria. As configurações utilizadas para gerar a malha estão descritas na Tabela 2.

Tabela 2 Tabela com as informações da malha.

	Farfield	Wake	Rotor
Nº de nós	75960	464391	436370
Nº de elementos	401214	2628254	1656583
Parâmetro de malha	**Orthogonal Quality**		
Mínimo	0.2791	0.2251	1008508789.5300
Máximo	0.9962	0.9983	0.9998
Média	0.8585	0.8603	0.8380
Desvio Padrão	8.51E+12	0.090359515	0.10863439

Parâmetro de malha	Skewness		
Mínimo	3.27E+05	1.33E+07	4.24E+05
Máximo	0.7949	0.8486	0.9961
Média	0.2287	0.2257	0.2774
Desvio Padrão	0.1216	0.1307	0.1539

As Figura 6, Figura 7 e Figura 8 apresenta a malha que foi gerada através do Ansys Mesh.

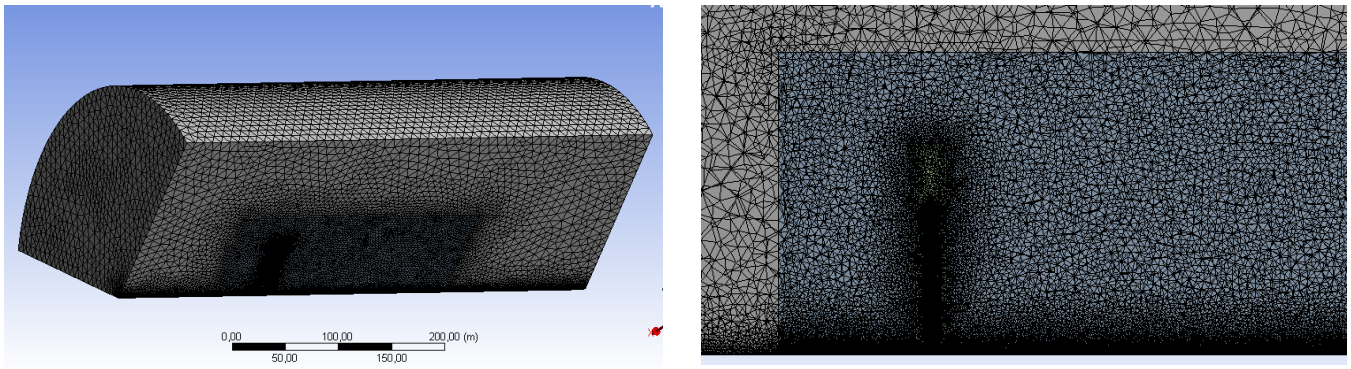


Figura 6 Detalhe da malha gerada no domínio.

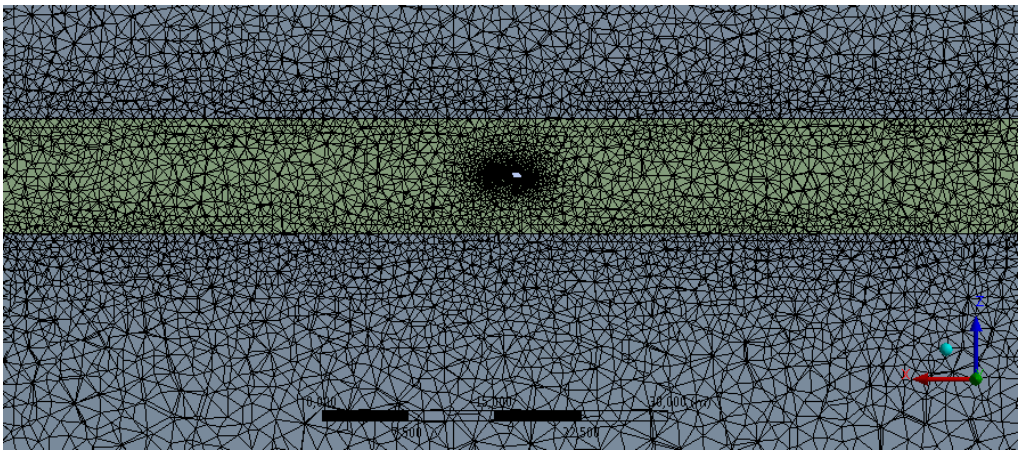
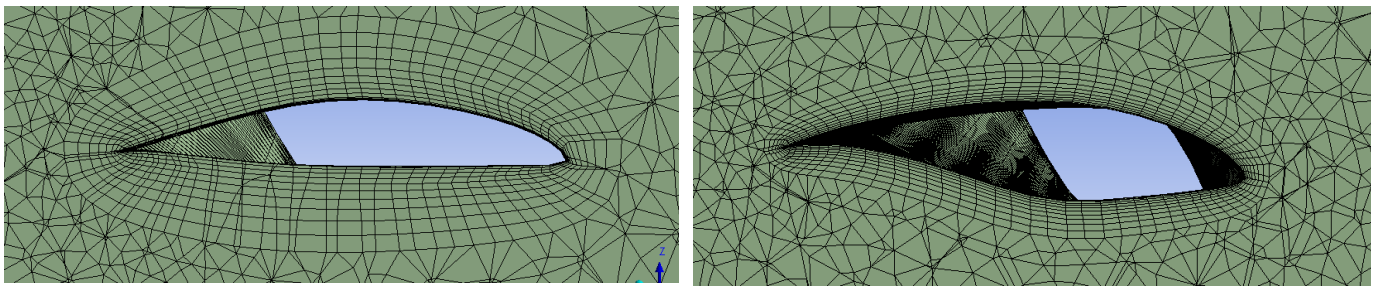


Figura 7 Vista de topo coma secção cortada em r/R = 0,9.



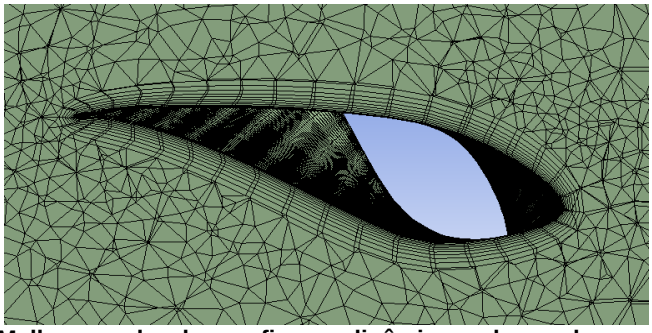


Figura 8 Malha ao redor dos perfis aerodinâmico ao longo da secção da pá.

A qualidade da malha obtida foi satisfatória haja vista que a grande maioria dos elementos ficaram acima do critério "bom" nos critérios de qualidade de malha *Orthogonal quality* e *skewness*.

Skewness mesh metrics spectrum

Excellent	Very good	Good	Acceptable	Bad	Inacceptable
0-0.25	0.25-0.50	0.50-0.80	0.80-0.94	0.95-0.97	0.98-1.00

Orthogonal quality mesh metrics spectrum

Inacceptable	Bad	Acceptable	Good	Very good	Excellent
0-0.001	0.001-0.14	0.15-0.20	0.20-0.69	0.70-0.95	0.95-1.00

Figura 9 Critério de qualidade de malha. Fonte (Ansys User's Guide)

MODEL SET UP

Para reduzir o custo computacional e comparar os resultados com o método BEM simulado pelo QBlade, o regime de simulação é estacionário, ângulo de *pitch* (α) igual à 0 e um *tip speed ratio* (TSR) igual à 7, uma velocidade de corrente livre igual à 12 m/s.

DOMÍNIOS

Foram criados dois domínios para modelar o efeito de rotação da pá do aerogerador, um estacionário e o outro rotatório.

1. **Domínio Estacionário (S1 - Farfield+Wake)**

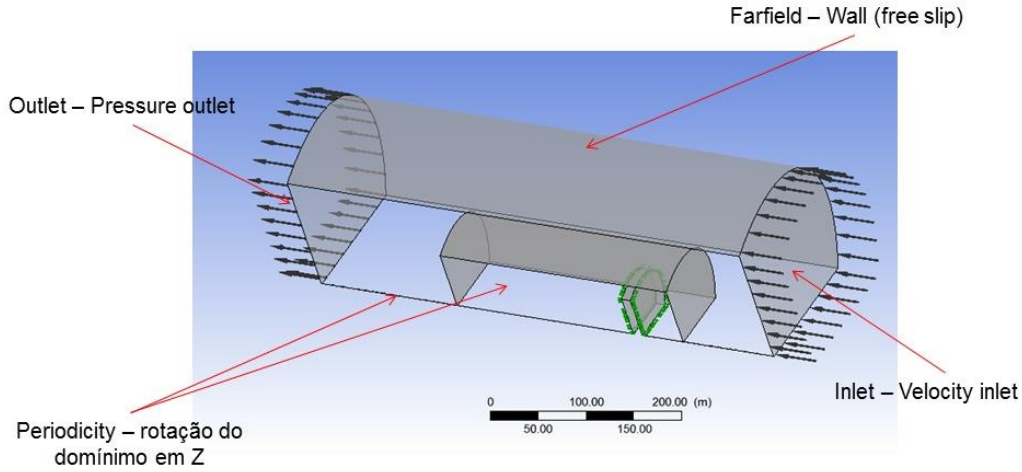


Figura 10 Detalhe das localizações das condições de contorno do domínio estacionário S1.

2. **Domínio Rotatório (R1 - Rotor)**

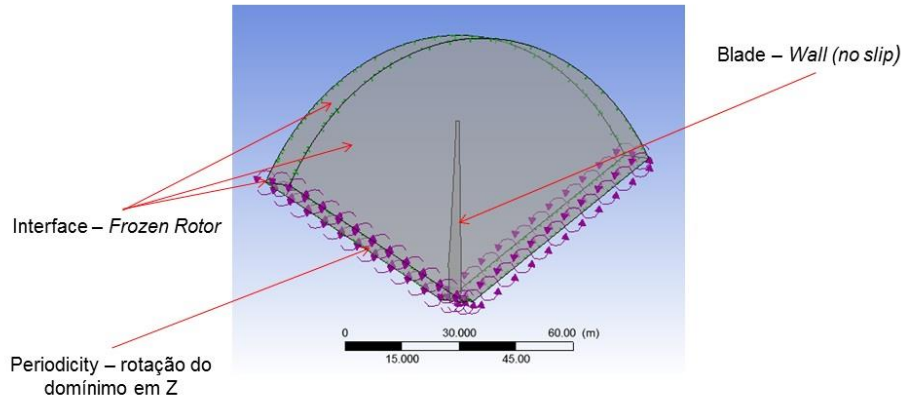


Figura 11 Detalhe das localizações das condições de contorno do domínio rotatório R1

Criou-se três interfaces entre os domínios, devido ás mudanças na referência do frame.

A modelagem adotada assume o escoamento com uma periodicidade rotacional de 120º no eixo de rotação Z. Essa hipótese foi adotada com objetivo de reduzir o tamanho do modelo e consequentemente o custo computacional.

A condição de saída do modelo foi considerada como *Pressure outlet* ou aberta. Esta condição permite que o fluido saia ou entre livremente na fronteira. O valor da pressão relativa é zero, considerando que o escoamento na região de saída do domínio não esteja perturbado com a presença do aerogerador.

Para o campo do escoamento longe o suficiente do aerogerador, optou-se por utilizar a condição de parede sem deslizamento (*farfield*).

Como se trata de uma região em que as linhas de corrente livre estão a uma distância suficientemente grande do aerogerador para que seus efeitos sobre o escoamento sejam irrelevantes, a condição de parede sem deslizamento pode ser utilizada.

Como não há componentes de velocidade normal à parede da pá do aerogerador, a opção de parede sem deslizamento foi considerada.

CONVERGêNCIA

O caso foi simulado no solver *Ansys CFX* utilizando o método de volumes finitos utilizando o modelo RANS para simulação do caso estacionário em regime incompressível. O critério de convergência de resíduos RMS de 1E-05 que foi atingido após 229 iterações, totalizando o tempo de 8horas de simulação, como ilustra a Figura 12.

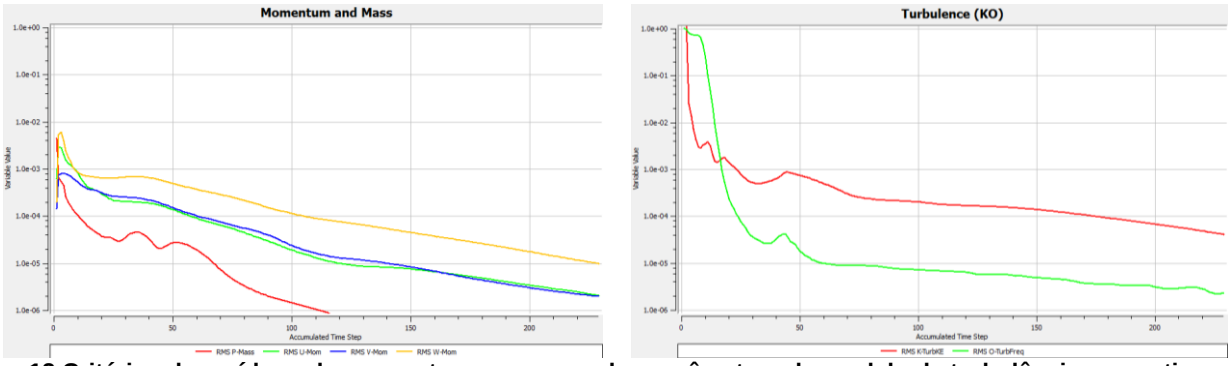


Figura 12 Critérios de resíduos de momentum e massa e dos parâmetros do modelo de turbulência respectivamente.

RESULTADOS

Os perfis de distribuição de velocidade e pressão das secções transversais. Os cortes foram feitos em r/R = 0,9 (Figura 13); r/R = 0,6 (Figura 14) e r/R = 0,3 (Figura 15).

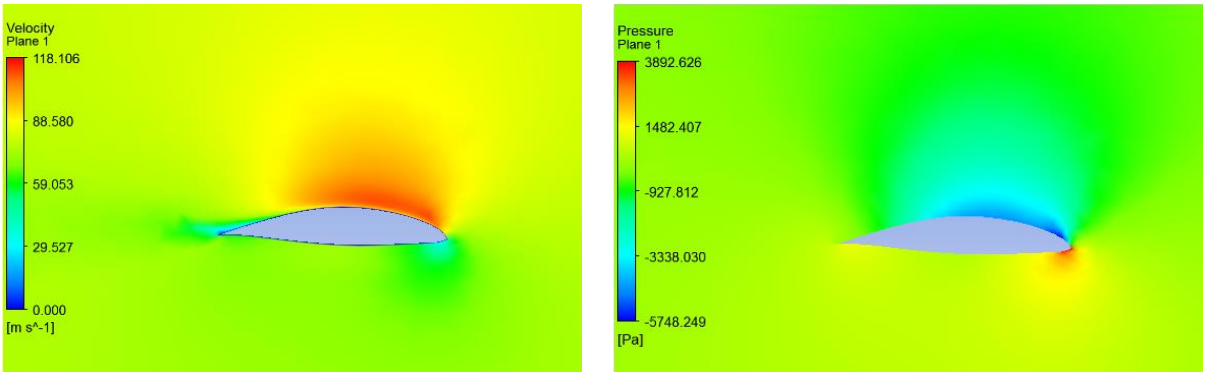


Figura 13 Distribuição dos perfis de velocidade e pressão em r/R = 0,9.

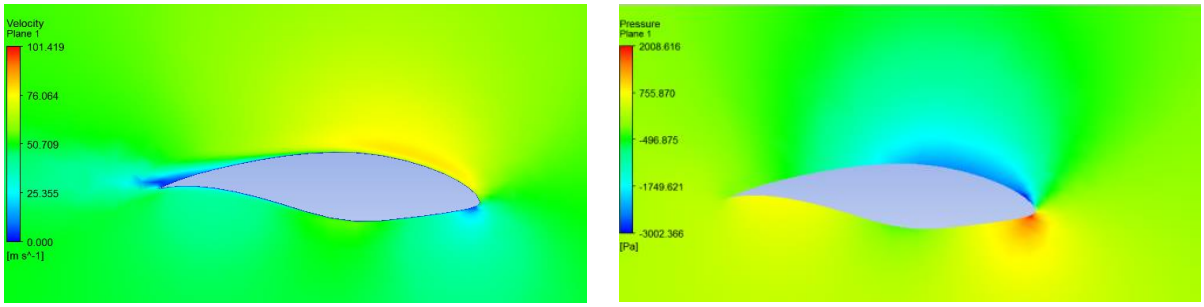


Figura 14 Distribuição dos perfis de velocidade e pressão em r/R = 0,6.

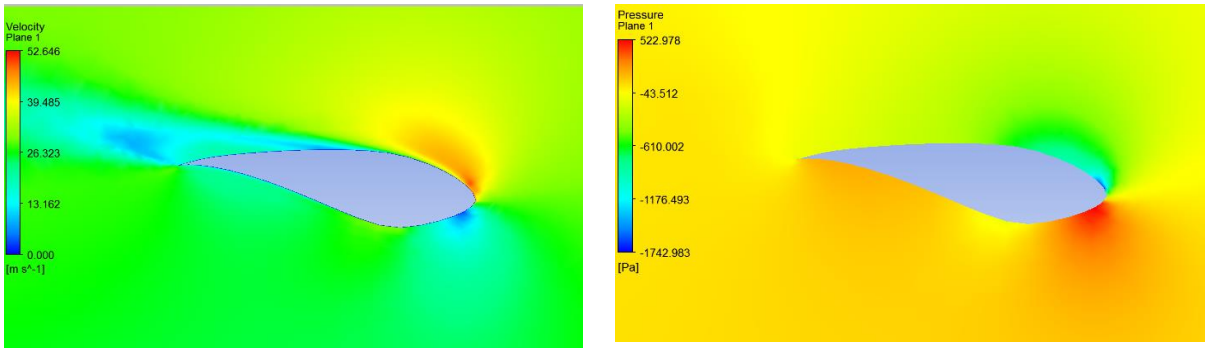


Figura 15 Distribuição dos perfis de velocidade e pressão em r/R = 0,3.

Foi verificado que para um TSR=7 os valores para a distribuição de velocidade e pressão estão coerentes.

A seguir foi verificado o comportamento da distribuição de pressão ao longo da envergadura da pá. Segundo (Karlsen, 2009) o movimento de rotação do rotor causa um efeito no sentido de retardar o *stall*. Um estudo realizado por (S J Schreck, 2007) mostra que este fenômeno está associado com o gradiente de pressão na direção radial e está relacionado com a aceleração centrípeta e de coriolis.

Apesar do fenômeno de atraso de stall descrito em (Karlsen, 2009) não está comprovada, na imagem abaixo é possível observar na Figura 16 o gradiente de pressão na direção radial da pá na superfície superior.

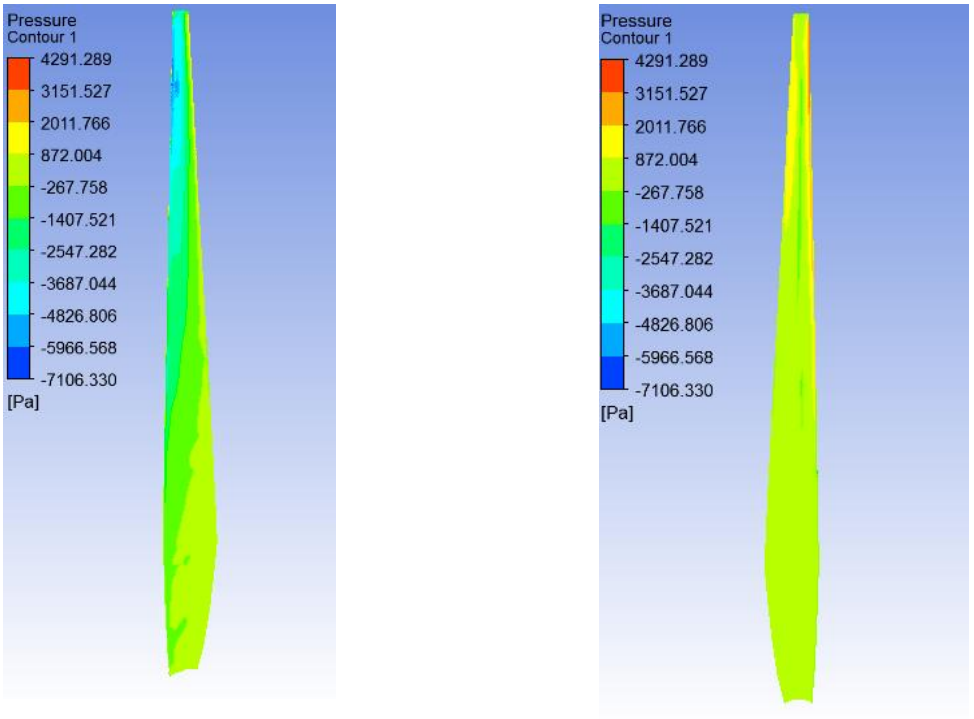


Figura 16 Distribuição de pressão ao longo da envergadura da pá. Respectivamente na parte superior e inferior.

Após a passagem do escoamento através do aerogerador, a velocidade do escoamento diminui devido à perda de energia cinética e se torna mais turbulento. Esse fenômeno é denominado de esteira e uma turbina que opera sob esse regime de escoamento além de perder eficiência, está sujeito a maiores cargas aerodinâmicas. A Figura 17, Figura 18 e Figura 19 abaixo demonstra a perturbação gerada pelo rotor e o efeito esteira gerado.

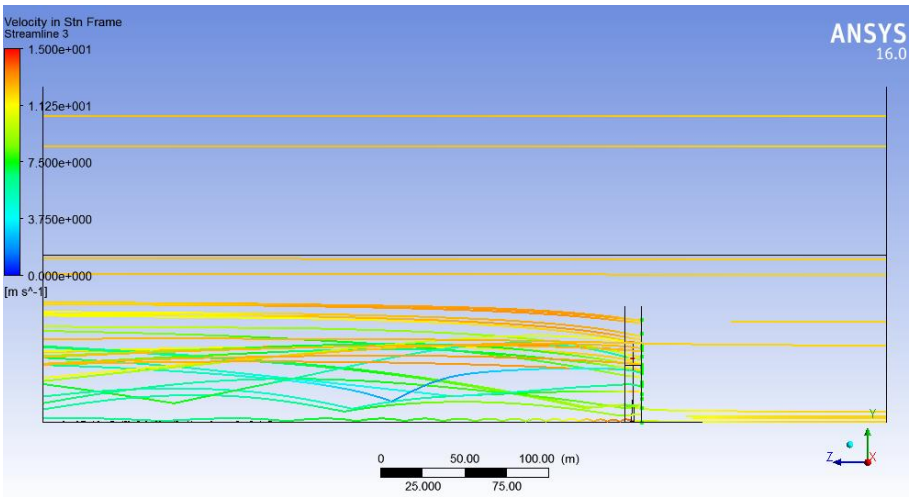


Figura 17 Isolinhas do escoamento através do rotor.

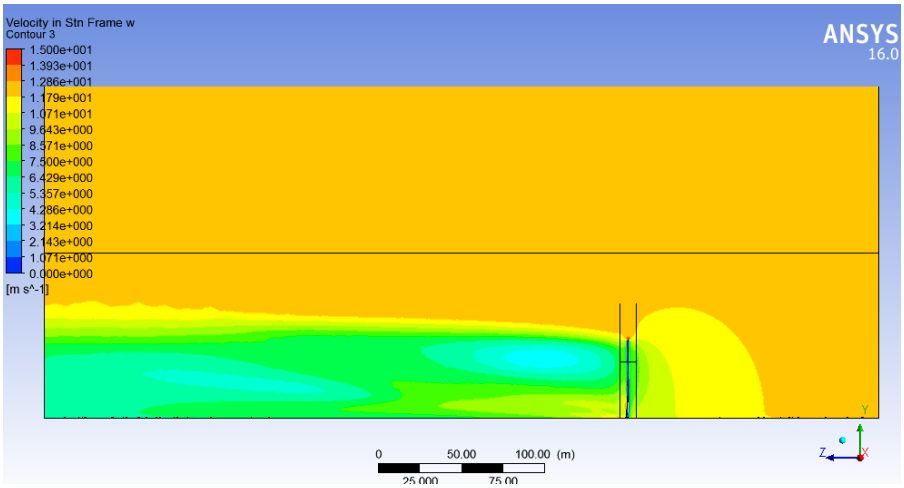


Figura 18 Contorno de velocidade. Vista lateral do domínio.

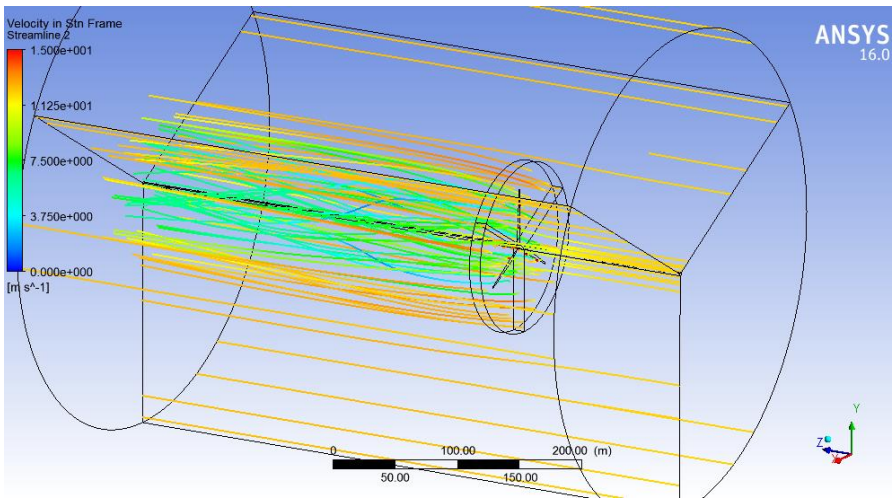


Figura 19 Isolinhas da perturbação causada pela rotação do rotor causando o efeito esteira.

Para o cálculo do fator de indução axial foi utilizado o método propostos por (Sørensen, 2004), que consiste em dividir o domínio em partes anulares na posição r/R da pá e realizar uma média da velocidade axial do escoamento, antes e depois da passagem pelo rotor (Figura 20). O método análogo foi empregado para se obter o fator de indução tangencial (Figura 21).

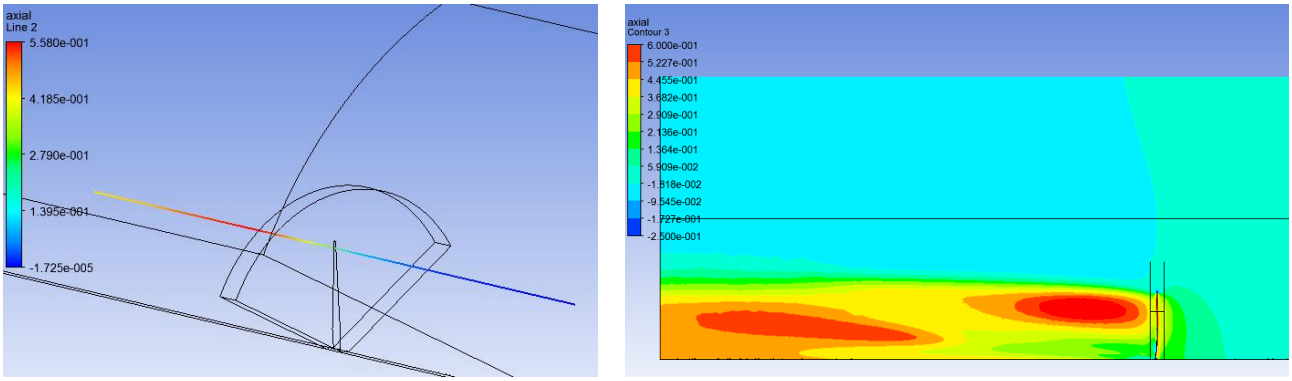


Figura 20 Cálculo do fator de indução axial em r/R = 0,9 e o contorno com a distribuição da componente axial da velocidade, respectivamente.

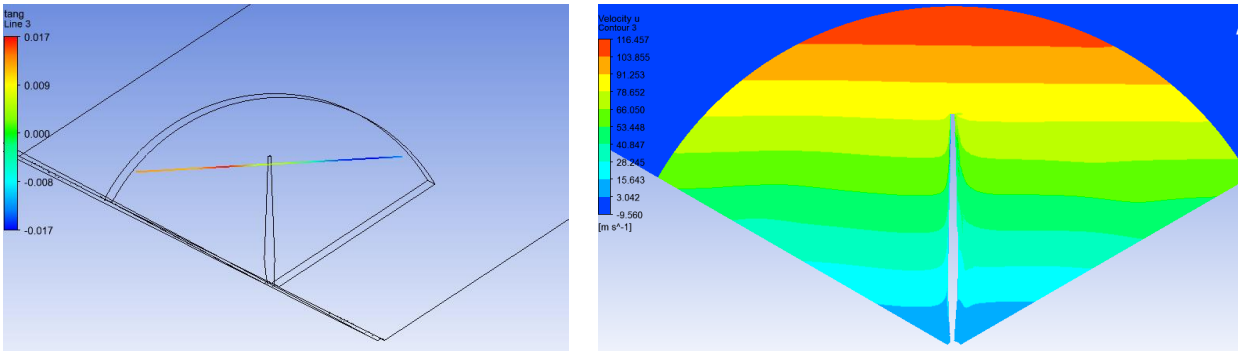


Figura 21 Cálculo do fator de indução tangencial em r/R = 0,9 e o contorno com a distribuição da componente tangencial da velocidade, respectivamente.

A Figura 22 e Figura 23 mostram as médias dos valores obtidos do cálculo do fator de indução axial e tangencial para as diferentes secções anulares do domínio. Em seguida é apresentado uma tabela com a diferença obtida entre o método apresentado e o obtido através do método BEM utilizando o software QBlade.

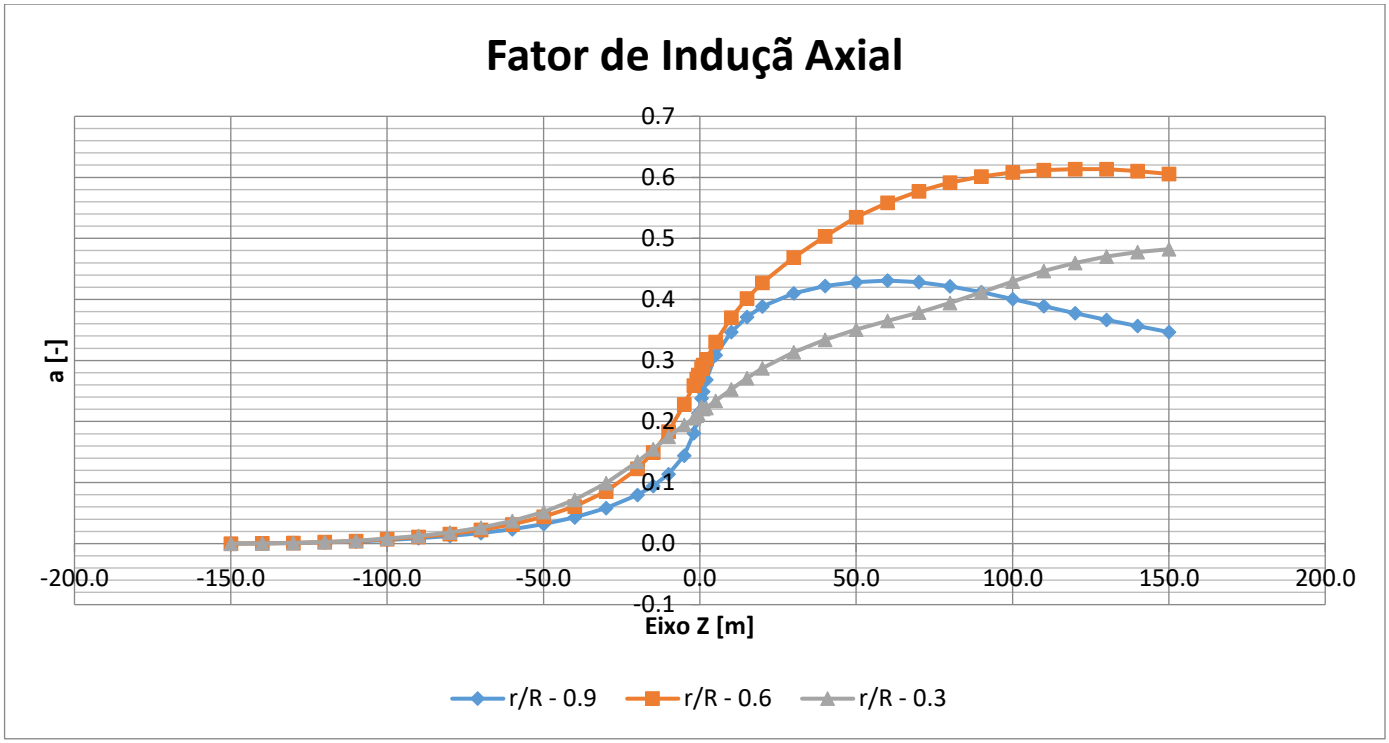


Figura 22 Representação gráfica dos fatores de indução axial para as secções r/R=0,9, r/R=0,6 e r/R=0,3.

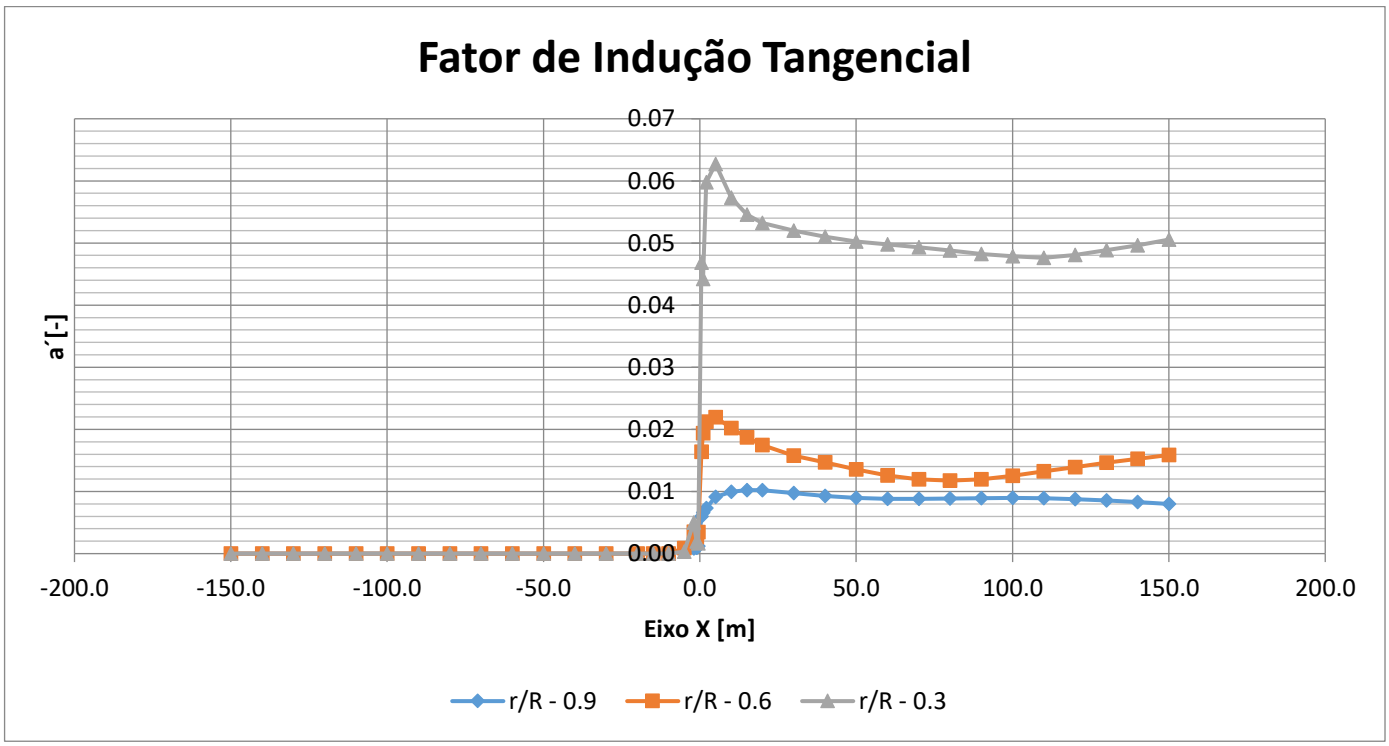


Figura 23 Representação gráfica dos fatores de indução axial para as secções r/R=0,9, r/R=0,6 e r/R=0,3.

Na Tabela 3 e Tabela 4 os resultados da análise comparativa do fator de indução axial e tangencial nos diferentes modelos.

Tabela 3 Diferença percentual dos valores obtidos do fator de indução axial entre os dois métodos.

	r/R - 0.9	r/R - 0.6	r/R - 0.3
Ansys CFX	0,23	0,28	0,22
QBlade	0,22	0,32	0,33
Diff (%)	5%	-13%	-33%

Tabela 4 Diferença percentual dos valores obtidos do fator de indução tangencial entre os dois métodos.

	r/R - 0.9	r/R - 0.6	r/R - 0.3
Ansys CFX	0,004	0,010	0,024
QBlade	0,004	0,012	0,045
Diff (%)	0%	-17%	-47%

No modelo CFD a simplificação da geometria do domínio para simular o efeito da nacele no escoamento contribuiu para a diferença de resultados na região r/R=0,3. Para a região da ponta da pá, o método BEM impõe algumas simplificações para simular o fluxo na ponta da pá e com isso erros inerentes ao modelo são aplicados, contribuindo para a diferença de resultados na região r/R=0,9.

Para o pós-processamento dos parâmetros de potência, torque e tração, foram comparados com o *output* do método BEM utilizando o software QBlade e as expressões abaixo foram criadas para fazer o cálculo no Ansys CFX:

$$Torque(N.m) = torque_z()@Blade * 3$$

$$Potência\ (W) = torque_z()@Blade * RotationSpeed/1[rad] * 3$$

$$Tração\ (N) = force_z()@Blade * 3$$

A Tabela 5 representa as diferenças entre o método BEM e o modelo rodado no Ansys CFX.

Tabela 5 Diferença percentual dos valores obtidos de Potência, Torque e Tração entre os dois métodos.

	Ansys CFX	Qblade	Diff (%)
Thrust [N]	4,79E+05	4,88E+05	-2%
Pout [W]	3,07E+06	3,63E+06	-15%
Tout [N.m]	1,83E+06	2,07E+06	-11%

A partir dos valores obtidos de potência e tração, foram calculados respectivamente os coeficientes de potência e tração representados na Tabela 6.

Tabela 6 Diferença percentual dos valores obtidos do Cp e Ct entre os dois métodos.

	Ansys CFX	Qblade	Diff (%)
Cp	0,382	0,495	-23%
Ct	0,715	0,803	-11%

As considerações de discretização e limitações do modelo já foram anteriormente abordadas, em (Karlsen, 2009) o autor aponta que o método BEM tende a sobrestimar os valores de produção para elevados valores de TSR, o que condiz com os resultados obtidos.

CONCLUSÃO

O propósito desse estudo de caso foi estudar a diferença entre o método BEM utilizando o software aberto QBlade e comparando com uma simulação CFD usando o Ansys CFX, através da verificação dos valores calculados para os fatores de indução axial e tangencial por ambos os métodos.

Foi observado que o método BEM superestima os resultados potência, torque e tração, isso ocorre devido as simplificações e limitações inerentes ao modelo, segundo (Karlsen, 2009) esse comportamento é esperado no método BEM.

Devemos levar em consideração as simplificações na geometria do modelo de aerogerador considerada na simulação CFD, como a simplificação na nacele, região onde os resultados foram mais discrepantes. O método CFD é muito sensitivo na sua modelagem, a malha utilizada, além de problemas com truncamento e convergência.

Os dois métodos ainda são amplamente utilizados no desenvolvimento de projetos de turbinas eólicas, em diferentes fases de maturidade. É importante conhecer os pontos positivos e as limitações de cada método e aplicar de maneira correta.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(s.d.). Fonte: https://www.cfd-online.com/.

Ansys User's Guide. (s.d.).

David Hartwanger, D. A. (2008). 3D Modelling of a Wind Turbine Using CFD.

Drela, M., Youngren, H., & Deperrois, A. (2009). *XFOIL/XFLR5.* MIT, Cambridge, Ma.

Hansen, M. O. (2008). *Aerodynamics of Wind Turbines.* Earthscan.

IEC. (s.d.). *IEC 61400-12-1: Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing.*

International Electrotechnical Commission - IEC. (s.d.). Fonte: http://www.iec.ch/

J Laursen, P. E. (2007). 3D CFD Quantification of the Performance of a Multi-Megawatt Wind Turbine. *Journal of Physics*.

Karlsen, J. A. (2009). *Performance Calculations for a Model Turbine.*

Lubitz, W. D. (2009). Effects of Tower Shadowing on Anemometer Data.

Marc S Schneider, J. N. (2016). Accurate load prediction by BEM with airfoil data from 3D-RANS simulations. *Journal of Physics*.

Namiranian, A. (2011). *3D Simulation of a 5MW Wind Turbine.*

Pechlivanoglou, G., Marten, D., G., W., N., M., & Wendler, J. (2009). *QBlade.* Technische Universität Berlin, Berlin.

S J Schreck, N. N. (2007). Aerodynamic Structures and Processes in. *Wind Energy*.

Saab Jr., J. Y. (2016). *TRAILING-EDGE NOISE – DEVELOPMENT AND APPLICATION OF A NOISE PREDICTION TOOL FOR THE ASSESSMENT AND DESIGN OF WIND TURBINE AIRFOILS.* Acesso em 19 de July de 2017, disponível em http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3150/tde-14032017-140101/pt-br.php

Shen, W. Z., Hansen, M. O., & Sørensen, J. N. (2006). Determination of Angle of Attack (AOA) for Rotating Blades. *Wind Energy*.

Sørensen, J. J. (2004). Aerofoil Characteristics from 3d CFD Rotor Computations. *Wind Energy*.

SELEÇÃO E ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA PRELIMINAR DE TURBINAS EÓLICAS

Rafael H. Todaro*, Fernanda D. V. Gueter, Giovanna Agarelli, Gustavo T. Pessoa, Joseph Y. Saab Jr**

Centro Universitário do Instituto Mauá de Tecnologia, São Caetano do Sul – SP

* e-mail: rafael.todaro@maua.br
** e-mail: saab@maua.br

RESUMO: Com base no forte crescimento da utilização de energia eólica renovável no Brasil e da indústria voltada ao seu apoio, procurou-se desenvolver uma ferramenta de análise preliminar, capaz de auxiliar leigos e especialistas do ramo nos primeiros passos da análise de viabilidade técnico-econômica de um projeto de energia eólica. A ferramenta proposta pretende ser baseada na *web*, ter acesso público gratuito e um banco de dados que pode ser alimentado diretamente pelos fabricantes dos equipamentos. A ferramenta é capaz de identificar os tipos de turbinas eólicas (eixo vertical ou horizontal), os modelos específicos, e a quantidade de equipamentos que melhor atenderiam a demanda de uma determinada instalação, restrita aos equipamentos disponíveis no banco de dados. A metodologia empregada na seleção preliminar e recomendação decorrente é baseada nos critérios de (i) conversão obtida, (ii) perfil estimado do vento na região, (iii) eficiência de conversão, (iv) custo global estimado e (v) impacto ambiental considerando o CO_2 equivalente na produção e reciclagem do equipamento ao final da sua vida útil. O banco de dados expansível interage com algoritmos de decisão implementados em um ambiente virtual automatizado. Os dados de entrada necessários para uso da ferramenta são poucos e tipicamente disponíveis na fase de avaliação inicial de um projeto: (a) potência desejada, (b) local de instalação e o seu respectivo potencial eólico. Como resultado, o método fornece ao usuário um *ranking* que apresenta as dez melhores opções presentes no banco de dados, sendo a primeira a que possui a melhor relação técnico-econômico-ambiental. Com o intuito de validar e verificar preliminarmente o modelo de análise, o campus de São Caetano do Sul do Instituto Mauá de Tecnologia foi utilizado como um estudo de caso.

Palavras-chave: Energia eólica, análise técnico-econômica, turbina eólica, seleção de turbinas eólicas.

1. INTRODUÇÃO

Historicamente, constata-se que o mundo experimentou considerável crescimento da demanda energética acompanhada de significativo aumento populacional a partir da Primeira Revolução Industrial. Os principais insumos energéticos utilizados neste período estavam limitados à

tecnologia disponível e à facilidade de obtenção, fatos que revelam que o emprego de fontes renováveis de energia e o incentivo à prática de sustentabilidade não eram considerados. Desde então, a adesão às formas alternativas de conversão de energia teve início gradual e mostrou-se necessária por meio de iniciativas mundiais que tornaram o uso de fontes renováveis indispensável e nutrido por uma crescente oferta de investimentos (BURTON, 2011; REICHENBACH, 2012).

A falta de fontes alternativas produz um cenário em que os combustíveis fósseis ocupam a liderança na matriz energética mundial, fato notado durante muitos anos e que perdura atualmente. Como resultado desta realidade, surgem sérios problemas ambientais devido a emissão de poluentes sólidos - como fuligem e material particulado - e na produção de gases de efeito estufa (GEE) em elevadas concentrações, circunstâncias que agravam os efeitos de aquecimento da atmosfera, segundo Irena (2013). Diante deste contexto, o avanço tecnológico em fontes de energia renovável surge como alternativa para atender a demanda por energia elétrica de uma população mundial em crescimento, simultaneamente à minimização de impactos ambientais, além da não dependência de fontes energéticas de origem fóssil.

O balanço energético mundial ilustrado na Figura 1 mostra que a matriz pautada na queima de combustíveis convencionais tem reagido positivamente no que tange o embate entre o comportamento ascendente da demanda por energia junto ao crescimento populacional e a inserção das fontes renováveis de energia na matriz energética. Dados do World Bank (2014) revelam que no período de 1974 a 2011 houve um aumento populacional de 75% seguido de 250% de aumento da demanda por eletricidade, tendo o emprego de energias renováveis evoluído de 0,1% para 4%. Os dados mostram ainda que em 2030 são esperados aumentos de 17% em população e 67% em demanda energética, sendo 26% da matriz energética constituída de fontes renováveis. As linhas cronológicas expressas na Figura 2 evidenciam claramente a evolução da relação inversamente proporcional existente entre o uso de fontes renováveis com relação às não renováveis, o que corrobora o comportamento observado nos dados do World Bank (2014).

Contudo, a busca pelo desenvolvimento de novas tecnologias para obtenção de eletricidade através de fontes renováveis é uma realidade atual e converge para um contexto em que os combustíveis alternativos possuem forte tendência a serem os líderes da matriz energética mundial a curto prazo. Tal contexto tem como principais motivações a não dependência de recursos finitos como fontes de energia e o uso de fontes que possam ser mais viáveis sob o ponto de vista ambiental. De acordo com Irena (2013), para que a última motivação apresentada seja exequível, o estudo e desenvolvimento de tecnologias renováveis de alta eficiência é imprescindível.

Considerando o cenário nacional, uma das formas capazes de atender à necessidade de produzir energia alternativa com alta eficiência ainda detém participação muito tímida na matriz energética: a energia eólica.

Figura 1 - Balanço energético mundial e crescimento populacional. Fonte: World Bank (2014).

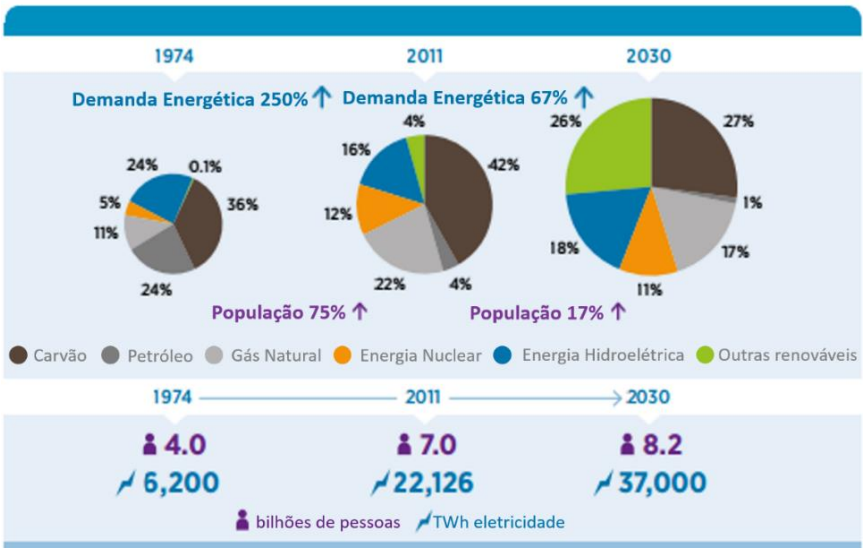
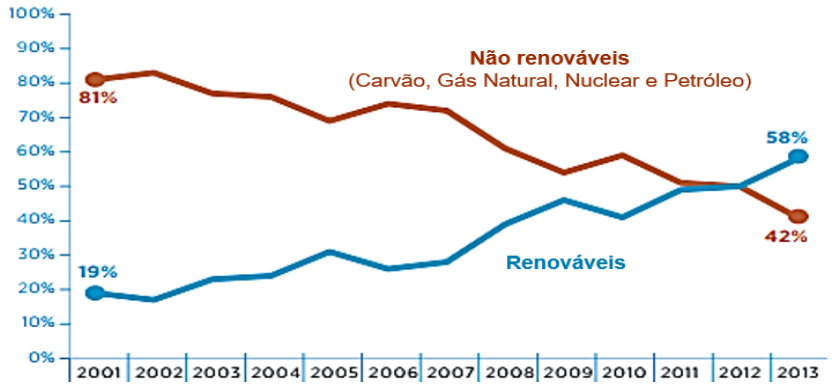


Figura 2 - Linhas cronológicas de uso e tipos de energia na matriz energética mundial. Fonte: Irena (2013).

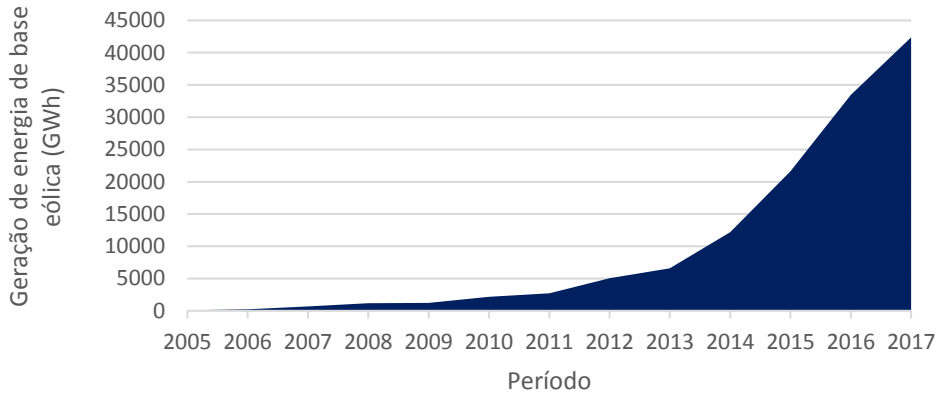


1.1. A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

De acordo com o relatório de Balanço Energético Nacional de 2015, ano base 2014, a geração de energia eólica como fonte renovável passa a ser representativa a partir de 2005, ano em que a conversão total resultou em apenas 93 GWh. Dados mais recentes publicados pela EPE revelam

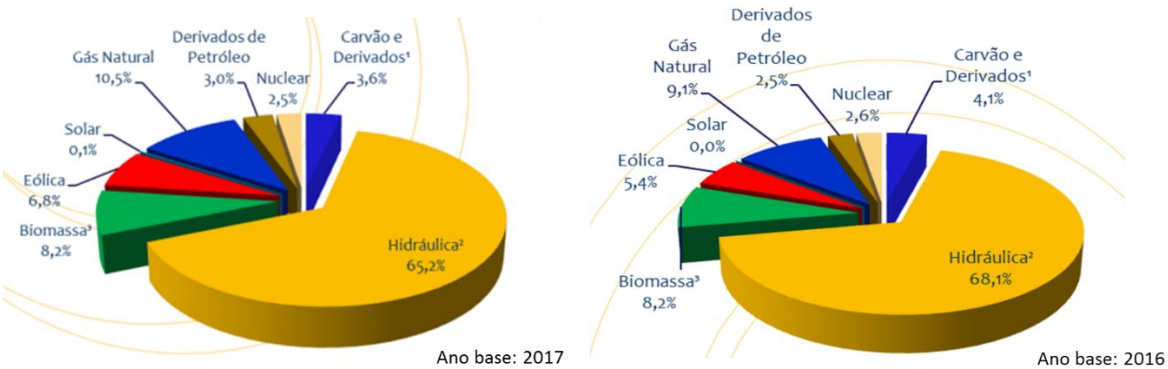
que a taxa com a qual a conversão de energia primária por meio de turbinas eólicas está presente na matriz energética nacional, por ano, é cada vez mais acentuada. A Figura 3 mostra o perfil da geração de energia elétrica proveniente de fonte eólica no período de 2005 a 2017.

Figura 3 - Geração de energia elétrica de base eólica no Brasil, em GWh. Fonte: Adaptado de EPE (2018)



Como forma de verificar a influência da crescente geração de energia eólica na matriz energética nacional, a Figura 4 apresenta uma comparação entre os dois últimos balanços energéticos do Brasil. Os gráficos mostram que a produção de eletricidade por fonte eólica representava 5,4 % da totalidade da matriz energética brasileira no ano de 2016, passando para 6,8% em 2017, números que revelam o aumento de 26,5% em apenas um ano. Mediante este cenário, é válido afirmar que esta forma de conversão de energia é uma forte candidata a ocupar mais espaço na geração de energia em âmbito nacional e é conveniente de ser incentivada, uma vez que atende de forma satisfatória aos objetivos prometidos nas convenções mundiais, simultaneamente ao fato de apresentar bons rendimentos se for empregada de forma otimizada.

Figura 4 - Comparação entre a distribuição energética nacional dos anos base 2017-2016. Fonte: Adaptado de EPE (2018)



A energia eólica empregada para alimentar as redes de transmissão nacionais é a de grande escala, caracterizada pelo emprego de turbinas de grande porte localizadas em regiões de alto potencial eólico, principalmente as linhas costeiras do Nordeste e da região Sul.

Segundo Stanckovic; Campbell; Harries (2009), estas máquinas são inviáveis de serem instaladas em centros urbanos, devido à falta de espaço para construção, ao elevado ruído e à reduzida velocidade do vento. Apesar das desvantagens de instalação das turbinas de grande porte em regiões urbanas, os autores destacam que nestas regiões as turbinas de pequeno e médio porte podem ser utilizadas e indicam como principais exemplos desta instalação as aplicações mostradas por Northern (2012). Contudo, Stanckovic; Campbell; Harries (2009) destacam que as turbinas devem ser corretamente selecionadas a fim de evitar problemas no suprimento da demanda de energia.

Fica evidenciado, portanto, que o uso de turbinas eólicas é recomendado e é interessante de ser incentivado quando munido de sistemas eficientes para realizar a conversão de energia. No caso das turbinas eólicas, uma forma de extrair a máxima quantidade de potência consiste na seleção adequada do modelo frente ao potencial eólico presente no local de instalação. Motivado por tais aspectos, o presente trabalho busca auxiliar leigos e especialistas da área na escolha das melhores opções de turbinas eólicas presentes no mercado que possam atender a uma determinada demanda de forma eficiente, isto é, a partir do máximo aproveitamento do potencial eólico disponível e mantendo o melhor compromisso entre o custo do equipamento, a potência desejada e alguns aspectos ambientais importantes.

2. OBJETIVOS

O presente estudo tem como objetivo produzir um sistema de análise técnico-econômica de turbinas eólicas que auxilie o usuário na escolha de um aerogerador capaz de suprir uma determinada demanda de energia. Este sistema determinará a quantidade, o tipo e o modelo mais adequado de turbina para determinado local de instalação, de acordo com parâmetros de entrada fornecidos, a saber:

- Taxa de conversão desejada (potência desejada).
- Local da instalação e o seu respectivo potencial eólico (na falta da distribuição real, o potencial eólico poderá ser caracterizado estatisticamente pela distribuição de Weibull).

O objetivo imediato consiste em mapear os equipamentos disponíveis no mercado e criar um banco de dados para ser utilizado em um sistema de análise, que contemplará ferramentas de validação de informações técnicas e será dividido em dois grupos: Turbinas de eixo horizontal (HAWT) e Turbinas de eixo vertical (VAWT). Tal validação versa em comparar a capacidade de

produção de uma determinada turbina eólica declarada pelo fabricante do equipamento com a capacidade estimada por meio do método *Blade Element Momentum* (BEM). Uma revisão completa e detalhada sobre o método é encontrada em Hansen (2008).

O objetivo mais amplo é elaborar um método de cálculo que avalie a potência real entregue pelo equipamento de acordo com o potencial eólico do local escolhido.

Depois de concluído, o sistema deverá fornecer as seguintes informações:

- O tipo de equipamento mais apropriado, se este é uma turbina eólica de eixo vertical ou de eixo horizontal;
- Os modelos existentes no mercado correspondentes ao tipo escolhido, e suas respectivas dimensões, visando comparar o custo total de ciclo de vida da turbina, com enfoque no investimento inicial, na manutenção e reciclagem. Os equipamentos serão organizados na forma de *Ranking*, sendo o primeiro da lista o conjunto que possuir melhor equilíbrio técnico-econômico- ambiental.

A ferramenta que este trabalho reporta é a consecução de ambos os objetivos propostos e será voltada aos usuários interessados em fazerem uma pré-análise de viabilidade de um projeto simples. Com o intuito de validar e verificar o modelo utilizado para compor a ferramenta, o campus de São Caetano do Sul do Instituto Mauá de Tecnologia foi tratado como um estudo de caso.

3. MÉTODO E O PROCESSO DE *SITING* UTILIZADOS NA SELEÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS

Para que a instalação de turbinas eólicas seja feita de modo adequado e otimizado, o local onde se pretende instalar os equipamentos deve ser devidamente pesquisado e avaliado para verificar se os objetivos técnicos do projeto serão atendidos. Em paralelo, a busca pelo alcance do melhor equilíbrio técnico-econômico-ambiental é imprescindível. O conjunto formado por ambos os procedimentos de pesquisa e análise do local, considerando as conveniências intrínsecas ao projeto, é nomeado como *Siting.*

No entanto, não há uma única metodologia que permite identificar a melhor escolha do local e do(s) tipo(s) de turbina eólica que deve(m) ser utilizada(s). Diversas metodologias de *Siting* são encontradas na literatura. Os trabalhos de Stankovic; Campbell; Harries (2009), EWEA (2009) e Burton *et al.* (2011) reúnem os principais tópicos que devem ser considerados.

De acordo com EWEA (2009), o processo de *Siting* pode ser dividido em 3 etapas, a saber:

- Seleção do Local: compreende em selecionar o sítio da instalação e reunir todas as informações relevantes que possam auxiliar etapas técnicas do projeto. Nesta etapa, realizam-se medições de velocidade do vento em pontos de interesse, com o objetivo de estimar o potencial eólico da região;
- Estudo do Local: etapa referente a obtenção de um modelo representativo do fluxo de vento, considerando o perfil topográfico da região. Nesta etapa os estudos de viabilidade técnico-econômica são iniciados;
- Seleção da Turbina e Otimização: consiste em reunir as informações obtidas através da seleção e do estudo do local e predizer os modelos de turbinas que podem ser utilizados de forma efetiva.

Para atingir os objetivos prometidos no presente trabalho, todas as etapas do processo de *Siting* elucidadas em EWEA (2009) foram cumpridas detalhadamente e são partes integrantes da metodologia empregada pelos autores. Fluxogramas contendo informações mais detalhadas sobre cada uma das etapas são mostrados por Todaro *et al.* (2017).

No estudo apresentado, foram realizadas seis etapas para que o procedimento de *Siting* ora descrito pudesse entregar resultados otimizados, confiáveis e fiéis à realidade. Tais etapas são: especificação da potência nominal requerida pelo usuário; levantamento de perfil de ventos específico; determinação inicial dos tipos de turbinas possíveis de acordo com as existentes no banco de dados; estimativa de dados técnicos (opcional); validação da performance via método BEM (opcional) e análise do custo total de ciclo de vida das possíveis soluções de instalação.

3.1. ESPECIFICAÇÃO DA POTÊNCIA NOMINAL REQUERIDA PELO USUÁRIO

Etapa referente à especificação da potência nominal que cada turbina deverá gerar. Esta informação deve ser obtida com muito rigor, a fim de evitar que a instalação proposta opere em sobrecarga ou seja incapaz de suprir a demanda solicitada.

3.2. LEVANTAMENTO DO PERFIL DE VENTOS ESPECÍFICO

Para a seleção da família de aerofólios de melhor eficiência, é necessário conhecer a faixa de velocidade da carga de ventos que serve a região escolhida para a instalação da(s) turbina(s). A maneira mais precisa de obter esta informação é coletar a frequência de vento no local, por meio da instalação de um anemômetro na posição onde o eixo da turbina pode estar posicionado.

Entretanto, obter o perfil de ventos com precisão satisfatória e fiel à realidade, é uma opção que demanda muito tempo.

Uma forma alternativa à primeira é consultar, por meio das coordenadas geográficas do local, o site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) no endereço eletrônico: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas_eolico. Neste site são obtidos os dados de velocidade média de vento e os índices *k* e *c* necessários para o cálculo da frequência de ventos pelo método de Weibull. Devido à não disponibilidade de dados confiáveis, o presente trabalho adotou este procedimento para estimar o perfil de ventos que serve a região estudada pelos autores. Hansen (2008) apresenta uma revisão completa sobre o método de cálculo que pode ser adotado para estimar o perfil de ventos utilizando a distribuição de Weibull.

3.3. DETERMINAÇÃO INICIAL DOS TIPOS DE TURBINAS POSSÍVEIS DE ACORDO COM AS EXISTENTES NO BANCO DE DADOS

Nesta etapa, é considerado que a turbina a ser implantada deva ser selecionada pelo critério da maior potência nominal gerada para o perfil de vento da região, utilizando os dados da curva de potência fornecida pelos fabricantes. Todas as curvas estão contidas no banco de dados, alimentado com os dados de catálogos técnicos de máquinas já existentes no mercado.

3.4. ESTIMATIVA DE DADOS TÉCNICOS

Etapa entendida como opcional, porém recomendada, busca refinar a seleção das máquinas indicadas no passo anterior através da inserção informações técnicas que possibilitem a geração teórica da curva de potência da turbina, tais como: formato dos aerofólios usados, corda e torção das pás em função do raio e distribuição dos aerofólios. Diante disso, os dados disponibilizados no catálogo dos fabricantes poderiam ser validados e, a partir desta condição, a confiabilidade da seleção técnica seria maior.

Por se tratar de uma questão tecnológica e de detalhamento construtivo, poucos fabricantes fornecem estas variáveis, as quais podem ser obtidas após a aquisição do equipamento por meio de cálculos estimados de projeto. No entanto, caso o desenvolvimento de um aerogerador próprio seja oportuno, vários parâmetros técnicos podem ser estimados a partir da escolha dos perfis das suas pás. A base de dados do National Renewable Energy Laboratory (NREL), no site *http://wind.nrel.gov/airfoils/* apresenta esta possibilidade de acordo com o tipo e família de rotor de interesse.

3.5. VALIDAÇÃO DA PERFORMANCE VIA MÉTODO BEM

Etapa concluinte da anterior, consiste em obter a curva de potência teórica de uma turbina eólica a partir do conhecimento de dados técnicos complementares àqueles já publicados pelos fabricantes. A execução deste passo acontece através do uso do software de uso livre *QBlade*, responsável por levantar a curva de potência de um aerogerador a partir de simulações numéricas do respectivo aerofólio frente a um escoamento de ar padrão. Como resultado deste procedimento, a validação dos dados técnicos disponibilizados via catálogo pode ser realizada por comparação aos dados obtidos via simulação computacional.

3.6. ANÁLISE DO CUSTO TOTAL DE CICLO DE VIDA DAS POSSÍVEIS SOLUÇÕES DE INSTALAÇÃO

Etapa referente à análise do custo total de ciclo de vida das turbinas selecionadas. Para isto, são considerados os seguintes aspectos:

- o montante de energia gerada pelo parque eólico ao longo do ano;
- a tarifa de energia elétrica da rede e as taxas de conversão dos equipamentos;
- o rendimento das máquinas;
- a autonomia gerada pela acumulação de energia fora dos horários de pico.

4. DESENVOLVIMENTO

Tendo em vista o modelo de *Siting* proposto e a metodologia adotada, a próxima etapa do trabalho corresponde o desenvolvimento da metodologia de análise técnico-econômica, dividida em quatro fases.

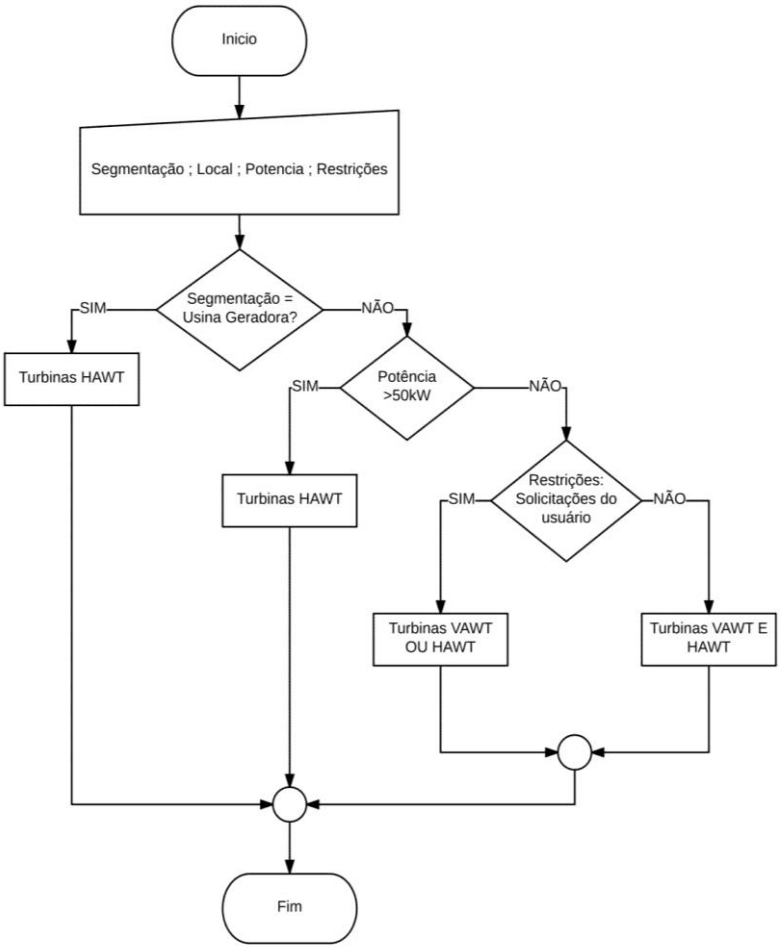
4.1. ESCOLHA DO TIPO DE TURBINA (FASE 0)

Sendo a etapa inicial da metodologia de seleção de turbinas, é necessário determinar o seu tipo: HAWT e/ou VAWT. O fluxograma ilustrado pela Figura 5 mostra todos os passos entendidos como necessários para fazer esta seleção. Inicialmente, o usuário do método deve fornecer as seguintes informações:

- Classe de consumo de destino da geração: Geração, Industrial, Comercial ou Residencial.
- Local a ser instalada a turbina: Rural, Urbano, Costeiro.
- Potência real que deve ser gerada;
- Eventuais restrições – critério(s) de escolha subjetivo.

Se a classe de consumo for de geração ou para potências requeridas maiores que 50 kW, a lógica do fluxograma direciona a escolha diretamente para turbinas HAWT, devido a capacidade de geração limitada de potência das turbinas VAWT. Caso negativo para as duas opções prévias, a análise concentrar-se-á nas restrições e solicitações impostas pelo usuário, podendo resultar em uma seleção de ambos os tipos VAWT e HAWT, ou apenas um dos mesmos, conforme indica a Figura 5.

Figura 5 - Fluxograma da Fase 0. Fonte: Todaro *et al.* (2017).



4.2. SELEÇÃO DO MODELO DA TURBINA PELO CRITÉRIO DA POTÊNCIA (FASE 1)

A segunda etapa da metodologia de seleção de turbinas via análise técnica, compreende a escolha limitada dos modelos de acordo com os existentes no banco de dados. Para esta etapa foi elaborado um fluxograma geral ilustrado na Figura **5**. O banco de dados em questão é formado por curvas de potência de turbinas eólicas dos fabricantes Siemens, Enercon, Vestas, Nordex, Enersud, Tecsis e Eletrovento e é apresentado por Todaro *et al.* (2017).

Inicialmente, o usuário do método deve entrar com os valores das variáveis seguintes variáveis:

- Tipo de turbina (TT): HAWT e/ou VAWT;

- Coordenadas geográficas do local de instalação da turbina ou turbinas, latitude (LAT) e longitude (LONG), para poder traçar o perfil de ventos da região;
- Altura real do rotor (HHR) e o tipo do local (LOCAL), para ser possível a correção da camada limite sobre o perfil de escoamento do vento;
- Potência de projeto ($P_{projeto}$), a qual será a requerida pelo usuário;
- Número de turbinas a serem instaladas ($n_{turbinas}$), para alocar a potência real a ser gerada por cada turbina em específico, caso o usuário saiba previamente o número de turbinas estabelecido.

Após serem especificadas as variáveis acima, são obtidos o perfil, as velocidades média e de maior frequência de ventos e a frequência anual em horas, referentes à região a ser instalada a turbina, conforme sugere o tópico 3.2. Como terceiro passo, parte-se para o cálculo da energia anual e potência estimada corrigida, considerando o perfil de ventos e a frequência anual em horas anteriormente obtidos. Em seguida, é feita a determinação do número ideal de turbinas necessário para se obter a potência real requerida pelo usuário, por meio de uma lógica iterativa (se a potência real requerida for igual à potência nominal de cada turbina a ser instalada)

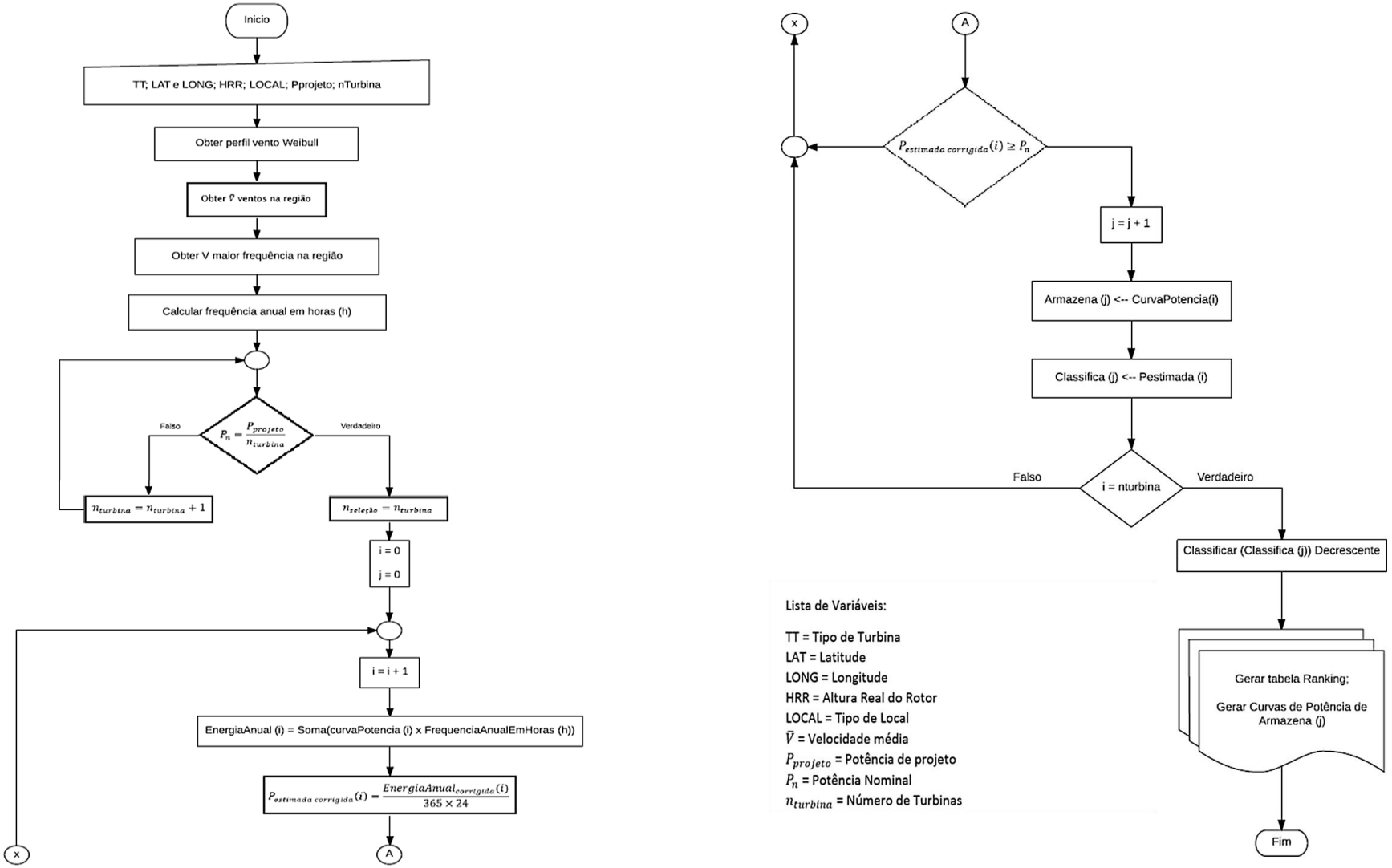
Para cada modelo de turbina previamente selecionado tem-se uma potência e energia anual estimadas e organizadas em ordem decrescente de potência, operação que resulta na obtenção do *ranking* das melhores turbinas, em quesitos técnicos. Posteriormente, gera-se um gráfico com as curvas de potência das dez melhores turbinas classificadas. Esse critério utilizado encontra-se estruturado conforme lógica apresentada na Figura 6.

4.3. VALIDAÇÃO PELO MÉTODO BEM (FASE 2)

Como terceira etapa da metodologia de seleção do ranking de turbinas via análise técnica, valida-se opcionalmente a performance de cada turbina selecionada via método BEM, como garantia de veracidade dos dados registrados no banco de dados. Tal validação é feita por meio da comparação entre as curvas de potência das turbinas selecionadas obtidas via *software* QBlade com as curvas de potências fornecidas pelos seus respectivos fabricantes. Se as curvas apresentarem coeficiente de performance na velocidade média muito próximo (grau de refino definido pelo usuário) ao teórico fornecido pelos fabricantes na mesma velocidade, então o *ranking* de seleção criado na Fase 1 apresenta qualidade no serviço de seleção; se não, deve-se atentar o usuário de eventuais perdas de potência durante operação da turbina a ser selecionada.

Este passo ocorrerá caso seja requisitado pelo usuário do método, ou haja a necessidade de validar um ou mais equipamentos.

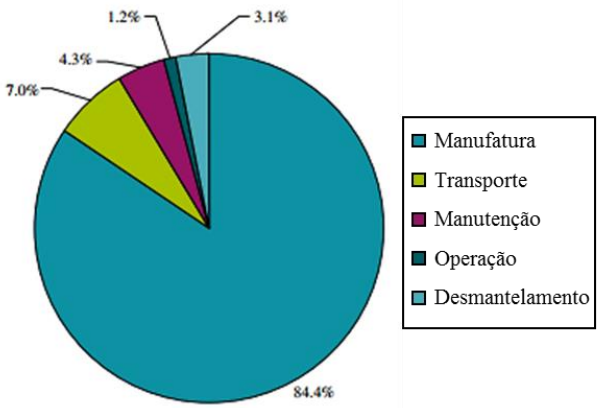
Figura 6 - Fluxograma da Fase 1. Fonte: Todaro *et al*. (2017).



4.4. ANÁLISE FINANCEIRA (FASE 3)

A análise financeira do custo de aquisição foi estruturada através de uma estimativa dos custos de manufatura, operação, manutenção, descarte e transporte das turbinas eólicas presentes na etapa de análise técnica. Como critério inicial da predição, observou-se que o custo de manufatura representa a maior parcela do custo total de uma turbina eólica, aproximadamente 85%, mediante análise da Figura 7. Assim, adotaram-se os gastos referentes ao processo de manufatura como variáveis base para a metodologia de cálculo.

Figura 7 - Participação percentual dos custos presentes em uma turbina eólica. Fonte: Adaptado de Guezuraga (2010).



A metodologia de predição de custos consiste na utilização de um modelo de ajuste como ferramenta para a obtenção das parcelas dos custos de operação, manutenção, descarte e transporte, a partir do custo de manufatura. O percentual que cada uma das operações citadas ocupa do total de aquisição de uma turbina eólica é apresentado na Figura 7.

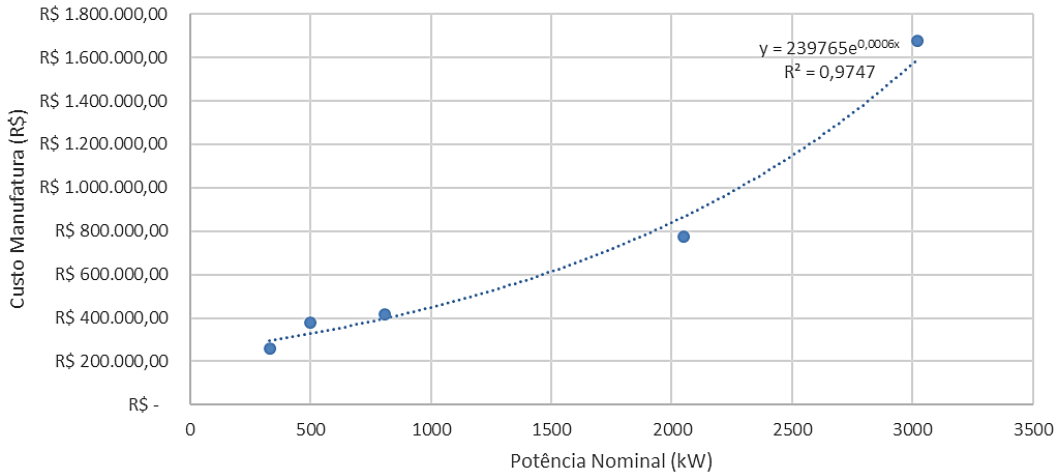
O caminho utilizado para obter o modelo financeiro, consiste em utilizar a massa de dióxido de carbono emitido durante todo o ciclo de vida do aerogerador para estimar a massa de cada material que compõe o seu conjunto. Diante disto, tendo o conhecimento do valor de cada material constituinte, estima-se o preço de manufatura de cada unidade. Os dados de emissão de CO_2 médios e de custo, ambos por quilograma de material, podem ser extraídos da biblioteca do *software* CES Edupack.

O trabalho de Demir (2013) foi utilizado como fonte provedora de informações referentes aos percentuais de materiais constituintes de cinco modelos distintos de turbina eólica. A partir destas proporções, a massa e o custo total médio do processo de fabricação de cada uma das cinco turbinas conhecidas foram estimados. Deste modo, considerando as informações publicadas por Guezuraga (2010), o custo total das unidades citadas por Demir (2013) foram previstos.

Contudo, o resultado desta análise financeira é apresentado na Figura 8. Considerando válidas as hipóteses de conversão adotadas, o gráfico mostra que o custo de manufatura aumenta exponencialmente com relação à potência nominal da turbina e fornece a função melhor ajustada aos pontos referentes à cinco turbinas estudadas. A Equação 1 apresenta o modelo de ajuste obtido.

$$y = 239765\, e^{0{,}0006x} \quad (1)$$

Figura 8 - Modelo de Manufatura de turbinas eólicas de acordo com a potência nominal. Fonte: Todaro *et al*. (2017)



Todas as etapas empregadas na obtenção do modelo financeiro proposto são detalhadamente comentadas e justificadas no trabalho de Todaro *et al.* (2017).

5. RESULTADOS

Os principais resultados obtidos por meio da aplicação da metodologia de seleção e análise técnico-econômica, baseada em aspectos de cunho ambiental e em dados do processo de *Siting*, serão apresentados na seguinte ordem: levantamento do perfil de ventos específico ao local de instalação das turbinas, critérios de seleção do tipo de turbina, cálculo da quantidade necessária de aerogeradores e *ranking* das dez melhores alternativas técnico-econômicas. Para o estudo de caso, a potência útil que o sistema eólico deve ser capaz de gerar está definida em 16 kW.

5.1. LEVANTAMENTO DO PERFIL DE VENTOS ESPECÍFICO

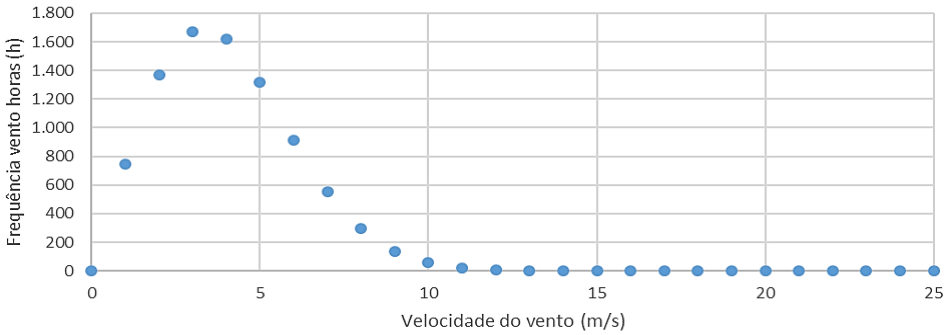
Para obter o perfil de ventos do local estudado, o campus de São Caetano do Sul do Instituto Mauá de Tecnologia, utilizou-se a referência da CRESESB citada no tópico 3.2. Como parâmetros de entrada, a latitude e a longitude do local foram adotadas. As variáveis de saída foram os

parâmetros *c* e *k*, responsáveis por alimentar o modelo de distribuição de Weibull. O perfil de ventos estimado refere-se a uma condição em que o centro do rotor está 50 m distante do solo. A Tabela 1 apresenta todos os valores numéricos dos parâmetros mencionados e a Figura 9 mostra o perfil de distribuição de ventos obtida pelo modelo de distribuição proposto, o qual retorna que a velocidade de maior frequência ao longo de um ano é estimada em 3,00 m/s e registrada durante 1672,75 horas neste período.

Tabela 1 - Dados utilizados na obtenção do perfil de distribuição de ventos segundo Weibull. Fonte: Todaro *et al*. (2017)

Dados de entrada do local	
Coordenadas geográficas	Valor
Latitude	23º38'
Longitude	46º34'
Site	http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas_eolico
Dados do vento a 50m de Altura	
Perfil de Distribuição de Vento	Weibull
Fator c	4,56
Fator k	2,08

Figura 9 - Gráfico da predição de frequência de ocorrência do vento em função de sua velocidade no local escolhido para estudo. Fonte: Todaro *et al*. (2017)



É importante destacar que as informações provenientes da predição de Weibull foram calculadas considerando a altura de 50 m entre o centro do rotor e o solo. No caso do Instituto Mauá de Tecnologia, as turbinas seriam instaladas com tal distância igual a 35m, fato que motivou a realização de cálculos adicionais para recalcular as variáveis utilizadas por meio de fatores de correção, conforme é sugerido por Hansen (2008). Segundo o autor, esta correção é importante devido aos efeitos que altitude propicia à perda de potência gerada e pelo fato da rugosidade do terreno de instalação do equipamento também ser um fator de grande importância no montante energético gerado.

Após a aplicação dos fatores de correção, a moda da velocidade do vento passa a ser 2,60 m/s. Todo o procedimento relativo às correções propostas por Hansen (2008) é mostrado em detalhes por Todaro *et al*. (2017).

5.2. CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DO TIPO DE TURBINA

Gerada a curva de distribuição de frequências da velocidade do vento, atrelada à potência desejada, é possível selecionar no banco de dados as curvas de potência das turbinas possíveis de serem empregadas, conforme metodologia proposta nas seções 4.1 e 4.2. Para orientar as decisões existentes no fluxograma apresentado na Figura **5**, os dados da EWEA (2012) são utilizados. A Figura 10 reúne informações sobre a frequência de uso das turbinas HAWT e VAWT que são notadas com base na potência desejada. Além do tipo de rotor, EWEA (2012) inclui recomendações quanto ao número de pás e o tipo de turbina HAWT (*upwind* e *downwind*).

Figura 10 - Critérios de seleção de tipo de turbina (HAWT ou VAWT) para uma determinada potência. Fonte: Adaptado de EWEA (2012)

Legenda				
Frequência estimada de ocorrência				
0%	0% a 25%	25% a 50%	50% a 75%	75% a 100%

Tabela de Pequeno Porte				
Dados Qualitativos				
Faixas de Potência	P < 1kW	1 kW < P < 7 kW	7 kW < P < 50 kW	50 kW < P < 100 kW
Número de pás				
2				
3				
>3				
Tipo de rotor				
VAWT				
HAWT				
Para HAWT				
Upwind				
Downwind				

Como resultado da análise da Figura 10, para a potência de 16 kW estipulada, ambos os tipos de turbinas HAWT ou VAWT apresentaram probabilidade de escolha, faixas de 75% a 100% e 0% a 25%, respectivamente. Assim, fica determinado que o usuário do método pode optar pelo tipo de turbina para instalação. No entanto, é importante destacar que a metodologia proposta no presente trabalho é capaz de elencar as melhores turbinas sob o ponto de vista técnico e econômico para qualquer tipo de rotor, independentemente de critérios subjetivos por parte do usuário.

5.3. QUANTIDADE NECESSÁRIA DE AEROGERADORES

Para determinar o número de turbinas necessário para suprir a demanda mínima de 16 kW imposta ($P_{projeto}$), foi estipulada a potência de 3000 kW como referência (P_n) - maior valor possível de potência nominal gerada por uma turbina do tipo HAWT existente no banco de dados elaborado. A Equação 2 foi utilizada para realizar o cálculo e retornou o valor unitário de turbinas.

$$P_n = \frac{P_{projeto}}{n_{turbinas}} \tag{2}$$

Determinada a quantidade de turbinas, a energia anual e potência geradas para cada modelo de turbina do banco de dados foram calculadas, considerando os dados do perfil de ventos estimados pela distribuição de Weibull, apresentados na seção 5.1. Também foram calculados o custo econômico total para cada turbina, assim como o seu impacto ambiental, considerando a quantidade de CO_2 emitida durante o ciclo de vida das mesmas.

5.4. *RANKING*

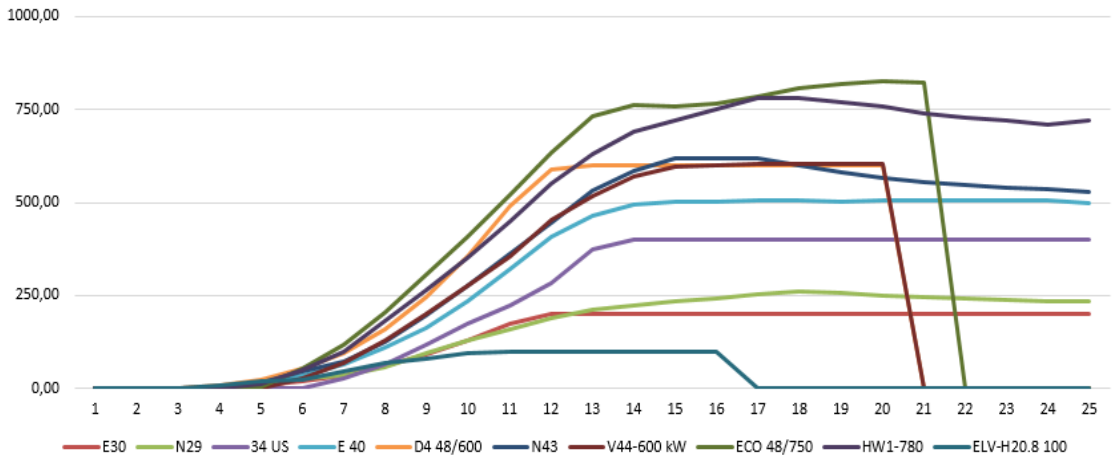
Adotou-se uma classificação mista para a geração do *ranking*, este delimitado pelas 10 melhores turbinas de acordo com o critério técnico-econômico. Tal classificação considerou como prioridade a variável econômica "Custo Total", de cada turbina; como segunda variável, de cunho técnico, definiu-se a "Potência Total" gerada de cada turbina; e por fim, adotou-se convenientemente a emissão de CO_2 como terceiro quesito, este ambiental.

Por fim, o banco de dados foi classificado em ordem decrescente, gerando-se o ranking de classificação técnico-econômico, direcionado ao estudo de caso do Instituto Mauá de Tecnologia, conforme exposto na Figura 11. A Figura 12 mostra as curvas de potência das dez melhores turbinas classificadas. O critério utilizado teve como base a lógica do fluxograma ilustrado na Figura 6.

Figura 11 - Ranking técnico-econômico das dez melhores turbinas, para o Instituto Mauá de Tecnologia, com geração média anual mínima de 16 kW. Fonte: Todaro *et al*. (2017).

Índice	Fabricante	Modelo	Tipo	nturbinas_recalc	Custo total (R$)	Potência total (kW)	Emissão CO2 (kg)
1	Eletrovento	ELV-H20.8 100	HAWT	1	R$ 301.648,39	22,89	13.124,30
2	ENERCON	E30	HAWT	1	R$ 320.301,28	19,63	13.935,86
3	NORDEX	N29	HAWT	1	R$ 330.055,91	20,04	14.360,27
4	DWT Danish Wind Tech Windane	34 US	HAWT	1	R$ 361.138,69	16,15	15.712,64
5	ENERCON	E 40	HAWT	1	R$ 383.470,26	35,32	16.684,25
6	DeWind	D4 48/600	HAWT	1	R$ 407.182,73	51,98	17.715,95
7	NORDEX	N43	HAWT	1	R$ 407.182,73	40,53	17.715,95
8	VESTAS	V44-600 kW	HAWT	1	R$ 407.182,73	34,36	17.715,95
9	Ecotècnia	ECO 48/750	HAWT	1	R$ 445.528,88	56,31	19.384,34
10	HEAG	HW1-780	HAWT	1	R$ 453.621,01	50,97	19.736,42

Figura 12 - Curvas de potência das 10 melhores turbinas, para o Instituto Mauá de Tecnologia, com geração média anual mínima de 16 kW. Fonte: Todaro *et al*. (2017).



De acordo com o *ranking* apresentado na Figura 11, a turbina de melhor viabilidade técnico-econômica para o Instituto Mauá de Tecnologia, campus São Caetano do Sul, é do fabricante Eletrovento, modelo ELV-H20.8 100, de custo estimado em R$301.648,39, com potência gerada de 22,89 kW e impacto ambiental correspondente a 13.124,30kg de CO2 equivalentes.

6. CONCLUSÕES

A metodologia de seleção técnico-econômica de turbinas eólicas desenvolvida neste trabalho resultou em um *ranking* que apresenta os dez melhores modelos de turbina, presentes no banco de dados, para uma determinada aplicação. Para avaliar a aplicabilidade real do método o campus do Instituto Mauá de Tecnologia, localizado em São Caetano do Sul, foi utilizado como estudo de caso.

O enriquecimento do banco de dados, por meio do acréscimo de novas curvas de potência, mostrou-se como principal ponto de melhoria contínua da metodologia de seleção desenvolvida.

A utilização do método BEM para validação das curvas de potência declaradas pelos fabricantes das turbinas foi considerada como uma ótima ferramenta de melhoria aplicada, pelo fato de garantir confiabilidade nas informações técnicas de cada modelo.

A obtenção de dados técnicos, financeiros e ambientais relativos aos equipamentos que compõe o banco de dados foi identificada como uma etapa de grande importância do trabalho, uma vez que a confiabilidade destes dados é condição *sine qua non* para eficácia da metodologia desenvolvida.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BURTON, T., JENKINS, N., SHARPE, D., & BOSSANYI, E. (2011). **Wind Energy Handbook (2nd ed.)**. Chicester: J. Wiley & Sons.

DEMIR, N., TASKIN, A. **Life cycle assessment of wind turbines in Pinarbasi – Kayseri.** Journal of Cleaner Production, ELSEVIER, v. 54, Págs. 253-263, 2013.

EPE, E. D. (2015). **Balanço Energético Nacional 2015: ano base 2014.** Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro.

EPE, E. D. (2018). **Balanço Energético Nacional 2018: ano base 2017.** Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro.

EWEA. **Global Wind Energy: Solid Growth in 2012.** Disponível em: https://windeurope.org/about-wind/statistics/global/global-wind-statistics-2012/. Acesso em: 23 out. 2016.

EWEA. **Wind Energy Today.** Disponível em: https://windeurope.org/about-wind/wind-energy-today/. Acesso em: 23 out. 2016.

GUEZURAGA, B.; ZAUNER, R.; PÖLZ, W. **Life cycle assessment of two different 2 MW class wind turbines.** *Renewable Energy*, ELSEVIER, v. 34, Págs. 667-673, 2009.

HANSEN, M. (2008). **Aerodynamics of Wind Turbines** (Second Edition ed.). London: Earthscan.

NORTHERN POWERSYSTEMS. **Siting a Wind Turbine: Issues to consider.** Disponível em: <https://www.nvenergy.com/renewablesenvironment/renewablegenerations/images/GregPrice-WindTurbineSiting.pdf>. Acesso em 10 nov. 2016.

REICHENBACH, Bruno Albert *et al*. **Potencial eólico do campus de São Caetano do Sul da Escola de Engenharia Mauá.** Orientador: SAAB JR., Joseph Y. São Caetano do Sul, SP: CEUN-EEM, 2012. 100 p.

STANKOVIC, S.; CAMPBELL, N.; HARRIES, A. **Urban Wind Energy**. Londres: Earthscan, 2009.

TODARO, Rafael Hauckewitz *et al*. **Seleção e Análise Técnico-Econômica de Turbinas Eólicas.** Orientador: SAAB, Joseph Youssif. São Caetano do Sul, SP: CEUN/EEM, 2017. 87 p.

WORLD DATABANK, World Bank, 2014. Disponível em: <http://databank.worldbank.org/data/views/reports/ tableview.aspx?isshared=true)>. Acesso em 29 de Set. 2016.

TECHNICAL-ECONOMIC SELECTION AND ANALYSIS OF WIND TURBINES

Rafael H. Todaro[*], Fernanda D. V. Gueter, Giovanna Agarelli, Gustavo T. Pessoa, Joseph Y. Saab Jr[**]

Centro Universitário do Instituto Mauá de Tecnologia, São Caetano do Sul – SP

[*] e-mail: rafael.todaro@maua.br
[**] e-mail: saab@maua.br

ABSTRACT: Based on the growing interest on the wind energy in Brazil, a preliminary analysis and selection tool was developed, capable of assisting both laypeople and specialists in the field during the first steps of the technical-economical viability studies for a new wind energy project. The proposed tool was conceived to be web-based, have free public access and a database that can be fed directly by the equipment manufacturers. The tool should be able to identify the types of wind turbines (vertical or horizontal axis), the specific models, and the number of equipment that would best meet the demand of a particular installation, restricted to the equipment available in the database. The methodology used in the preliminary selection and resulting recommendation is based on the criteria of (i) energy conversion, (ii) wind profile at the site, (iii) conversion efficiency, (iv) estimated overall cost, and (v) environmental impact considering the equivalent CO_2 emitted during production and recycling of equipment at the end of its lifecycle. The expandable database interacts with decision algorithms implemented in an automated virtual environment. The input data required to use the tool are few and typically available in the initial assessment phase of a project: (a) desired energy conversion target, (b) installation site and its respective wind potential. As for the output, the method provides the user with a rank of the ten best options, among those present in the database, the first one having the best technical-economic-environmental tradeoff. In order to make an initial verifications of the analysis model, the São Caetano do Sul campus of the Mauá Institute of Technology (IMT) was used as a case study.

***Keywords**: Wind energy, technical-economic analysis, wind turbine, selection of wind turbines.*

Understanding and Managing Risks in Brazilian Wind Power Projects

Autores:

Sérgio Sarquis Attié, M.Eng.

Sequoia Energia S.A

sergio@sequoiaenergia.com.br

Erik Eduardo Rego, Ph.D Professor

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil

erikrego@usp.br

Abstract

This paper discusses the risks associated to investments in power generation from wind power sources in Brazil. Based on the authors' experience in monitoring the implementation of wind farms in Brazil, several of the main risk factors associated with both the implementation phase and the operational phase are identified. The approach highlights some progress achieved over time in the management of some risks and also indicates some possible mitigating actions.

Resumo

O Presente artigo discorre sobre os riscos associados a investimentos em geração de energia a partir de fonte eólica no Brasil. A partir da experiência dos autores no acompanhamento da implantação de diversos parques eólicos no Brasil, são identificados vários dos principais fatores de riscos associados tanto à fase de implantação quanto à fase operacional. A abordagem ressalta alguns avanços alcançados ao longo do tempo no gerenciamento de alguns riscos e ainda indica algumas possíveis ações mitigatórias.

Keywords: riscos, energia eólica, mercado eletricidade brasileiro

SUMÁRIO

1 - Introdução
2 - Conceito de Risco
3 - Considerações preliminares sobre risco em ativos de geração eólica
4 - Considerações especificas sobre os riscos associados ao investimento
5 - Considerações especificas sobre os riscos associados à expectativa de receitas
6 – Conclusão
7 – Bibliografia

1. Introdução

Grandes projetos de engenharia, e no caso particular deste artigo de geração de energia a partir da fonte eólica, são jogos de alto risco caracterizados por compromissos irreversíveis substanciais, estruturas de recompensa distorcidas em caso de sucesso e altas probabilidades de fracasso. Uma vez construídos, os projetos têm pouco uso além do propósito original pretendido. Os retornos potenciais podem ser bons, mas são frequentemente truncados. A jornada para o período de geração de receita pode levar até 10 anos (desde a identificação do terreno, medição de vento mínima obrigatória de 3 anos, licenciamentos junto a órgãos reguladores setoriais e ambientais, estruturação financeira e construção). Despesas no desenvolvimento do projeto antes de sua viabilização técnica e ambiental, mesmo ainda antes de comprometer grandes custos de capital têm que ser consideradas. Somente nos primeiros anos ou até mesmo após meses de geração, as estimativas e certificações de produção são testadas e o verdadeiro valor do projeto começa a aparecer. Neste caso, gerenciar riscos é, portanto, um problema real.

O objetivo deste artigo é esboçar alguns dos principais componentes de risco associados ao mercado brasileiro de geração de energia eólica com base na experiência dos autores no acompanhamento da implantação de diversos empreendimentos eólicos no Brasil. O artigo busca não somente a identificação de tais riscos mas também indicar os avanços obtidos ao longo do tempo e em alguns casos a proposição de melhorias tanto no processo de avaliação de tais riscos como também de possíveis ações mitigatórias, contribuindo, desta forma para o aprimoramento dos processos decisórios de investimento e como consequência para uma confiabilidade maior dos empreendimentos de geração de energia eólica.

O principal argumento desenvolvido neste artigo é que os projetos bem-sucedidos não são selecionados, mas sim moldados com a resolução de riscos em mente. A perspectiva considerada é de uma empresa privada, num ambiente de mercado, em face de um processo decisório de investimento em uma planta de geração de energia elétrica de fonte eólica para o atendimento de um contrato de comercialização de longo prazo.

A motivação sobre o tema decorre da observação de que um significativo número de empreendimentos que, mesmo com contratos de longo prazo de venda futura de energia, com elevada previsão de receita, e contra compradores com elevada nota de crédito dada pelas agências de risco, apresentaram problemas diversos que afetaram diretamente as taxas de retorno sobre o investimento usualmente esperadas. Conforme dados da Aneel (2019) existe um significativo número de empreendimentos com esse perfil de contrato de comercialização que não foram implantados e ainda um universo ainda maior de empreendimentos em atraso e/ou com sobrecustos, com reflexos diretos no retorno dos investimentos.

Tal cenário induz à consideração de que um aprofundamento nas análises de risco associados a tais empreendimentos se faz necessária.

2. Conceito de risco

O retorno esperado pode ser representado como a média dos vários resultados possíveis relacionados a diferentes cenários futuros ponderada pela a probabilidade de ocorrência de cada uma dessas situações (COSTA NETO, 2002), conforme a equação (I):

$$\bar{R} = \sum_{i=1}^{n} R_i * P_i \text{ (I)}$$

Onde:

- $\bar{R}$: Retorno esperado;
- R_i: Retorno esperado no cenário futuro i;
- P_i: Probabilidade de ocorrência do cenário futuro i;

Dessa forma, o retorno esperado de um investimento pode ser dado como o resultado de uma equação multivariável conforme descrito anteriormente, tornando complexa a forma de se precisar o retorno esperado. Ademais, devido a infinidade de cenários futuros, há a incerteza sobre alguns dos possíveis retornos de um investimento. Seja pela falta de

conhecimento ou de informação, a incerteza em se prever alguns dos cenários futuros e sua probabilidade é capaz de tornar ainda mais complexa a análise de um investimento.

Como destacado, há uma parcela do retorno a qual não sabemos precisar. Essa parcela, é resultado da incerteza, porque os resultados das decisões não podem ser considerados totalmente certos e previsíveis (ASSAF NETO, 2011).

A incerteza está associada à ausência de conhecimentos ou de informação sobre os acontecimentos futuros, o que não possibilita conhecer com antecipação o resultado de um investimento (MEGLIORINI; VALLIM, 2009).

Risco, por sua vez, é a possibilidade de que os eventos, seus impactos resultantes e interações dinâmicas possam ser diferentes do que o previsto. Embora o risco seja frequentemente visto como algo que pode ser descrito em termos estatísticos, enquanto a incerteza se aplica a situações em que potenciais resultados e forças causais não são totalmente compreendidos, nos referimos a ambos como riscos. Riscos são multidimensionais e, portanto, precisam ser desmembrados para um entendimento claro de causas, resultados e drivers. No entanto, como seus impactos dependem de como eles se combinam e interagem, o reducionismo deve ser evitado.

Entretanto, "no que se referem às incertezas, mesmo não se conhecendo a distribuição das probabilidades, boas informações aliadas à capacidade de avaliação, permitem a construção de distribuição de probabilidades, mesmo que subjetivas" (SÁ, 1999).

"Toda vez que a incerteza associada à verificação de determinado evento possa ser quantificada por meio de uma distribuição de probabilidades dos diversos resultados previstos, diz-se que a decisão está sendo tomada sob uma situação de risco" (ASSAF NETO, 2011).

De maneira mais clara, tanto risco quanto incerteza estão relacionados a um conhecimento considerado imperfeito sobre algo. Contudo, a incerteza representa o não conhecimento sobre a distribuição de probabilidades associadas aos eventos possíveis, enquanto numa situação de risco, é conhecida a distribuição de probabilidades dos eventos relacionados (SÁ, 1999).

Segundo Mellagi e Ishikawa (2012), há dois tipos de risco:

- **Risco sistemático:** também chamado de risco de mercado, risco conjuntural ou risco comum, refere-se ao risco decorrente do comportamento do investimento

frente a eventos de natureza política, econômica e social. Tais eventos, que não podem ser controlados pelo investidor, afetam a todos os investimentos, resultando num risco não diversificável.

- **Risco não sistemático:** refere-se ao risco relacionado ao desempenho do próprio investimento. A princípio, este risco pode ser controlado devido a possibilidade da construção de uma carteira de investimentos capaz de contrabalancear e diluir os riscos individuais, resultando num risco diversificável.

No estudo do IMEC, no qual 60 grandes projetos foram investigados em todo o mundo, os gerentes foram solicitados a identificar e classificar os riscos que enfrentavam no início do período inicial de cada projeto (Miller e Lessard, 2001). Os riscos relacionados ao mercado dominaram (41,7%), seguidos pelos riscos técnicos (37,8%) e institucionais / soberanos (20,5%).

Cada investidor, com base na sua preferência e experiência, percebe o risco de maneira distinta, existindo os investidores mais propensos ao risco, enquanto outros fazem suas decisões de forma mais avessa ao risco.

Isso não significa que um investidor, dado um mesmo retorno esperado, não escolheria o investimento de menor risco. O investidor é naturalmente avesso ao risco, afinal de contas, o risco é decorrente da incerteza e da imprevisibilidade do retorno, e, partimos da premissa que todo investidor é racional e toma suas decisões como tal (ASSAF NETO, 2011).

Essa premissa é mais fortemente sustentada por Bernstein (1997), ao afirmar que “sob condições de incerteza, a racionalidade e a medição são essenciais para a tomada de decisões. As pessoas racionais processam as informações objetivamente: os erros que cometem na previsão do futuro são erros aleatórios, e não o resultado de uma tendência obstinada para o otimismo ou o pessimismo. Elas respondem às novas informações com base em um conjunto claramente definido de preferências. Elas sabem o que querem, e lançam mão das informações em apoio às suas preferências”. Fazendo analogia ao investidor, as suas preferências são o retorno esperado e a segurança, e este sempre desejará um investimento com maior retorno e maior segurança (menor risco).

Dessa forma podemos dizer que um investidor busca consumir ambos os benefícios: retorno e segurança. A um mesmo nível de retorno, o investidor terá a preferência por mais segurança caracterizando todo investidor como avesso ao risco. O que distingue um

investidor de outro é o quanto ele dá valor a cada uma destas variáveis, ou seja, o que ele está disposto a ceder de segurança em prol de um retorno esperado maior. A disposição para esse *trade-off* é o que chamamos de propensão ao risco.

3. Considerações preliminares sobre risco em ativos de geração eólica

A expectativa de retorno sobre o investimento em um ativo, por um investidor racional, numa economia de mercado, deve ser proporcional ao risco associado ao investimento. A taxa interna de retorno sobre o investimento, por sua vez, é dada como uma relação entre um investimento realizado e o retorno decorrente da receita do empreendimento ao longo dos anos.

Assim, para um investimento em geração de energia a partir de fonte eólica, deverão ser estimados os custos de implantação e as premissas de financiamento, do lado do investimento.

A receita, por sua vez, decorre da precificação da energia que, no mercado regulatório do Brasil, se dá por uma relação de Reais por Megawatt hora (R$/MWh). Os leilões de energia fixam aos vencedores os prazos de implantação, os prazos de fornecimento, as tarifas, o fator de correção (usualmente IPCA) e as penalidades associadas à não entrega de energia.

O retorno do investimento se dá, desta forma, pela receita auferida pela venda de energia gerada ao longo do período de operação, deduzidos os custos operacionais (em sentido amplo, incluindo custos administrativos, de manutenção, seguros, impostos, taxas etc.).

De tal conceituação podemos já identificar diversos riscos associados ao empreendimento. Estes decorrem de incertezas associadas a cada uma das variáveis indicadas.

Entre os principais riscos associados ao investimento, com base na experiência dos autores e em ocorrências com empreendedores, destacam-se:

Aqueles relacionados a:

- Fornecedores: contrato de fornecimento do aerogerador e montagem, contrato de obras civis e contrato do pacote eletromecânico).
- Financiamento de curto e longo prazo, desde a incerteza quanto a data de liberação dos recursos, custos pós-fixados e exigências de garantias adicionais.

- Custos adicionais aos principais contratos, em especial aos custos associados ao licenciamento ambiental (incluindo aqueles relativos ao patrimônio histórico)

Da mesma forma, durante a fase operacional do parque, destacam-se:

- Incertezas quanto à tarifa/preço associada à parcela excedente de energia não contratada, e a ser negociado no mercado livre/ curto prazo.
- Incertezas quanto à clima futuro.
- Incertezas quanto à disponibilidade de estrutura de geração e seu desempenho.
- Incertezas quanto ao custo de manutenção.
- Incertezas quanto às mudanças regulatórias de impacto sobre a receita.
- Incertezas quanto ao prazo para entrada em operação do empreendimento.

Nos próximos itens, estes itens de incerteza serão mais bem discutidos

4. Considerações específicas sobre os riscos associados ao investimento

O objetivo neste item é analisar os riscos associados aos investimentos anteriormente citados, comentando ocorrências observadas na prática, as questões regulatórias associadas e promover uma indicação de possíveis ações mitigatórias.

No Brasil, embora haja setores em que é usual a estrutura de um único contrato de fornecimento, no setor de energia eólica a estrutura mais comum é aquela composta de três contratos principais, a saber:

- equipamento principal: aerogerador
- obras civis: fundação e acesso
- pacote eletromecânico: linha de transmissão e subestações.

Considerando que o contrato de fornecimento do aerogerador (que inclui sua montagem) corresponde a parcela significativa do investimento (cerca de 70% do custo, variando principalmente conforme as características do local de implantação e sua distância à subestação de conexão), a prática comum no mercado é que sejam feitos pré-acordos entre fornecedores e empreendedores antes dos leilões de energia.

Esta boa prática reduz as incertezas relativas ao investimento inicial, contudo há casos identificados na prática de desvios nesta parcela de custos decorrentes de:

- Variação cambial (considerando que parcela significativa dos aerogeradores é importada).

- Atrasos nas obras civis que implicam em rearranjo das janelas temporais de montagem estabelecidas pelos fabricantes, com eventual desmobilização e remobilização de equipes e aumento dos custos de armazenagem dos equipamentos.

O risco cambial apresenta como medidas mitigatórias a contratação de instrumentos de hedge (proteção) do mercado de capitais ou pactuação com o fabricante de aerogeradores para o estabelecimento do preço global em moeda local, mas que naturalmente encarece o valor do investimento, o que pode comprometer a competitividade do parque

O risco de atraso pode ser mitigado de diversas formas. Citamos aqui, em caráter geral, alguns pontos básicos a serem observados:

- A seleção de fornecedores é uma primeira etapa que contribui significativamente para redução de riscos. Apesar de evidente, ressalta-se a ocorrência recente de atrasos no fornecimento de aerogeradores e mesmo a não entrega por parte de fornecedores, gerando prejuízos elevados a alguns empreendedores.
- O projeto e o planejamento do empreendimento devem ser conduzidos por profissionais com experiência de implantação no país, o mesmo valendo para o acompanhamento técnico da obra. O Brasil já conta hoje com um significativo acervo de empresas de consultoria em engenharia com experiência nos parques eólicos já implantados.
- Os contratos de fornecimento devem prever penalidades associadas aos atrasos, de forma a estimular os fornecedores ao cumprimento dos prazos pactuados.

E, dentre as principais ocorrências de sobrecustos associados às obras civis destacamos as seguintes:

- complexidade do terreno de implantação que pode levar a custos adicionais de obras civis não previstos, (um exemplo, é a presença de rochas em complexos eólicos no interior da Bahia).
- problemas fundiários relacionados a acessos. A existência de uma quantidade elevada de propriedades atingidas para execução dos acessos tende a que sejam necessários custos de ressarcimento/indenizações, maiores que os previstos.

Em caráter geral indicamos que tanto mais detalhado o projeto e o planejamento, antecipando a identificação dos problemas a enfrentar, tanto menor a incerteza a observar ao longo da construção.

Em relação ao pacote eletromecânico, que inclui as linhas de transmissão e as subestações, as principais variações de custo observadas decorrem dos mesmos problemas identificados acima relativos aos acessos.

Já do ponto de vista dos riscos financeiros de um projeto de geração de energia eólica, da prática de implantação dos autores, identificamos duas situações em que foram observados problemas associados a este tópico.

- Financiamento de longo prazo: descasamento entre os indexadores de correção da dívida e da receita. A diferença entre tais indexadores é uma fonte primária de risco conquanto receita e despesa podem evoluir de maneira diversa, gerando imprevisibilidade ao empreendedor. Outro ponto de risco a se destacar é a demora na obtenção de tais empréstimos, e isto decorre da análise minuciosa que é feita pelos agentes financiadores, que em ambientes econômicos de incerteza tendem a ser ainda mais conservadores.
- Financiamento de curto prazo: usualmente reflete taxas de mercado que no caso de economias emergentes como o Brasil podem apresentar grande volatilidade. Ambientes de incerteza política também afetam tais taxas, levando alguns empreendedores a situações difíceis em face a escassez de crédito, como ocorreu no Brasil em anos recentes.

Além dos riscos associados aos fornecedores durante a fase de construção e dos recursos financeiros do projeto, destaca-se ainda a exigência da chamada licença ambiental prévia para a participação dos leiloes de contratação de energia elétrica, que tem por objetivo ser importante marco no sentido de evitar que empreendimentos sem viabilidade ambiental sejam considerados para fornecimento no ambiente regulado.

Contudo, tal medida não impede que na prática ocorram situações em que o licenciamento de implantação implique em atraso ou sobrecusto ao empreendimento.

Isto decorre do fato da análise ambiental envolver certo grau de subjetividade. Isto implica na prática que o licenciamento apresente incerteza quanto ao seu prazo.

A inspeção ambiental e aquela relativa ao IPHAN, por sua vez, também podem estar sujeitas a ocorrências não previstas (como, por exemplo, o encontro de um sitio arqueológico relevante). Estes fatores normalmente implicam em aumento de prazo no licenciamento e ainda custos adicionais não previstos, exigindo em algumas ocorrências uma mudança no projeto de acessos e linhas de transmissão.

Considerando a existência de uma sequência lógica de construção, atrasos no licenciamento ou uma exigência de alteração no projeto, normalmente conduzem a atrasos nas obras civis e/ou linhas de transmissão que por sua vez implicam num atraso no fornecimento de energia pelo empreendimento.

Algumas ações mitigatórias em curso são o estabelecimento por parte dos órgãos de licenciamento de prazos de analises mais rígidos.

A obtenção da licença de implantação antes da participação nos leilões, mitiga os riscos associados ao prazo de implantação impostos nos editais de leilões, mas implica num gasto substancial sem a garantia de um contrato de fornecimento que ampare o empreendimento.

5. Considerações especificas sobre os riscos associados à expectativa de receitas

O efeito da estabilidade do mercado nos preços cobrados aos consumidores pode ser explicado com cinco argumentos sequenciais: a estrutura dos mercados determina a volatilidade do fluxo de caixa do projeto; a volatilidade do fluxo de caixa do projeto determina a estrutura do financiamento para a nova central de geração; a estrutura financeira determina o custo de capital; o custo do capital determina o preço da energia, e o preço da energia afeta os custos aos consumidores (STAUFFER, 2006).

Quanto ao primeiro argumento, em mercados estáveis, os fluxos de caixa são estáveis porque os preços são estáveis. Na instabilidade dos mercados, os fluxos de caixa são voláteis porque os preços são voláteis, indo a valores muito elevados quando a oferta estiver aquém da demanda e muito baixos quando os mercados tiverem capacidade excedente. Este é o típico ciclo de crescimento e recessão das indústrias de capital intensivo (STAUFFER, 2006).

No segundo argumento, o conceito chave é de que o montante da dívida é limitado pelos índices de cobertura – fluxo de caixa dividido pelo serviço da dívida (pagamento de juros e principal) – no ponto de geração de caixa mínimo. As agências de crédito e financiadores irão prover maior percentagem da dívida para projeto com geração de fluxo de caixa mínima mais elevada, e menor percentagem quando a geração de fluxo de caixa mínima for baixa. Eles não vão emprestar com base no fluxo de caixa máximo ou médio, uma vez que os fluxos de caixa não irão cobrir adequadamente o serviço da dívida quando a geração de caixa for baixa (STAUFFER, 2006).

No argumento seguinte, quando for necessária uma nova planta de geração, o preço será aquele exigido para induzir o investimento em novas centrais de produção, muitas vezes chamado de “custo de entrada”. O último argumento dita que são os consumidores quem pagam pelo preço, assim, maior preço significa custos mais elevados aos clientes e vice-versa (STAUFFER, 2006).

Dado que o preço seja menor em um mercado estável e dado que um mercado estável incentiva novas capacidades de produção com menores custos de energia, como um mercado estável poderia, então, ser alcançado? Felizmente, os reguladores têm algumas boas opções a escolher. Uma opção é voltar à regulamentação, isto proporcionaria maior estabilidade do que um mercado instável, mas não tão estável quanto um mercado estável. Sobre a regulação, a percentagem da dívida é tipicamente em torno de 50%. Já em mercado extremamente estável (com contrato em longo prazo), a dívida poderá exceder 80%. Assim, o custo de capital pode ser muito menor em um desregulamentado mercado estável (STAUFFER, 2006).

Mercado de curto prazo (este mês, este ano) só pode alocar capacidade existente, nenhuma capacidade nova pode ser adicionada a tempo de servir o mercado de curto prazo. Portanto, contrato de curto prazo conduz a elevada taxa de custo de capital, porque o investimento deve ser atribuído durante um curto período ou porque o mercado é considerado ser menos estável. Inversamente, contrato de longo prazo resolve ambos os problemas, pois proporciona estabilidade ao contrato de longo do prazo (STAUFFER, 2006).

A volatilidade ainda depende dos outros atributos de modelo de mercado, incluindo o ano de leilão (qual antecedência com relação ao fornecimento), a duração do contrato, o sistema de gestão da capacidade, bem como do formato da curva de demanda (STAUFFER, 2006).

Neste contexto, com relação ao mercado de geração eólica brasileiro, os autores destacam alguns pontos de preocupação.

O primeiro é a incerteza quanto a receita na comercialização de energia no **mercado livre**. Evidente para parques que destinam sua energia a este mercado, mas que também afeta o mercado regulado, pois embora nesse último os contratos são de longo prazo e com mecanismos de mitigação quanto a aleatoriedade do regime de ventos, a incerteza do

mercado livre afeta a receita variável do parque, seja ela adicional decorrente do excedente de energia gerado ou negativa decorrente da geração a menor energia segundo as regras do contrato.

Digno de menção, porém, é o caso mais drástico, com algumas ocorrências no mercado, em que há um longo atraso na entrada em operação dos empreendimentos afetando datas contratuais de entrada em operação. Neste caso o empreendedor deverá adquirir no mercado livre um significativo volume de energia para suprir os seus compromissos de fornecimento. Esta situação torna-se extremamente sensível se a necessidade da compra ocorrer em período de escassez de energia (com elevados preços de negociação no mercado de curto prazo). E a diferença entre o preço de compra de energia e o preço de venda (estabelecido por ocasião do leilão) pode conduzir as despesas relevantes não esperadas, reforçando a atenção que deve ser dada aos atrasos na implantação.

Quanto ao preço da energia no Brasil no longo prazo, podemos indicar que existem forças de mercado concorrendo para o seu incremento e outras para o seu decremento. Entre os fatores que contribuem para redução de preços podemos citar o avanço das tecnologias de geração conduzindo a custos menores.

Já entre os fatores que contribuem para o aumento do preço podemos citar: a necessidade futura de energia firme (possivelmente térmica) na base do sistema brasileiro com vistas à segurança e estabilidade do sistema, e o escasseamento das áreas de melhores ventos cujo aproveitamento já ocorreu nos primeiros anos.

Além das incertezas quanto ao mercado livre, destacam-se as incertezas quanto ao **clima**. Esta questão tem um caráter mais abrangente que o âmbito nacional e é objeto de estudos em diversos países.

O aspecto que consideramos relevante comentar aqui é aquele relativo a instrumentos financeiros de Hedge (proteção) com uso de derivativos que já se fazem presentes em mercados mais desenvolvidos, mas que ainda não se encontra maduro no Brasil. Tais instrumentos constituem-se em passo relevante entre as ações de mitigação de risco.

Os estudos relativos ao clima no Brasil encontram relação direta com os fenômenos “el niño” e “la niña”, que influenciam os fenômenos associados às secas e chuvas. Cabe ainda destacar, no caso específico do Brasil, a questão do desmatamento que, ocorrendo em grande escala, acaba afetando o microclima de certas regiões. Espera-se nesta área que estudos mais consistentes se apresentem.

Há ainda incertezas relacionadas à **disponibilidade** da geração, e seu desempenho. A prática usual adotada no Brasil, já se constitui em fator de mitigação de risco. Os fabricantes mais conceituados já proporcionam em seus contratos clausulas relativas a disponibilidades de suas máquinas com penalidades associadas ao descumprimento de tais níveis.

Esta garantia sobre os níveis de disponibilidade reflete o elevado grau de aprimoramento tecnológico dos projetos e da fabricação de aerogeradores após longos anos de produção, sobretudo na Europa e nos Estados Unidos.

Hoje já se busca parâmetros de eficiência além da disponibilidade. Este ponto pode ser explicado considerando que os períodos de manutenção (e, portanto, de indisponibilidade) devam ocorrer preferencialmente em períodos de menor geração. Em outras palavras mais do que a disponibilidade o que se busca hoje é a disponibilidade durante os períodos de maior geração.

Outro ponto a destacar é a necessidade de processos de manutenção mais aprimorados em face da garantia de desempenho dos aerogeradores em território brasileiro. Esta ressalva em relação ao mercado brasileiro decorre do fato que as principais áreas de geração do Brasil possuem ventos sensivelmente mais intensos que os Europeus. Espera-se a partir disto que os níveis de desgaste de componente tendam a ser maiores que aqueles observados em países europeus.

Adicionalmente, cabe menção os riscos associados aos custos de **manutenção** de longo prazo que também apresentam incertezas. Alguns empreendedores têm seus contratos de manutenção com fabricantes estendidos ao máximo, visando menor exposição a problemas futuros. Outros, prevendo a difusão dos serviços de manutenção por empresas especializadas apostam numa redução substancial de tais custos não se vinculando com os fabricantes em níveis tão elevados.

Complementando, existem ainda as incertezas **regulatórias**. Ainda que seja difícil antever mudanças regulatórias de longo prazo não se pode destacar sua ocorrência e deve-se sempre que possível buscar sua quantificação. O risco regulatório não existe somente no Brasil, contudo o histórico recente indica que países com mercados menos maduros e com certa instabilidade política tendem a ser mais expostos a mudanças regulatórias.

Por fim, destacam-se as incertezas quanto a entrada em operação dos empreendimentos. Embora a entrada em operação esteja claramente ligada a implantação do

empreendimento com reflexos em termo de incerteza quanto ao investimento, seus reflexos se fazem também sobre a receita do empreendimento.

O atraso no empreendimento não somente frustra uma receita esperada como também implica em maiores custos. Estes custos adicionais, podem estar associados aos custos do capital imobilizado, a aditivos contratuais exigidos para a extensão da mobilização das equipes, e ainda a penalidades decorrentes da não entrega de energia a partir de determinadas datas estabelecidas por ocasião do leilão.

Cabe destacar que, apesar dos atrasos em obras de infraestrutura de energia e sobrecustos também ocorram com frequência em países desenvolvidos e que a indústria de geração eólica no Brasil esteja em constante aprimoramento, pode-se dizer que o número de empreendimentos em atraso é ainda muito significativo no Brasil.

As causas para tais atrasos já foram comentadas anteriormente quando dos comentários relativos as incertezas com relação ao investimento. Apenas destacamos, como aqueles mais observados, aqueles decorrentes de atrasos no licenciamento ambiental (Incluindo as inspeções arqueológicas) e aquelas ligadas à implantação de acessos de linhas (Incluindo os aspectos fundiários e aqueles decorrentes de dificuldades do terreno).

6. Conclusão

A boa prática associada ao processo decisório de investimento em empreendimentos de infraestrutura indica que a análise de risco associada tais obras é de fundamental importância.

A constatação da existência de um número expressivo de empreendimentos de geração eólica que se sagraram vencedores nos leilões de energia e que tiveram atrasos e/ou sobrecustos em sua operação ou mesmo não chegaram a ser implantados, sugeriu que a investigação sobre os riscos associados a tais empreendimentos deva ser aprimorada.

Neste contexto, o presente trabalho visou, a partir da experiência prática dos autores no acompanhamento da implantação de projetos eólicos, não só identificar alguns dos principais riscos, como também promover algumas considerações indicando por vezes os avanços alcançados ao longo do tempo e por vezes algumas sugestões de ações mitigatórias.

Longe de ser exaustiva, a análise de risco buscou focar em problemas práticos efetivamente enfrentados por empreendedores no Brasil.

Destacamos entre os riscos abordados:

- Aqueles decorrentes de licenciamento ambiental (Incluindo aí a investigação arqueológica), que podem gerar não somente atrasos, mas por vezes a necessidade de mudanças no projeto e no planejamento de obras;

- Aqueles decorrentes de instabilidades do mercado (muitas vezes em função de fatores políticos) afetando as premissas adotadas crédito, câmbio, e preços de energia; e

- Aqueles decorrentes da implantação do acesso dos parques eólicos e linhas de transmissão, de extensão significativa e em áreas complexas (quer pelo relevo, quer pela presença de elevado número de propriedades), tendendo a que hajam atrasos na implantação e/ou a necessidade de ressarcimentos/indenizações não previstas.

As considerações sobre os riscos, tal como abordadas, entende-se contribuem para um aprimoramento no processo decisório de investimento em empreendimentos futuros e também a um aprimoramento das boas práticas de mercado a partir de um melhor enfoque sobre os riscos envolvidos.

7. Bibliografia

ASSAF NETO, A. Mercado Financeiro. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2011.

BERNSTEIN, Peter L. Desafio aos Deuses: A Fascinante História do Risco. Editora Campus: Rio de Janeiro, 1997.

COSTA NETO, Pedro Luiz de Oliveira. Estatística - 2ªed. São Paulo. Edgard Blücher. 2002.

MEGLIORINI, Evandir; VALLIM, Marco Aurélio. Administração Financeira: uma abordagem brasileira. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009.

MILLER, Roger; LESSARD, Donald. Understanding and managing risks in large engineering projects. International Journal of Project Management. Volume 19, Issue 8, November 2001, Pages 437-443

SÁ, Geraldo Tosta de. Administração de Investimentos, Teorias de Carteiras e Gerenciamento de Riscos. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

STAUFFER, H. Capacity markets and market stability. **The Electricity Journal**, v.19, issue 3, abr. 2006.

Gerenciamento de Empreendimentos de Infraestrutura - Aplicação integrada de práticas internacionais de gestão para a melhoria da administração contratual.

Marcio Pimenta[1]; Luiz Pereira[2]
[1] PMQuality Gestão de Projetos
Consultor Sênior – marcio.pimenta@pmquality.com.br
[2] FTI Consulting
Consultor Sênior – lp0709@gmail.com

Resumo - A adoção de práticas consagradas de gerenciamento devidamente adaptadas a uma realidade específica, não é algo novo nos grandes empreendimentos. Pode-se afirmar que a aplicação de tais padrões traz consigo a diminuição dos riscos de negócio e a maximização da gestão dos empreendimentos e são considerados, por muitos, como mandatários quando o contexto envolve empreendimentos de infraestrutura e de alta complexidade. Diante do exposto, o objetivo principal deste artigo é apresentar uma abordagem prática, e integrada, para a utilização de alguns padrões, todos consagrados e amplamente utilizados internacionalmente sendo idealizados pelo *Project Management Institute (PMI),* pela *Fédération Internationale des Ingénieurs Conseils (FIDIC),* pela *Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE)* e pelo *Institute of Construction Claims Practitioners (ICCP).*

Palavras-chave: FIDIC, Red Book, AACE, ICCP, PMI, PMBoK, Administração Contratual, Contrato, Gestão de Contratos, Gestão de Projetos, Infraestrutura, Projetos de Engenharia, Projetos de Capital, Capex, Metodologia.

1- Introdução.

Normalmente, a administração de contratos é um tema que, quando abordado sob a perspectiva da gestão de projetos, vem sendo tratado, majoritariamente, dentro da área de conhecimento "Gerenciamento das Aquisições do Projeto".

Entretanto, ao se determinar abordar a administração de contratos com a robustez que lhe é peculiar, através da perspectiva preconizada pelo PMBoK®, provoca-se, inadvertidamente, a miopia gerencial de muitos profissionais.

Isso se explica, pois grande parte dos gestores assume o tema como apenas um simples processo de compra de bens e serviços e negligenciam a perspectiva dos documentos de negócio (Business Case e Plano de Gerenciamento de Benefícios).

Já a prática convencionada, faz com que o gerente de projetos seja designado somente após a assinatura do contrato que regula a relação comercial causadora do projeto e o exclui efetivamente da elaboração destes documentos. Tal prática faz com que o profissional que possui a responsabilidade de alcançar o sucesso pretendido para o projeto fique totalmente alheio à formulação da estratégia do negócio, mas responsável por mantê-la eficaz ao longo do projeto.

Posto isto, é possível afirmar que temos um problema conceitual e com implicações reais na forma como os projetos são conduzidos. É possível afirmar, também, que a perpetuação de tais práticas traz consigo problemas das mais variadas origens, desde o descolamento da estratégia às questões de ordem legal, comercial e técnica, impactando, sensivelmente, nas entregas planejadas e na geração dos benefícios esperados para o projeto.

2- Fundamentação Teórica.

2.1- As organizações e seus projetos.

Toda organização, que pretende prosperar no conturbado mundo dos negócios, precisa iniciar a sua estruturação através da definição de sua missão. Mesmo parecendo algo supérfluo e pouco prático para alguns, a missão, quando bem estabelecida, leva a empresa a um patamar diferenciado de administração, pois permite, em conjunto com

a formulação de estratégias, que os resultados esperados sejam alcançados. A definição da missão de uma organização corresponde ao estabelecimento do norte da mesma, dando propósito a sua existência.

Contudo, a missão isoladamente não é suficiente para fazer a organização caminhar. É necessário que existam outras definições no plano estratégico impulsionando e direcionando os esforços de todos.

Nesse sentido, a literatura especializada e a prática de mercado, nos mostram que é imprescindível que a organização estabeleça também o seu planejamento estratégico, com vista a promover os seus objetivos e, principalmente, selecionar os projetos que serão os responsáveis por alavancar os negócios, agindo como elementos de transformação organizacional.

É relevante ressaltar que os projetos selecionados ao fim do planejamento estratégico, e que eventualmente terão a sua execução aprovada, surgem a partir de fatores internos e externos que afetam as organizações de várias formas e podem ser categorizados segundo o Project Management Institute, (PMBoK - 2017 p.7) da seguinte forma:

- Projetos para atendimento de requisitos regulatórios, legais ou sociais;
- Projetos para atendimento de pedidos ou necessidades de partes interessadas;
- Projetos para implementação ou alteração de estratégias de negócio ou tecnológicas;
- Projetos para criação, melhoria ou correção de produtos, processos e serviços.

E, como objeto central de nossa discussão abordaremos os “Projetos para atendimento de pedidos ou necessidades de partes interessadas”, representados aqui pela mais típica relação comercial entre contratante x contratado e sua correspondente associação à disciplina da administração contratual.

2.2- Projetos de infraestrutura no Brasil.

Para PENA, Rodolfo F. Alves (2018), Infraestrutura ou, mais precisamente, a infraestrutura econômica, é o conjunto de elementos básicos que fornece as condições materiais mínimas necessárias a qualquer empreendimento público ou privado, de interesse particular ou compartilhado.

Queiroz Pinto Junior, Helder et al, ressaltam “É importante sublinhar que, na literatura econômica, não existe um consenso com relação ao emprego do termo infraestrutura, mas, de um modo geral, o conceito corresponde às instalações e equipamentos físicos, estruturas organizacionais e institucionais, ou fundações econômicas e sociais para a operação da sociedade. Dentro dessa concepção geral, a infraestrutura social (isto é, saúde e educação) pode ser distinguida da infraestrutura econômica”.

Como balizador para nossa discussão, adotaremos o conceito de obras, projetos e empreendimentos como sinônimos e, quando aplicados em conjunto com o termo infraestrutura, abordarão as construções de rodovias, usinas hidrelétricas, portos, aeroportos, rodoviárias, sistemas de telecomunicações, ferrovias, rede de distribuição de água e tratamento de esgoto, sistemas de transmissão de energia e iniciativas correlatas.

No Brasil, após forte desaceleração de investimentos em infraestrutura entre os anos de 2007 e 2016, conforme mostra a Pesquisa Anual da Indústria da Construção (PAIC), tentou-se retomar as iniciativas na área, através do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC).

O PAC, que fomentou investimentos bilionários e distribuídos por todo o território brasileiro categorizou a infraestrutura nacional da seguinte forma:

- Infraestrutura social e urbana;
- Infraestrutura energética;
- Infraestrutura logística.

Todavia, tal esforço não se mostrou suficiente pois, segundo o International Institute for Management Development (IMD), o estoque de investimentos em infraestrutura (tudo que foi construído nos últimos anos) no Brasil é da ordem de 50% do Produto Interno Bruto (PIB), enquanto a média das principais economias do mundo é de 70%. Na China, esse indicador é de 76% e, no Japão, de 179%.

Isso nos leva a constatação que os poucos projetos de infraestrutura em realização, ou em vias de iniciar seu ciclo de

implantação, necessitam de um arcabouço de conhecimento e práticas de gerenciamento e execução que elevem significativamente as taxas de sucesso e alcancem realmente os benefícios estipulados nos documentos de negócio.

2.3- O enquadramento legal internacional, Definições e Distinções entre contratos.

2.3.1- O enquadramento legal internacional.

Considerando o imenso potencial que a globalização oferece aos negócios, empresas dos mais variados segmentos buscam a internacionalização como fonte de resultados econômicos para satisfazer seus proprietários e acionistas.

Quando pensamos em projetos de infraestrutura, isso se torna mais latente. Tais projetos são, normalmente, caracterizados por sua magnitude, logística e complexidade, tornando-os atípicos e apenas realizáveis por uma pequena parcela de empresas com presença global, todas elas estruturadas para operar em ambientes altamente regulados e por sistemas jurídicos diversos.

Como bem fundamentado por Teixeira, Tiago Manuel Moreira (2013, p. 18), os sistemas jurídicos atuais estão enraizados em culturas diferentes, são escritos em linguagens distintas, influenciados por diferentes crenças religiosas e formados sob costumes diferentes.

E, como abster-se dos aspectos legais de um contrato não é uma opção para o gerente de projetos contemporâneo os projetos exigem de seus gestores o entendimento a respeito da diversidade dos costumes e hábitos e a compreensão a respeito das leis e dos sistemas jurídicos correlatos.

Atualmente, quando tratamos de sistemas jurídicos internacionais, devemos considerar:

- Romano-Germanic, grupo Romano-Germânico, também conhecido como Código Civil (Civil Law), no qual estão incluídos os direitos nacionais que se apoiam nos princípios do direito Romano;

- Common Law, grupo Lei Comum, além do direito britânico, esta família abrange todos os países de língua oficial inglesa, inclusive os Estados Unidos (excetuando-se o estado da Luisiana);

- Muslim Law, grupo da lei Islâmica, baseado no Alcorão, o livro sagrado Islâmico, baseado no comportamento tradicional e modelo do profeta Maomé;

- Customary Law, grupo de direito Consuetudinário, direito que surge dos costumes de uma certa sociedade sem que se verifique um processo formal de criação de leis;

- Mixed system, grupo de sistemas híbridos, que integra os países que utilizam mais do que um sistema legal, formando assim, leis com princípios comuns aos grupos enunciados atrás.

Nos grandes empreendimentos, principalmente os que são financiados por instituições internacionais, as partes são livres para escolher as leis que irão aplicar ao Contrato, não sendo incomum a existência de diferentes questões contratuais regidas por sistemas jurídicos diferentes.

Tal situação torna-se mais clara quando identificarmos contratos regidos por leis oriundas do país de origem do proprietário do projeto, com cláusulas específicas e destinadas, por exemplo, a resolução de conflitos e decisões arbitrais que respondem, eventualmente, a outros sistemas jurídicos internacionais.

2.3.2- Definições e Distinções entre contratos.

2.3.2.1- Definições de contratos.

No mundo dos negócios, o contrato é o regulador de todas as questões que abarcam a relação entre o contratante e o contratado, e é o elemento central para a segurança empresarial. É através dele, que as organizações pactuam o escopo do projeto, estabelecem o prazo de execução, determinam os requisitos de qualidade associados a um determinado produto ou serviço e administram os riscos de ambas as partes.

O contrato, como negócio jurídico, possui como pressuposto para a sua validade o agente capaz, o objeto lícito, possível, determinado ou determinável e forma prescrita ou não defesa em lei, sendo conceituado como:

Para Maria Helena Diniz, renomada jurista brasileira, “Contrato é o acordo de duas ou mais vontades, na conformidade da ordem jurídica, destinado a estabelecer uma

regulamentação de interesses entre as partes, com o escopo de adquirir, modificar ou extinguir relações jurídicas de natureza patrimonial".

Para o Project Management Institute (PMI), "Um contrato é um acordo que gera obrigações para as partes e que obriga o vendedor a prover o produto, serviço ou resultado especificado e o comprador a pagar por ele".

Já para a International Federation of Consulting Engineers (FIDIC), "O contrato significa o conjunto dos seguintes documentos: Acordo Contratual, Carta de Adjudicação, Carta de Oferta, Especificações, Desenhos, Anexos e qualquer outro documento que se indique no Acordo Contratual e na Carta de Adjudicação".

2.3.2.2- Distinções entre contratos.

Resumidamente, os contratos podem ser celebrados com a Administração Pública ou com a Iniciativa Privada, sendo esta última o foco deste trabalho.

Furtado, Rocha Lucas caracteriza:

Os contratos celebrados pela Administração Pública distinguem-se daqueles celebrados no âmbito do direito privado porque em relação a estes últimos vale, como regra, a disponibilidade da vontade. Normalmente, no campo do direito privado, têm as partes ampla liberdade de contratar, ao passo que ao celebrar contratos, a Administração Pública deve ter toda sua atuação vinculada à plena realização do interesse público.

2.4- Regimes de contratação

No Brasil, entre o final da década de 40 e início dos anos 80, o Estado atuou significativamente, no setor de infraestrutura. Nesse momento, onde os projetos se dividiam majoritariamente entre as áreas de energia e de transporte, as estruturas de financiamento concentravam-se no governo ou nas empresas sob seu controle. Ficavam a cargo também do governo os riscos de mercado, os tecnológicos e os econômico-financeiros e o regime de contratação comum à época era o Design-Bid-Build (DBB).

Com a chegada dos anos 90 e a maior participação da iniciativa privada, a estrutura de financiamento evoluiu, prevalecendo o modelo de Project Finance e o regime de contratação Design-Build (DB), inclusive com arquitetura EPC (Engineering, Procurement and Constrution).

Com o aumento dos custos dos regimes de contratação, outros modelos foram propostos e o mercado passou a conhecer os regimes DBO (Design-Build-Operate) e DBOM (Design-Build-Operate-Mantain).

Gomez, Luis Alberto et al. conceituam os regimes de contratação da seguinte forma:

Design-Bid-Build (DBB):

Nesta forma de contratação, o proprietário assume o gerenciamento integral e contrata separadamente os serviços de engenharia, a aquisição de equipamentos e materiais e a construção propriamente dita.

O projetista e a construtora não agem de maneira integrada. Após a conclusão da obra, a operação e manutenção são responsabilidade exclusiva do proprietário.

O benefício maior dos contratos DBB é que o Projeto começa a partir de um relatório de viabilidade, em levantamento de custo (orçamento) e projeto básico; segue-se o projeto executivo onde ficam definidos os custos e benefícios do projeto.

É o caso típico das obras licitadas pelos órgãos governamentais brasileiros, tanto federais, estaduais ou municipais, conforme a Lei 8.666 de 1993, cujo vencedor é aquele que apresenta o menor preço.

Nessa modalidade, o risco maior é alocado ao proprietário do empreendimento, que também deve assumir a responsabilidade de comissionar a planta, fazer o start-up e conduzir a operação.

As preocupações desses contratos são várias, podendo-se citar o tempo de implantação do empreendimento, a qualificação por menor preço, que pode comprometer a qualidade e, devido ao menor custo, acarretar prejuízo no uso de novas tecnologias nos projetos.

Design-Build (DB):

Nessa modalidade, são contratatos o projeto e a sua construção. Esse contrato pode ser firmado de duas maneiras: a contratante pode se basear na experiência e qualificação da contratada ou apoiar-se na combinação de qualificação e preço. Cabe à contratada agregar uma empresa de construção e outra projetista, formando uma equipe única, porém, o contrato e,

consequentemente, toda a responsabilidade, será somente da empresa contratada.

Cabe ao proprietário do empreendimento definir o projeto básico, ficando para o contratado o desenvolvimento do projeto executivo e a construção. Normalmente, o critério de pagamento é por preço global, garantido por seguro de risco e fiança bancária. O proprietário do empreendimento pode utilizar uma equipe pequena para fiscalizar o andamento da obra e aprovar os pagamentos.

Os benefícios da modalidade DB estão na responsabilidade do contratante (apenas um agente), o que reduz muito as reivindicações. Além disso, face ao projeto e a construção estarem sob um mesmo gerenciamento, minimizam-se os atritos, resultando quase sempre em economia de tempo, redução do cronograma e originando ganho para o contratante e bônus para a contratada.

Uma das preocupações maiores é a questão da qualidade, já que se trabalha com preço global e a questão das garantias, pois há riscos tanto do contratante como da contratada.

A obtenção de licenças ambientais e regulatórias para implantação do empreendimento é responsabilidade da contratante.

DBO (Design-Build-Operate) e DBOM (Design-Build-Operate-Mantain):

Nesse caso, o proprietário contrata o projeto, a construção a operação e, eventualmente a manutenção do empreendimento. Cabe ao contratado a responsabilidade total sobre o projeto, construção, comissionamento, testes de aceitação e operação do empreendimento.

O contrato tipo DBO é tipicamente baseado na liberação dos recursos financeiros pelo proprietário ao contratado, que se responsabiliza por todas as etapas da obra. Geralmente, cabe a um dos participantes do consórcio honrar financeiramente as garantias do empreendimento.

Vários são os benefícios do DBO, iniciando pelo fato de se ter um único responsável pelo projeto, construção e operação (por esse motivo, pode atuar reduzindo custos e prazos); a liberação da projetista e do construtor na busca de novas tecnologias; a possibilidade de desenvolvimento paralelo do projeto e construção, reduzindo os prazos e maior facilidade de obter com antecedência o custo real do projeto.

EPC (Engineer Procure Construct):

Na cadeia integral de negócios, qual seja, prospecção, contratação e execução das obras, o EPC é utilizado como instrumento de contratação e é ele que regula a forma de construção do empreendimento, seus prazos, condições técnicas e performance.

Não existe um padrão universal de contrato com o fornecimento integral e preço global (EPC - Turnkey Lump Sum). Porém, a International Federation of Consulting Engineers (FIDIC), em seu Livro Prateado (The Silver Book), estabelece um modelo de contrato EPC, onde detalha as condições desses contratos e define alguns conceitos fundamentais para entendimento de EPC.

Os contratos do tipo Turnkey Lump Sum englobam o fornecimento integral do projeto executivo, dos materiais e equipamentos e da construção, montagem e colocação em operação por um único fornecedor e seu preço é global. Esses contratos são instrumentos crescentes, utilizados por empresas para implantar grandes projetos. Regulam a forma de contratação, o preço é fixo e previamente estabelecido, os prazos (data de entrega da obra) predefinidos, bem como as condições técnicas e de performance. A proprietária (contratante) transfere para a contratada os riscos e a responsabilidade da entrega do projeto concluído na data contratual, em funcionamento e com a performance estabelecida no contrato.

O EPC tem sua origem no setor privado, onde o recurso e o prazo são considerados mais prioritários do que seu baixo custo, e é caracterizado pelas seguintes etapas:

- Engenharia (Engineering):

Preliminarmente à fase de projeto, são determinados os parâmetros técnicos, nos quais serão baseados os estudos econômicos e de viabilidade do projeto;

- Procura e Compra (Procurement):

Atividades referentes à disposição dos bens materiais necessários à execução do projeto;

- Construção (Construction):

Consiste na construção civil e montagem.

Pode-se resumir afirmando que um contrato EPC é muito semelhante ao DB, onde os principais atores participantes são o projetista, o construtor e o contratante.

O principal benefício é que a contratante age como proprietária, negociando as melhores condições para o empreendimento, sem diminuição da performance.

2.5- Administração contratual.

Filho, Lysio Séllos Costa / Blak, Gisele / Qualharini, Eduardo Linhares conceituam:

"A Administração Contratual pode ser entendida como o "complexo formal" da realização física do objeto do contrato. É, simultaneamente, uma atividade burocrática e indispensável. Entretanto, o bom gerenciamento do contrato pode fazer desta burocracia uma oportunidade. Vale ressaltar que sua prática não resolve erros de planejamento, não sendo solução para contratos decorrentes de oportunidades mal avaliadas.

Os objetivos principais da Administração Contratual visam a obtenção de bons resultados decorrentes de um processo produtivo vinculado a um contrato. Podem ser resumidos em basicamente três princípios:

- Cumprir com os deveres;
- Prevenir-se;
- Resguardar direitos.

O cumprimento dos deveres precisa ser documentado. Para tanto, deve-se caracterizar formalmente o cumprimento de cada uma das obrigações assumidas no contrato, em consequência da proposta ofertada.

Além disso, é necessário agir preventivamente para antecipar-se aos efeitos que decorrerão do descumprimento, por parte do contratado, de uma obrigação contratual."

2.6- Alterações contratuais.

As alterações contratuais são acontecimentos considerados comuns nos empreendimentos de infraestrutura. Conduzidas na maior parte das vezes de forma pouco integrada e não sistematizadas são, majoritariamente, as responsáveis pelo desequilíbrio da relação contratual destes empreendimentos e atuam frequentemente como as indutoras de inúmeras reivindicações.

FERREIRA, Daniel e GUÉRIOS, Patricia Borges lecionam:

"O princípio do equilíbrio contratual atua como um dever de renegociação que é imposto aos contratantes, quaisquer que sejam, objetivando o restabelecimento da equação econômica do contrato, nas referidas situações, balizado pelo princípio da boa-fé e pelos deveres de lealdade e cooperação, a fim de atingir o fim econômico e social do contrato."

TISAKA, M. fundamenta e corrobora:

"O princípio chave das relações contratuais entre contratantes e contratadas é o equilíbrio econômico-financeiro, que é a relação entre encargos da contratada e a remuneração da contratante que devem ser mantidos por toda a vigência do contrato. Toda vez que um evento novo vier a quebrar essa relação é necessário restabelecer o seu equilíbrio."

As obras e serviços de construção civil estão enquadradas como Indústria no Código Nacional de Atividades Industriais e é considerado um dos setores de maior risco econômico-financeiro por tratar-se de uma atividade onde seus custos são baseados na data da elaboração da proposta de preços e sujeito a uma série de fatores previsíveis e imprevisíveis que podem alterar a equação econômico-financeira inicial da proposta.

Entretanto, diferentemente dos riscos normais que correm as empresas de construção, considerados como álea ordinária na linguagem jurídica, as alterações provocadas pelas deficiências dos projetos básicos/executivos ou das especificações técnicas e erros e omissões contidas nas planilhas de quantitativos e serviços só constatados na fase executiva das obras acabam gerando aditivos de quantitativos e de preços e aditivos de prorrogação quando há alteração dos prazos iniciais.

Além disso, as alterações de contratos (alteração qualitativa) ou alteração nos quantitativos (alteração quantitativa) de iniciativa da contratante, já na fase de execução ou mesmo em consequência de

outras alterações imprevisíveis acertadas por acordo entre contratantes e contratadas, previstas na legislação, podem gerar os inevitáveis aditivos contratuais."

Por óbvio que tais aditivos devam ser conduzidos rotineiramente pelo Gerente de Projetos e, eventualmente, pela alta administração. Entretanto, acreditamos ser fundamental que todos os envolvidos no empreendimento tenham o senso crítico e o conhecimento dos riscos e oportunidades que podem causar as alterações contratuais. É importante que os membros do empreendimento sejam levados à prática de reportar situações positivas ou negativas e que eventualmente possam ser consideradas como "fora da rotina".

Nesse sentido, ao ser identificada a ocorrência de um determinado risco, torna-se imprescindível que se dê inicio ao processo de coleta de registros, informações e evidências objetivas. O propósito é, o quanto antes, materializar todas as repercussões possíveis, quantificar o impacto causado, aplicar a resposta adequada ao risco deflagrado e sustentar de forma inequívoca o pleito subsequente que fará com que a relação contratual volte a ser equilibrada.

Para tanto, faz-se necessário que o empreendimento adote uma sistemática para conduzir as alterações e seus respectivos aditivos. Como parâmetro para tal customização, entendemos que o ponto de partida com maior probabilidade de sucesso advém da utilização do padrão de gerenciamento de projetos ANSI/PMI 99-001-2017, do Project Management Institute (PMI), aplicando o "Controle Integrado de Mudanças".

Fonte: PMBoK® - 2017 p.113
(Apêndice – Figura 1)

2.7- Reivindicações

Segundo o Project Management Institute (PMBoK - 2017 p.721):

"Uma reivindicação ou claim é uma solicitação, exigência ou declaração de direitos feita por um vendedor em relação a um comprador ou vice versa, para consideração, compensação ou pagamento sob os termos de um contrato legal, como no caso de uma mudança contestada."

Robero, Ricardino / Da Silva, Sérgio Alfredo Rosa / De Alencar, Cláudio Tavares conceituam:

"Na indústria da construção, uma reivindicação é tida como a demanda por algo devido, ou que se acredita ser devido, em geral resultante de uma ação, orientação ou ordem de mudança que contraria os termos e condições de um contrato acordado, e que não pode ser economicamente resolvida entre as partes."

Pedrosa, Verônica de Andrade e Lima Jr, João da Rocha conceituam:

"Ao longo do desenvolvimento de diferentes obras, é frequente a ocorrência de eventos que modificam as condições pactuadas pelas partes na assinatura do contrato de empreitada.

As reivindicações surgem a partir da necessidade de renegociação dos contratos, com o fim de adequá-los a uma nova realidade fática.

Em uma obra, por mais bem redigido e equitativo que seja o contrato, por melhor que sejam desenvolvidos os projetos e por mais explícitas que sejam as especificações, haverá motivos para se fazer reivindicações. Dessa maneira, a reivindicação passa a fazer parte da indústria da construção."

Com o conceito estabelecido, torna-se importante estabelecer as causas mais comuns para reivindicações, de forma que seja possível abordá-las sob uma sistemática gerencial adequada e possam ser criados também os registros mínimos que fundamentarão as negociações entre as partes. Abaixo, encontram-se listadas algumas causas recorrentes:

- Caso fortuito ou de força maior;
- Aceleração de trabalho;

- Alteração de grande importância;
- Alteração do método construtivo;
-
- Especificações defeituosas ou pouco detalhadas;
- Atrasos em aprovações;
- Atraso na emissão da ordem de trabalho;
- Atraso na emissão da ordem de mudança;
- Condições locais inesperadas;
- Interferência na execução;
- Supervisão inadequada;
- Alterações tecnológicas;
- Paralisação de obras;
- Variação nas quantidades previstas;
- Perdas inflacionárias e cambiais;
- Modificação da legislação vigente;
- Condições climáticas.

Uma sistemática amplamente aceita internacionalmente para trabalhar as reivindicações é a preconizada pelo ICCP - Institute of Construction Claims Practitioners, em que se utiliza, entre outras técnicas e ferramentas, o acrônimo “CEES” da seguinte forma:

- An examination of the cause (Análise da causa);
- And examination of the effect, with a linkage to the cause (Análise do efeito com base na respectiva causa);
- A demonstration of entitlement under the contract or at law (Enumeração dos direitos em consonância com o contrato e as leis vigentes);
- Substantiation of all the above. (Evidências objetivas que validem tudo o que foi relacionado acima)

2.8- Resolução de controvérsia.

2.8.1- Introdução

Quando uma reivindicação não é aceita e as partes se encontram em um impasse e o diálogo deixa de ser uma ferramenta da administração contratual, é possível apelar para outros mecanismos para que as controvérsias geradas ao longo do contrato sejam resolvidas.

Nesse artigo, abordaremos a utilização de quatro mecanismos, são eles: negociação, conciliação, mediação e a arbitragem.

2.8.2- Negociação

Vezzula (2001, p. 15), considera: A negociação como uma técnica salutar e autocompositiva de resolução de conflitos, que pela sua singeleza e por meio do diálogo, deve ser empregada como uma das primeiras formas de solução de um problema.

Vezzula (2001, p. 15), destaca: ”A negociação é sem dúvida, o mais rápido e econômico meio de resolver controvérsias, quando os negociadores conhecem as técnicas que os auxiliarão a obter satisfação para ambas as partes.”

2.8.3- Conciliação

Lima (2003, p. 32), define a conciliação como: “Um método alternativo de resolução de disputas, em que um terceiro imparcial, denominado conciliador, auxilia as partes envolvidas no conflito na busca de um acordo. Nesta modalidade, pode o conciliador propor soluções para o problema”.

2.8.4- Mediação

João Roberto da Silva (2004, p. 13), descreve-a a mediação da seguinte forma: “A mediação é uma técnica privada da solução de conflitos que vem demonstrando no mundo, sua grande eficiência nos conflitos interpessoais, pois, com elas são as próprias partes que acham as soluções. O mediador somente as ajuda a procurá-las, introduzindo, com suas técnicas, os critérios e os raciocínios que lhes permitirão um entendimento melhor”.

2.8.5- Arbitragem

Carmona (2004, p.51), conceitua a arbitragem como sendo: […] "meio alternativo de soluções de controvérsias através da intervenção de uma ou mais pessoas que recebem seus poderes de uma convenção privada, decidindo com base nela, sem intervenção estatal, sendo a decisão destinada a assumir a mesma eficácia da sentença judicial – é colocada à disposição de quem quer que seja, para solução de conflitos relativos a direitos patrimoniais acerca dos quais os litigantes possam dispor. Trata-se de mecanismo privado de solução de litígios, através do qual um terceiro, escolhido pelos litigantes, impõe sua decisão, que deverá ser cumprida pelas partes.

A arbitragem pode ser caracterizada como "ad hoc" (arbitragem organizada pelas próprias partes) ou a "arbitragem institucional" (arbitragem administrada por uma instituição arbitral de acordo com o seu regulamento). A escolha e a adoção de um dos dois tipos é uma decisão que deve ser tomada pelas partes durante a estruturação do contrato e deve ser transcrita para o mesmo com a riqueza de detalhes que o tema exige.

Rocholl, Nataly Evelin Konno cita LEMES, Selma M. Ferreira, que conceitua:

"Na arbitragem ad hoc as partes fixam as regras de procedimento, bem como o direito material a serem aplicadas pelo árbitro ou pelo tribunal arbitral (mais de um árbitro). As partes são as responsáveis por administrar a arbitragem, não havendo nenhum órgão externo para assistir os árbitros. As partes também podem delegar aos árbitros ou ao tribunal arbitral a escolha do procedimento arbitral. "Na arbitragem ad hoc, as partes estipulam as regras procedimentais ou deixam que os árbitros as disponham."

"Na arbitragem institucional, os serviços de administração da arbitragem são de responsabilidade de um órgão específico para o caso. Segundo Lemes: "A arbitragem institucional é aquela em que os serviços de administração são confinados a um órgão técnico criado para esse fim, e que com profissionalismo e lisura gerenciam o procedimento arbitral. Estas instituições podem ter ou não lista de árbitros, os quais poderão ser indicados pelas partes. Após a indicação das partes, o nome do provável árbitro é apresentado à instituição que verificará se o candidato dispõe de conhecimentos técnicos, se este for requisito considerado importante para o caso e assim disposto pelas partes, bem como se preenche os requisitos de idoneidade moral, independência, imparcialidade etc"

Rocholl, Nataly Evelin Konno afirma:

"A complexidade das transações internacionais, as contribuições com Estados, a formação de consórcios internacionais para construção e obras de envergadura assumem dimensões que ultrapassam a capacidade jurisdicional dos Estados em lidar com essas novas situações, sendo que conflitos deles surgidos só podem se valer da arbitragem e de instituições arbitrais para serem solucionadas [..] haja vista as infindáveis dificuldades operacionais que se apresentem em matéria de jurisdição, de lei aplicável e das questões de fundo, muitas vezes relacionadas com matérias submetidas a sistemas jurídicos totalmente díspares. Enfim, elementos complicadores não faltam e que impediriam a solução da controvérsia em tempo razoável ou permaneceriam sem solução efetiva, se fossem submetidas às Cortes nacionais."

Como referência para a resolução de controvérsias diversas podemos citar:

- Dubai Centro de Arbitragem Internacional (DIAC) - Fundado em 1994, o DIAC é o corpo arbitral líder em Dubai, e é comumente usado para arbitragens de construção envolvendo o Oriente Médio.

- Câmara de Comércio Internacional (ICC) - Fundado em 1923 e localizado em Paris, o Tribunal da ICC é a principal e mais famosa instituição para administrar casos Arbitragem Comercial Internacional na França, assim como a Europa como um todo. Ele liderou o movimento que resultou na adoção da Convenção de Nova Iorque, que é o tratado multilateral mais importante sobre arbitragem internacional para que já foi ratificado.

- London Court of International Arbitration (LCIA) - A LCIA, cuja origem pode ser rastreada tanto quanto 1891, é um dos organismos internacionais líderes administram casos de arbitragem e é a principal instituição arbitral no Reino Unido.

- No Brasil a Câmara de Mediação e Arbitragem de São Paulo – FIESP é a corte que possui maior demanda no país.

A escolha da câmara arbitral passa necessariamente pelos custos envolvidos, pelo sistema jurídico escolhido entre as partes, mas também pela especialização da câmara em virtude de disputas anteriores associadas as indústrias específicas e eventuais jurisprudências.

2.9- Visão Geral da Aplicação Integrada de práticas internacionais de gestão.

A adoção de práticas consagradas de gerenciamento devidamente adaptadas a uma realidade específica, não é algo novo nos grandes empreendimentos de infraestrutura. Aqui denominadas de padrões, a título de simplificação, elas são as responsáveis por unir o academicismo aos valores de mercado em prol do sucesso dos empreendimentos.

Em síntese, pode-se dizer que a aplicação de tais padrões traz consigo a diminuição dos riscos de negócio e a maximização da gestão dos empreendimentos e são considerados, por muitos, como mandatários quando o contexto envolve empreendimentos de alta complexidade.

Diante do exposto, o objetivo principal deste artigo é apresentar uma perspectiva prática e integrada para a utilização de alguns padrões, todos consagrados e amplamente utilizados internacionalmente sendo idealizados por cada uma das instituições a seguir:

- Project Management Institute (PMI);
- Fédération Internationale des Ingénieurs-Conseils (FIDIC);
- Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE);
- Institute of Construction Claims Practitioners (ICCP).

Tal perspectiva com base em um ciclo de vida mais abrangente e que melhor representa a realidade dos empreendimentos de infraestrutura permitirá, ao fim deste trabalho, entender e aplicar, de forma inequívoca, cada uma destes padrões e, para tanto, apresentamos a seguir as principais técnicas e ferramentas que os compõem.

2.9.1- O padrão de gerenciamento de projetos ANSI/PMI 99-001-2017.

O gerenciamento de projetos tem evoluído de forma significativa nas últimas décadas, passando de um simples grupo de processos, técnicas e ferramentas para um padrão aceito mundialmente.

Nessa lógica, o padrão proposto pelo Project Management Institute, e ratificado pelo American National Standards Institute – ANSI, sob o número ANSI/PMI 99-001-2017 vem se destacando e se posicionando como uma alternativa entre os inúmeros padrões e recomendações existentes.

Explorando os conceitos difundidos pelo Project Management Institute (PMBoK - 2017 p.11), o gerenciamento de projetos eficaz e eficiente deve ser considerado uma competência estratégica nas organizações. Isso permite que as organizações:

- Vinculem os resultados do projeto com os objetivos estratégicos;
- Concorram com mais eficácia em seus mercados;
- Sustentem a organização;
- Respondam ao impacto das mudanças de ambiente de negócio nos projetos, ajustando adequadamente os planos de gerenciamento de projetos.

Logo, não é admissível modernamente encarar os projetos como um grande processo, no qual temos majoritariamente a gestão de atividades operacionais e onde o foco principal é a realização de entregas apenas sob o prisma da tripla restrição.

É fundamental ampliar o foco. É necessário conhecer profundamente a estratégia empresarial e os seus respectivos objetivos, conhecer os padrões de governança, discernir as bases do negócio e, principalmente, materializar a percepção de sucesso dos stakeholders relevantes.

Focando na questão do sucesso, tema recorrente na gestão de projetos e de difícil abordagem, é possível afirmar que o mesmo é repleto de subjetividade. Tal subjetividade advém dos inúmeros stakeholders que participam do projeto, da complexidade natural dos empreendimentos de infraestrutura e do contexto “VUCA” que os projetos estão normalmente inseridos.

Nessa perspectiva a maneira na qual temos para alcançar o sucesso passa necessariamente pelo estabelecimento de objetivos “SMART” e com vinculação direta com os resultados esperados para o empreendimento. Tais objetivos, segundo o Project Management Institute, devem ser firmados antes do inicio do projeto, devem ser aceitos formalmente pelos stakeholders relevantes e devem ser revisitados ao longo do projeto para garantir o constante alinhamento.

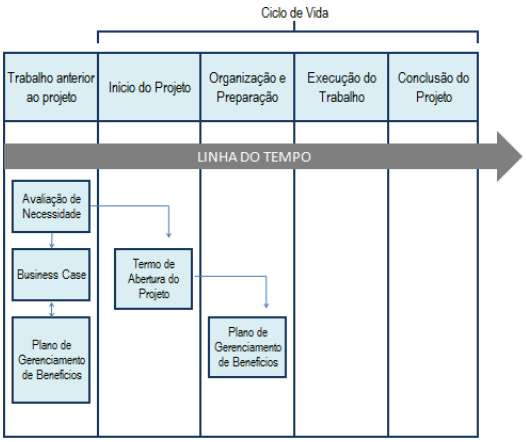
Para materializar e facilitar a comunicação desses objetivos, o Project Management Institute destaca a utilização dos “Documentos de Negócio” relacionados a seguir.

- Business Case – O Business Case do projeto é um estudo documentado de viabilidade econômica, usado para determinar a validade dos benefícios de um componente selecionado que não tenha definição suficiente e que seja usado como uma base para a autorização de novas atividades de gerenciamento de projetos. O Business Case lista os objetivos e as razões para a iniciação do projeto. (PMBoK - 2017 p.30).

- Plano de Gerenciamento de Benefícios - O Plano de Gerenciamento de Benefícios do projeto é o documento que descreve como e quando os benefícios do projeto serão entregues e descreve os mecanismos que devem estar implementados para medir esses benefícios (PMBoK - 2017 p.33).

Esses documentos estão associados à estratégia corporativa e retratam as questões inerentes ao negócio e, portanto, são concebidos antes do projeto com a finalidade precípua de selecionar, autorizar o início, aprovar a revisão de fase e avaliar o desempenho e progresso do projeto e estão intimamente ligados à Avaliação de Necessidade.

A Avaliação de Necessidade é realizada com o objetivo de analisar um problema de negócio atual ou uma oportunidade. Essa etapa avalia os ambientes internos e externos da organização, bem como suas capacidades atuais, a fim de determinar soluções viáveis que, se levadas a cabo, ajudariam a organização a alavancar o futuro desejado (Analise de Negócios Para Profissionais. Um Guia de Práticas - 2016 p.13).



Fonte: Adaptado do PMBoK® - 2017 p.30
(Apêndice – Figura 2)

Nesse momento que antecede o início do projeto é possível identificar uma oportunidade de melhoria tendo em vista a inexistência de um processo que considere a documentação típica da administração contratual, mesmo que ainda em uma fase preliminar como uma proposta, uma carta de intenções ou simplesmente uma minuta de contrato.

Complementarmente, outro aspecto relevante diz respeito à elaboração e/ou condução destas atividades. Nesse momento tais responsabilidades são da alta administração, da gerência de portfólio e/ou programa e eventualmente do analista de negócio, considerando que o gerente de projeto só será designado com a emissão formal do termo de abertura do projeto.

Após a sua designação, e sua efetiva entrada no projeto, o gerente de projeto passa a ter as seguintes responsabilidades:

O Gerente de Projetos deve garantir que a abordagem do gerenciamento de projetos capture a finalidade dos documentos de negócio (...). O Gerente de Projetos é responsável por fornecer recomendações e supervisão para manter as medidas de sucesso do Business Case do projeto, plano de gerenciamento do projeto, termo de abertura do projeto e plano de gerenciamento de benefícios do projeto alinhados entre si e com as metas e objetivos da organização. (PMBoK - 2017 p.29).

Ou seja, o gerente de projeto não participa da estratégia do projeto, mas é o responsável por fazer com que ela tenha êxito, o que nos leva a uma nova oportunidade de melhoria que consiste na designação do gerente de projeto mais cedo, trabalhando lado a lado como o analista de negócio na

produção dos documentos de negócio e na administração contratual.

Posto isto, é possível afirmar que temos um problema conceitual e com implicações reais na forma como os projetos são conduzidos. É possível afirmar também que a perpetuação de tais práticas traz consigo problemas das mais variadas origens desde o descolamento da estratégia à questões de ordem legal, comercial e técnica impactando sensivelmente nas entregas planejadas e na geração dos benefícios esperados para o projeto.

E desta forma, espera-se, ao fim deste trabalho que a abordagem apresentada, a partir da aplicação integrada dos padrões de cada instituição e conjuntamente com as melhorias apresentadas, possam contrapor esses problemas e conferir aos projetos e aos seus diversos stakeholders os seguintes benefícios:

- Melhor gerenciamento dos projetos de infraestrutura;
- Maior integração entre os processos de gerenciamento;
- Maior alinhamento estratégico;
- Atingimento das metas e objetivos estratégicos de forma mais acertiva;
- Maior taxa de sucesso dos projetos;
- Maior segurança jurídica;
- Maior segurança empresarial;
- Menor quantidade de disputas judiciais;
- Melhor administração do negócio;
- Melhor gerenciamento dos riscos e oportunidades;
- Ciclos de vida mais curtos;

2.9.2- O padrão FIDIC Red Book

2.9.2.1- Introdução

Alavancada pela globalização, a busca de novos mercados no âmbito da indústria de infraestrutura não é mais uma necessidade de sustentabilidade empresarial, mas sim de sobrevivência para algumas empresas.

Grandes empreendimentos de infraestrutura vêm sendo construídos, majoritariamente, nos países emergentes e em desenvolvimento, através do financiamento próprio ou com o auxílio de grandes instituições de financiamento como o Banco Mundial e o Banco Interamericano de Desenvolvimento, entre outros.

Para minimizar as divergências de ordem jurídica, cultural e técnica, e estabelecer um ambiente comum com forte engajamento e responsabilização das partes interessadas, faz-se necessária a aplicação de técnicas, ferramentas e padrões reconhecidos pelo mercado.

Para tanto, a Fédération Internationale des Ingénieurs-Conseils (FIDIC), Federação Internacional de Engenheiros Consultores, fundada em 22 de Julho de 1913, e atualmente constituída por 100 países associados, vem envidando esforços no sentido de oferecer à comunidade internacional de gerenciamento tais técnicas, ferramentas e padrões.

Além do grande número de países associados, outro aspecto que denota a grande aceitação dos padrões FIDIC internacionalmente é a utilização deste cabedal pelos principais bancos e agências de desenvolvimento mundial. É de amplo conhecimento da comunidade internacional que a obtenção de empréstimos nessas instituições passa, necessariamente, pela adoção das práticas da FIDIC e sua integração com os documentos contratuais que regulam o referido empréstimo. Os principais bancos e agências bilaterais de ajuda e desenvolvimento que adotam os padrões FIDIC são:

- Banco Africano de Desenvolvimento (AfDB);
- Banco Asiático de Desenvolvimento (AsDB);
- Banco de Comércio e Desenvolvimento do Mar Negro (BSDB);
- Banco de Desenvolvimento do Caribe (CDB);
- Banco de Desenvolvimento do Conselho da Europa (CEB);
- Banco Europeu de Reconstrução e Desenvolvimento (BERD);

- Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID);
- Agência Australiana (AusAID);
- Agência Francesa (AFB);
- Agência Japonesa (JICA);
- Agência Coreana (EXIM).

A Fédération Internationale des Ingénieurs-Conseils (FIDIC) recomenda a utilização de vários padrões conhecidos como Rainbow Suite of Contracts. O Rainbow Suite of Contracts é o conjunto de livros identificados por suas respectivas cores (vermelho, amarelo e prata) e que correspondem aos modelos contratuais recomendados para construção, construção e concepção e empreendimento do tipo EPC respectivamente.

Segundo a FIDIC o Rainbow Suite of Contracts tem por objetivo maior:

- Promover a prevenção de litígios entre o Empregador e o Contratante;
- Melhorar os mecanismos de gerenciamento de projetos contidos nos contratos;
- Conseguir maior clareza, transparência e certeza na documentação; e
- Refletir as melhores práticas internacionais desde a primeira versão dos documentos.

Neste trabalho adotaremos o livro vermelho (Red Book) para todas as discussões e referências.

2.9.2.2- Particularidades do padrão FIDIC Red Book

As Condições Contratuais relativas aos Trabalhos de Construção FIDIC, Red Book 1999, especificam um modelo de contrato de construção utilizado em situações nas quais a elaboração do projeto é na totalidade, ou em grande parte, responsabilidade do Dono de Obra. O Empreiteiro executa os trabalhos de acordo com o Projeto que lhe é entregue pelo Proprietário da Obra.

As principais características do Red Book podem ser resumidas nos seguintes pontos:

- A administração do Contrato, verificação de conformidade, Certificação de Pagamentos e determinação de extensões de tempo ou valores adicionais ao Preço Contratual está a cargo do Engenheiro do Proprietário;
- Os pagamentos efetuados ao Empreiteiro são baseados num Mapa de Quantidades e Trabalhos no qual constam preços e taxas estimados;
- A partilha de riscos é realizada de uma forma equilibrada, e o Proprietário de Obra assume os riscos relativos a condições físicas imprevisíveis;
- As reclamações realizadas pelas Partes devem seguir um procedimento de resolução de conflitos sustentado num Conselho de Resolução de Conflitos que precede o recurso à Arbitragem;
- O Empreiteiro, no âmbito do Contrato, possui alguma proteção financeira uma vez que pode, a qualquer momento, solicitar ao Dono de Obra provas de capacidade financeira para pagar o Preço Contratual.

Tais características estão distribuídas ao longo do arcabouço teórico, devidamente padronizado e estruturado em duas partes. São elas:

- Parte I (Condições Gerais) - A Parte I contém os termos gerais do contrato, de aplicação genérica em empreendimentos distintos, tais como direitos e obrigações de cada parte, procedimento para pagamento, variação, certificação e resolução de disputas.
- Parte II (Condições Particulares) - A Parte II corresponde às condições particulares do contrato e deve ser usada para introduzir cláusulas específicas do projeto, como idioma do contrato, o nome das empresas designadas para atuar na construção, e o procedimento para dirimir conflitos por exemplo.

Além das partes citadas anteriormente existe, a disposição do gerente de projetos, uma série de documentos “tipo” para a aplicação ao longo do contrato com o objetivo de padronizar as ações e facilitar o gerenciamento do contrato.

O Red Book, em suas duas partes possui, respectivamente, vinte capítulos que

talvez sejam mais bem compreendidos quando os correlacionamos com as próprias cláusulas do contrato que será celebrado entre as partes. Vejamos:

- Capítulo 1 Disposições Gerais
- Capítulo 2 O Proprietário
- Capítulo 3 O Engenheiro do Proprietário;
- Capítulo 4 O Empreiteiro;
- Capítulo 5 Subcontratados;
- Capítulo 6 Pessoal e Trabalho;
- Capítulo 7 Instalações, Materiais e Mão de Obra;
- Capítulo 8 Início, Atrasos e Suspensão;
- Capítulo 9 Testes de Conclusão;
- Capítulo 10 O recebimento da obra pelo Proprietário;
- Capítulo 11 Responsabilidade por Defeitos;
- Capítulo 12 Medição e Avaliação;
- Capítulo 13 Variações e Ajustamentos;
- Capítulo 14 Preço do Contrato e Pagamento;
- Capítulo 15 Rescisão pelo Proprietário;
- Capítulo 16 Suspensão e Rescisão pelo Empreiteiro;
- Capítulo 17 Risco e Responsabilidade;
- Capítulo 18 Seguros;
- Capítulo 19 Força Maior;
- Capítulo 20 Reclamações, Litígios e Arbitragem.

3-Aplicação integrada de práticas internacionais de gestão.

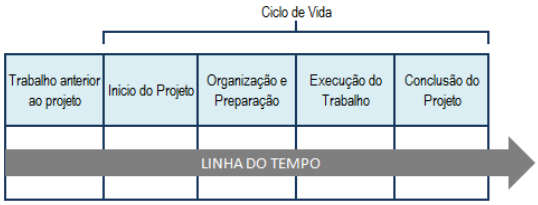
Como inicialmente proposto, este artigo tem por objetivo central apresentar uma abordagem prática para o gerenciamento de empreendimentos de infraestrutura, utilizando o que há de melhor em cada uma das referências a seguir:

- Project Management Institute (PMI);
- Fédération Internationale des Ingénieurs-Conseils (FIDIC);
- Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE);
- Institute of Construction Claims Practitioners (ICCP).

Para tanto é necessária a aplicação objetiva de cada uma destas referências, eliminando ao máximo os pontos de sobreposição de tal forma que se obtenha uma sistemática que abranja o empreendimento desde a sua concepção até a sua entrega ao proprietário.

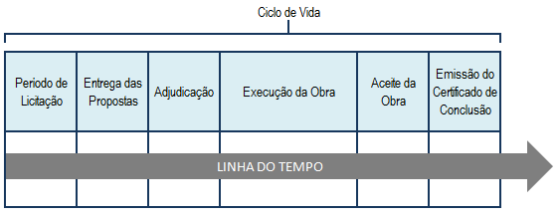
Contudo, antes de abordamos propriamente a utilização integrada dos mesmos, torna-se relevante explicitar a sequência típica de acontecimentos (ciclo de vida) considerada pelo PMI e pelo FIDIC.

O ciclo de vida proposto pelo Project Management Institute considera:



Fonte: Adaptado do PMBoK® - 2017 p.30
(Apêndice – Figura 3)

O ciclo de vida proposto pela Fédération Internationale des Ingénieurs-Conseils considera:



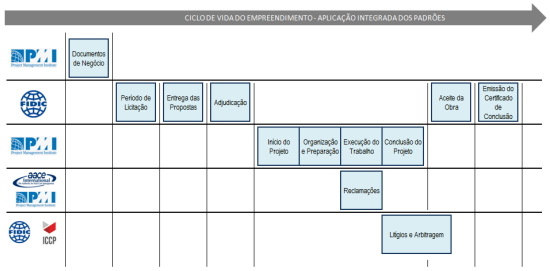
Fonte: Adaptado do Red Book - 1999 p.06
(Apêndice – Figura 4)

Já as outras duas referências, em função de suas especificidades, não se

prendem a um ciclo de vida predeterminado e são aplicadas na investigação e na determinação de fontes de impacto nos ciclos de vida dos empreendimentos e no reestabelecimento das condições iniciais do contrato.

A prática No. 29R-03 da Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE) tem sua aplicação na investigação dos impactos oriundos do cronograma do empreendimento e deve ser utilizada de forma conjunta com o Controle Integrado de Mudanças do Project Management Institute (PMI). Ambas correspondem as principais fontes de registros e evidências objetivas que sustentarão os processos de negociação, conciliação, mediação e a arbitragem.

As práticas contidas no capítulo 20 do Red Book da Fédération Internationale des Ingénieurs-Conseils (FIDIC) são as responsáveis por regular o ambiente de disputa. E a aplicação direta da ferramenta "CEES" do Institute of Construction Claims Practitioners (ICCP) vem contribuir para a estruturação e consistência dos documentos reivindicatórios. Ambos constituirão as bases para a resolução dos conflitos sejam eles tratados de forma amistosa ou através da resolução judicial.



Fonte: Autores
(Apêndice – Figura 5)

4- Conclusões e Lições Aprendidas

Este artigo não pretende estabelecer juízo de valor sobre os padrões citados ao longo do trabalho. Entende-se que todos apresentam pontos fortes e pontos de melhorias e que se encontram em estágios de maturidade que os fazem aceitos e aplicáveis por grande parte da comunidade de gestão mundial.

Este artigo pretende estimular o pensamento crítico do leitor oferecendo alguns pontos de melhorias ao padrão ANSI/PMI 99-001-2017 (incluso no PMBoK® 6ª edição). Tais pontos de melhoria estão associados à estratégia e a condução do projeto como negócio e são relacionados abaixo:

- Inclusão de práticas de administração contratual que abordem o projeto como negócio e com a robustez necessária para garantir a segurança empresarial, alterando o "status quo" que faz com que o tema seja tratado majoritariamente como uma prática elementar de compra de produtos e serviços para o projeto;
- Inclusão de práticas de administração contratual integradas com os documentos de negócio;
- Evolução da abordagem ao gerenciamento do risco com a inclusão dos contratos como técnica de planejamento e administração de riscos;
- Inclusão de práticas de administração contratual integradas para proteção do negócio com a previsão de processos e mecanismos de disputa e resolução de conflitos;
- Maior integração entre as práticas presentes nos guias PMBoK® 6ª edição e Analise de Negócios Para Profissionais 1ª edição;
- Adaptação do ciclo de vida dos projetos de forma que exista integração com a formulação da estratégia;
- Participação ativa do gerente de projeto na formulação da estratégia de negócio em conjunto com a alta administração e na elaboração dos documentos de negócio.

Pretende também, através da utilização integrada dos padrões apresentados e de um ciclo de vida de projeto mais abrangente e melhor adaptado à realidade empresarial, propor ao gerente de projeto uma abordagem mais eficaz para a sua gestão.

O objetivo final é proporcionar ao gerente de projeto um *Roadmap*, ilustrado pela figura 5, de forma que:

- Sejam alcançadas as soluções predeterminadas pela Avaliação de Necessidade;
- Sejam alcançados os benefícios inicialmente esperados pelo projeto e

materializados no Plano de Gerenciamento de Benefícios;
- Sejam alcançados os objetivos traçados no Business Case;
- Seja garantida a administração contratual do negócio;
- Seja garantida a segurança empresarial contra possíveis reclamações e disputas e as eventuais oportunidades advindas da administração contratual;

E, finalmente, leva ao gerente de projeto uma nova perspectiva profissional e a necessidade de ampliar seus conhecimentos, tendo não somente a tarefa de adaptar apenas os conhecimentos contidos no PMBoK®, mas também adaptar e integrar diferentes padrões, maximizando a taxa de sucesso do empreendimento de sua responsabilidade.

5- Referências

1. PMI - Project Management Institute. Guia PMBOK®: Um Guia para o Conjunto de Conhecimentos em Gerenciamento de Projetos, Sexta edição, Pennsylvania: PMI, 2017.
2. PMI Project Management Institute. Analise de Negócios Para Profissionais. Um Guia de Práticas. 01. ed., São Paulo - Saraiva 2016.
3. Diniz, Maria Helena. Curso de Direito Civil Brasileiro - vl. 2 - Teoria Geral das Obrigações - 26.ed., São Paulo - Saraiva 2011.
4. DINIZ, Maria Helena. Curso de Direito Civil Brasileiro - vl. 3 - Teoria das Obrigações Contratuais e Extra Contratuais. 26. ed., São Paulo: Saraiva 2010.
5. TEIXEIRA, Tiago Manuel Moreira. Apoio à utilização dos modelos de contratação FIDIC. 2013. Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do grau de mestre em engenharia civil — especialização em construções – Universidade do Porto, 2013 [Orientador: Professor Doutor Alfredo Augusto Vieira Soeiro]. Disponível em: Acesso em: 02 set. 2018.
6. AGÊNCIA IBGE NOTÍCIAS. Obras de infraestrutura perdem participação no setor em dez anos. Disponível em: https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/21373-obras-de-infraestrutura-perdem-participacao-no-setor-em-dez-anos.html. Acesso em: 02 set. 2018.
7. O ESTADO DE S. PAULO. Infraestrutura do Brasil é inferior à média mundial. Disponível em: https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,infraestrutura-do-brasil-e-inferior-a-media-mundial,1555986. Acesso em: 02 set. 2018.
8. PENA, Rodolfo F. Alves. "Infraestrutura e desenvolvimento"; Brasil Escola. Disponível em <https://brasilescola.uol.com.br/geografia/infraestrutura-desenvolvimento.htm>. Acesso em 02 de setembro de 2018.
9. JUNIOR, Helder Queiroz Pinto / MACIEL, Cláudio S. / BICALHO, Ronaldo / QUADROS, Saul R. - Perspectivas do investimento em infraestrutura - Rio de Janeiro - Synergia – UFRJ - Instituto de Economia; Campinas - UNICAMP, Instituto de Economia, 2010. (Projeto PIB - Perspectiva do investimento no Brasil; v. 1).
10. BRASIL. Código civil. LEI No 10.406, DE 10 DE JANEIRO DE 2002.
11. GOMEZ, Luis Alberto; COELHO, Christianne C. S; FILHO, Elo Ortiz Duclós; XAVIER, Sayonara Mariluza Tapparo - Contratos EPC Turnkey – Florianópolis: Visual Books.
12. FURTADO, Lucas Rocha - Contratos administrativos e contratos do direito privado celebrado pela administração pública – Revista do TCU, Brasília, v. 31, n. 86, out/dez 2000.
13. FILHO, Lysio Séllos Costa / BLAK, Gisele / QUALHARINI, Eduardo Linhares - Gestão Contratual, Conclusões de Estudo de Casa Aplicado a Construção Civil – ENEGEP – 2000.
14. TISAKA, M. Aditivos contratuais – Parecer Técnico, São Paulo, SINICESP, 2006.
15. FERREIRA, Daniel / GUÉRIOS, Patricia Borges - "Função social" e equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, privados e administrativos. Disponível em: http://www.ambitojuridico.com.br/site/?n_link=revista_artigos_leitura&artigo_id=9548&revista_caderno=4
16. Association for the Advancement of Cost Engineering – AACE – International Recommended Practice No. 29R-03 - Rev. 25de Abril 2011.

17. Andy Hewitt - Delay Analysis Methodologies - ICCP - Institute of Construction Claims Practitioners
18. The Essential Elements of a Successful Claim - ICCP - Institute of Construction Claims Practitioners
19. STRENGER, Irineu. Arbitragem Comercial. São Paulo: LRT, 1996.
20. Rocholl, Nataly Evelin Konno - A Utilização da Arbitragem Internacional na Solução de Conflitos Comerciais Internacionais. Disponível em: http://investidura.com.br/biblioteca-juridica/artigos/direito-internacional/3220-a-utilizacao-da-arbitragem-internacional-na-solucao-de-conflitos comerciais-internacionais-analise-do-caso-referente-aos-contratos-da-industria-do-petroleo#_ftn1. Acesso em: 01 outubro de 2018.
21. GARCEZ, José Maria Rossani. "A arbitragem internacional e a lei brasileira de arbitragem – Lei n° 9.307/96". In: PUCCI, Adriana Noemi (coord.). Aspectos Atuais da Arbitragem. Rio de Janeiro: Editora Forense, 2001.
22. LEMES, Selma M. Ferreira. "Arbitragem institucional e ad hoc". In: MARTINS, Pedro A. Batista,LEMES, Selma M. Ferreira e CARMONA, Carlos Alberto. Op. Cit.
23. As instituições arbitrais e Tribunais Arbitrais. Disponível em: https://www.international-arbitration-attorney.com/pt/arbitral-institutions-and-arbitration-courts. Acesso em: 01 outubro de 2018.
24. VEZZULLA, Juan Carlos. Mediação: guia para usuários e profissionais. Florianópolis: Imab, 2001.
25. Formas alternativas de resolução de conflitos - Câmara de Mediação e Arbitragem de Florianópolis. Disponível em: http://www.camaf.com.br/arquivos/216. Acesso em: 01 de outubro de 2018.
26. LIMA. Leandro Rigueira Rennó. Arbitragem: uma análise da fase pré-arbitral. Belo Horizonte: Mandamentos, 2003.
27. CARMONA, Carlos Alberto. Arbitragem e processo. 2. ed. rev. atual. e amp. São Paulo: Editora Atlas, 2004.
28. Filho, José Rodrigues de Farias / Almeida, Norberto de Oliveira - Definindo sucesso em projetos - Revista de Gestão e Projetos - GeP, São Paulo, v. 1, n. 2, p 68-85, jul./dez. 2010
29. Fédération Internationale des Ingénieurs-Conseils (FIDIC). Annual Report. 2017/2018
30. Glover, Jeremy / Thomas, Christopher / Hughes, Simon - Understanding the New FIDIC Red Book: A Clause-by-clause Commentary. Editora Sweet e Maxwell Limited. Disponível em: https://books.google.com.br/books?id=RUIkK2rmeDgC&pg=PR27&lpg=PR27&dq=estrutura+do+redbook+fidic&source=bl&ots=fAEVMKQb8R&sig=MRkKTIjIYjnojGeI4A3cPRjTJJw&hl=pt-BR&sa=X&ved=2ahUKEwjR6fuPnoreAhXDFJAKHQggBMsQ6AEwDXoECAAQAQ#v=onepage&q&f=false. Acesso em 16 de outubro de 2018.

6- Apêndices

Figura 1 - PMBoK® - 2017 p.113

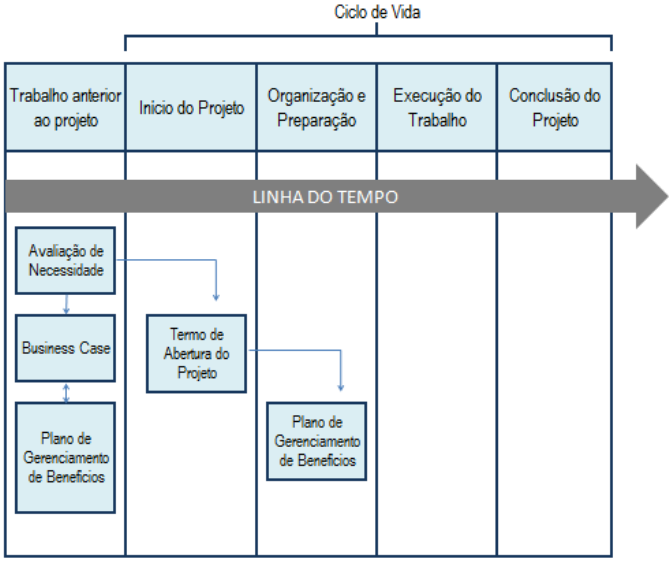


Figura 2 - PMBoK® - 2017 p.30

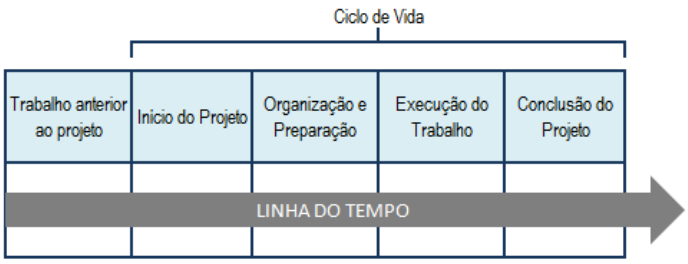


Figura 3 - Adaptado de PMBoK® - 2017 p.30

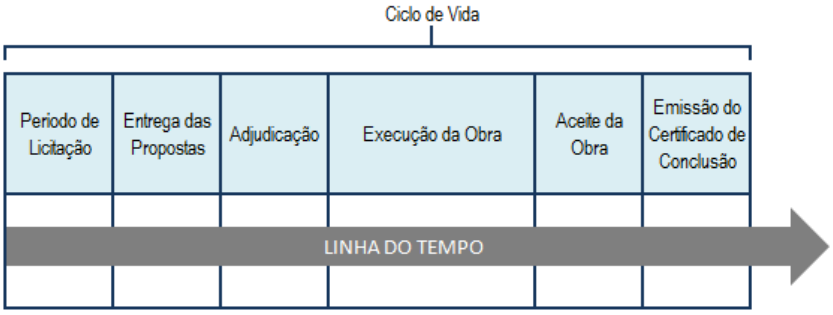


Figura 4 - Adaptado de Red Book - 1999 p.06

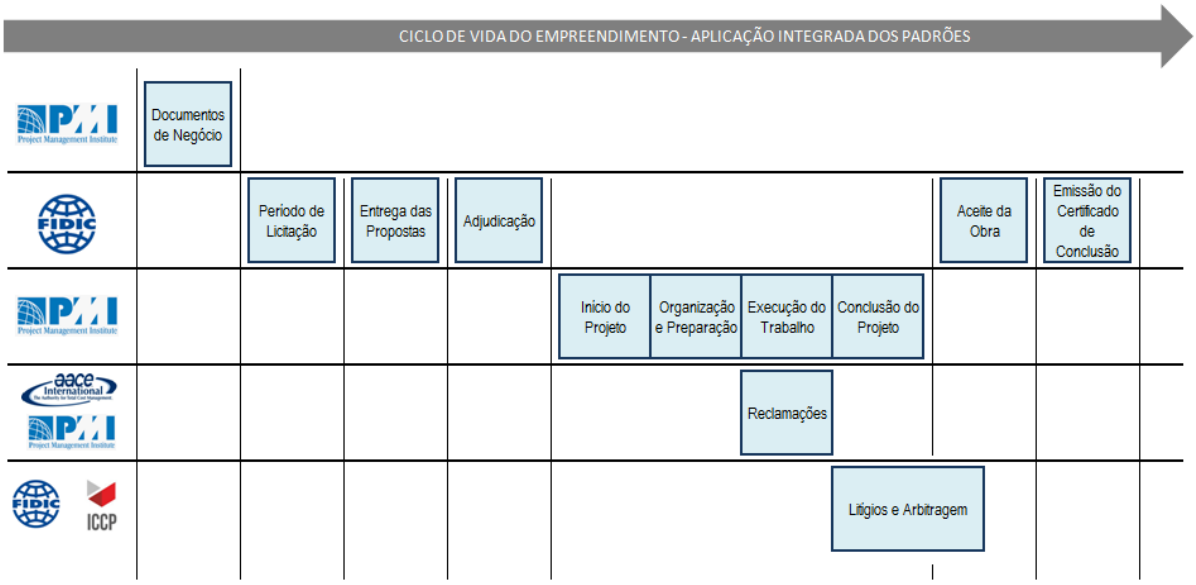


Figura 5 – *Roadmap* proposto pelos Autores. Aplicação integrada dos padrões de gestão.

7-Sobre os Autores:

Autor e Mentorado
Marcio Pimenta
PMQuality Gestão de Projetos
marcio.pimenta@pmquality.com.br

Mini currículo:

Marcio Pimenta é Consultor Sênior da PMQuality Gestão de Projetos e acumula experiência na gestão de empreendimentos, especialmente, no segmento de energia renovável, onde hoje ultrapassa a marca de 5000MW implantados. Participou de diversos projetos na América do Sul, com destaque para as Usinas Hidrelétricas de Estreito, Santo Antônio e Teles Pires e atualmente desenvolve projetos no setor de energia e infraestrutura com ênfase na administração de contratos.

Coautor e Mentor
Luiz Pereira
FTI Consulting
lp0709@gmail.com

Mini currículo:

Engenheiro Civil, MBA em Gerenciamento de Projetos (IBMEC), MBA em Business Administration (UFES-ES), MBA Em Papel e Celulose (UFV), Mestrado em Políticas Públicas e Governança (FGV) e certificação PMP (PMI).

Diretor Sênior e experiência em Gestão de Desempenho em Projetos de Capital, de finanças, suprimentos, projetos, operações e manutenção em projetos de Papel e Celulose no Brasil; Energia Hidrelétrica na Indonésia; Porto na Malásia e no Brasil; Pelotização em Omã; Fosfato no Peru e Brasil; Potássio na Argentina; Carvão em Moçambique; Cobre no Chile; Minério e Níquel no Brasil, além de diversos outros projetos de PPP (Estradas, VLT).

Wind Farm Construction Critical Activities Optimization: Cost Reduction Through Logistics, Planning, Maintenance, Paving and Concrete Modelling

Dr. Carla Freitas de Andrade
Department of Mechanical Engineering
Universidade Federal do Ceará, Brazil
e–mail: carla@ufc.br

Dr. Paulo Alexandre Costa Rocha
Department of Mechanical Engineering
Universidade Federal do Ceará, Brazil
e–mail: paulo.rocha@ufc.br

Bruno Bezerra Bluhm, MSc
Department of Civil, Geo and Environmental Engineering
Technische Universität München, Germany
e–mail: bruno.bluhm@tum.de

ABSTRACT

Aiming to obtain cost reduction in wind farm construction projects, this study presents the conception and utilization of new civil works optimization initiatives, by creating specific modelling of critical activities. This theme is particularly relevant in Brazil, for the wind sector has presented a steady growth in the past decade, construction productivity indicators present historic low levels and there is considerable margin in applying infrastructure academic studies in new wind farm projects. This article has been applied in six recently built Brazilian onshore wind farms, with more than 1.4 GW of installed capacity and average turbine power of 2.0 MW. The modelled activities are: layout design; construction planning; heavy equipment maintenance policy; roads and pads paving; and foundations concrete pouring. These activities have been identified as critical using a work breakdown structure approach. First implementation tests obtained financial gains such as: reduction of 53 thousand km in concrete truck routing (56% reduction); 20% less field time for the foundation, steeling and concrete teams; root cause identification for issues in dump truck performance; 25% cost reduction in concrete transport; and conception of optimal maintenance policies depending on local geographies. Continuing these initiatives in new projects has the potential to further enhance wind energy's position as a technically and financially feasible energy alternative for Brazil.

KEYWORDS

Wind Energy; Civil Engineering; Modelling; Optimization; Cost Reduction.

1. INTRODUCTION

This article presents cost reduction models of wind farm construction works' specificities, with the aim to enhance this energy solution's technical and financial feasibility, particularly in the Brazilian scenario, since it is the basis for the models' conception, tests and validations.

The fact that this energy mode has acquired recent market maturation and is now a relevant part of that nation's power matrix illustrates this field of study's importance.

New wind farms installation presents logistics challenges, due to Brazil's historic infrastructure gap. This, alongside low work force qualification levels, make the Brazilian scenario, and more specifically the civil construction stage, one in which new optimization models have high potential for applications. Some specificities that motivate this potential are: intense heavy equipment mobilization in the construction site; great number of people of different specialities present in each project; and current management models with an empirical characterization.

Five different optimization initiatives are presented in this article: 1. key logistics systems allocation; 2. location-based planning methodology applications; 3. maintenance team scaling; 4. paving operations simulation; and 5. a predictive model for the foundation's concrete process.

These initiatives contemplate different stages in the project's timeline: design (first initiative); scheduling and scaling (second and third ones); and operations (fourth and fifth ones). Their conception has been motivated by an analytical study of a wind farm construction processes' work breakdown structure (WBS), in which these topics present themselves as cost critical. Thus, even though modelled individually, all five initiatives can be contextualized in a global view of a wind farm construction project.

2. LITERATURE REVIEW

Since this article has a multidisciplinary nature, different mathematical concepts that constitute the optimization models are presented. These concepts exist in different fields of study within the civil engineering and project management areas.

The first field is planning and costs modelling of construction works. There should be a better understanding on the root causes for time and costs overruns in infrastructure project. Gkritza and Labi (2008) [1] show a positive correlation between project size (in duration and financial terms) and overruns occurrence. This correlation shows that large projects, such as wind farm construction ones, demand special procedures for their planning models. To bring more predictability to large infrastructure projects, Bhargava *et al*. (2010) [2] present an econometric model that associates overruns to their root causes, through an ordinary least squares (OLS) methodology. Besides predictability, mitigation procedures are also common in the literature. Oliveri, Granja and Picchi (2016) [3] show that three main strategies are adopted in order to address the overrun challenge: traditional planning, location-based management system (LBMS) and last planner system (LPS).

Since traditional planning does not have a positive history in dealing with overruns in large projects, this article only uses LBMS and LPS. Kenley and Seppänen (2010) [4] present the theoretical ground for LBMS, which considers the location as its control item and thus is specially recommended for projects with repetitive processes in different locations. Kim and Ballard (2010) [5] present LBS, an activity-based model, in which planning occurs in two levels: a masterplan and a short-term scheduling.

Considering that wind farm construction presents repetitive processes for each tower foundation, LBMS is chosen as the most relevant approach. Büchmann-Slorup, Niclas and Lars (2012) [6] introduce the criticality concept in location-based projects. This concept is used in actions to improve productivity indexes.

The second field of study is discrete-event simulation (DES), a mathematical tool widely used in systems engineering literature, but still avant-garde in Brazil's construction sector. Smith *et al*. (1995) [7] conceive a DES application in earthmoving processes; Zankoul and Khoury (2014) [8] apply an original model in a wind farm construction case study; and Fernandes (2015) [9] similarly does it, but in a Brazilian project case study. Sztrik (2012) [10] and Harris and Ioannou (2012) [11] present, respectively, concepts for queuing theory and repetitive scheduling method, which are the theoretical foundation for the DES model used in this article.

The third field of study is graph theory, a graphical and mathematic representation of real systems, according to Ballobás (1998) [12]. Graphs are particularly useful in modelling wind farm layouts. Some classic problems and solutions, such as Dijkstra's algorithm, traveling salesman and Chinese mailman, are presented by Golumbic (2004) [13], Hoffman, Padberg and Rinaldi (2016) [14] and Farahani and Miandoabchi (2013) [15].

The fifth field of study is construction works operations. Halpin and Riggs (1992) [16] introduce the first models in specific planning and analysis for construction operations. Catalani and Ricardo (2007) [17] present common approaches to earthmoving and paving operations in Brazilian projects. Lima *et al*. (2013) [18] use operations research to model earth materials transport and distribution. Prata *et al.* (2005) [19] use coloured Petri nets to scale heavy equipment teams. Côrtes (2011) [20] presents a concrete scheduling model, for delivery processes that use a fixed concrete mixer.

The sixth and final field of study is maintenance policies. Dekker (1996) [21] reviews the literature in terms of heavy equipment maintenance models with different strategies, such as preventive, corrective and predictive. Edwards and Holt (2009) [22] present a thematic review specifically for maintenance in construction projects. Wu *et al*. (2007) [23] propose a predictive model that uses neural networks with a decision support algorithm, which uses the previous conditions of each equipment as its main variables.

3. METHODOLOGY

To obtain more robust results, this research has been developed in a multidisciplinary work framework. Alongside theoretical approach and model conception, interactions with field teams in the construction sites were also a foundation of this work. This framework allowed for the conception, application and validation for the proposed initiatives.

The activities were: literature review; field trips to wind farm construction projects; interviews with contractors; work breakdown structure definition; critical activities identification; data collection from direct sources in the construction sites; model conception for each specific optimization initiative; generation of recommendations and execution of actions within the new framework; and field tests and validations.

Six wind farm projects were used as the main database for this research. They are located in the Brazilian Northeast and have a combined installed capacity of more than 1.4 GW.

The main *in situ* collected data are: concrete traceability spreadsheets; geotechnical tests and characterizations; heavy machines' reports; organizational charts; personnel listings; fuel traceability; procurement reports; water transport and consumption history; trucks routing; locations of main land-fills and deposits; wind farm layout; and foundation design sheets. As well with these analytical data, interviews were conducted with several professionals. The most relevant interviews were conducted with: site managers; field engineers; design engineers; planning managers; geotechnical engineers; mechanical engineers; environmental engineers; financial technicians; quality technicians; mechanics; concrete truck drivers; earth truck drivers; masons; field workers; topographers; carpenters; electricians; and several types of heavy machines' operators.

Model validations were developed in two steps: first, through interviews the models were present to and pre-approved by the contractors; second, through actions based on models' recommendations the models were tested and the results were obtained.

4. RESULTS

This section presents the five models' conceptions and the results obtained in using these models in the construction sites.

4.1. Critical activities modelling

4.1.1. Key logistics systems allocation. Logistic planning optimization's main goal is to find the most suitable location for key systems within a wind farm layout. This brings considerable cost reduction by minimizing transportation distances since the start of the project – thus the importance of applying the model during design phase. Based on the work breakdown structure of wind farm construction projects, the key logistics system, in terms of costs, is the foundation concrete process. Therefore, allocating the concrete mixer in an optimal position is the main goal of this model. Here, weighted graphs are used as the modelling tool.

In order to translate a wind farm layout into a graph, it is required to define points of interest – entrances, tower pads, concrete mixer, land-fills and deposits – and to classify them as nodes, with specific classification codes for each different type of node. Roads that connect these points of interest are classified as arcs. These classifications create a graph G that represents the wind farm as a whole. Based on that, it is possible to create sub-graphs, for example graphs in which the roads are divided in nodes with fixed distances between each other, but with no specific functions.

Since this model deals with the optimal allocation of the concrete mixer, it is important to present a general context on the wind tower foundation concrete process. This process is characterized by a cycle of: concrete preparation; truck loading; transport from the mixer to the tower pad; truck unloading; material quality tests; and transport from the tower pad to the mixer. It is a repetitive process; therefore, the mixer-pad distances are considerably relevant cost-wise, for they are covered many times within a single day.

To mobilize a concrete mixer, it is required a significant, in relative terms to a civil works project, amount of labour, time, planning and funds. Therefore, it is usual for contractor's to

only mobilize a mixer once for each project. The model, then, uses the mixer location as a fixed point in the graph. This fixed point is the final result that model provides to its user. To obtain the optimal solution, the objective function is as follows:

$$MIN \sum_{v=1}^{n} D[u, v] \quad (1)$$

where *n* is the number of pads, *D[a,b]* is the application of Dijktras's algorithm (or a similar solution approach to the minimum path problem) between nodes *a* and *b* in the graph, *v* indicates the pad node and *u* is the control variable – the concrete mixer node, which the model aims to define optimally. The conditions for this application are: *u* should belong to graph G and its derivate graphs; and *u* should be in the domain that contains every possible location node within each access road.

4.1.2. Location-based planning modelling. Wind farm projects have several scale gain factors that make them more viable when designed with several towers – in Brazil usually around a hundred for each major project – constructed in the same time period. Therefore, civil works are characterized as a repetitive process, with the same activities (pad preparation; pad excavation; steel frame assembly; mould assembly; concrete process; pad filling and paving; crane pad quality tests) occurring sequentially and being repeated in different locations (different tower pads). As presented in literature, this type of situation is ideal for the application of location-based planning models, such as line-of-balance – a relatively simple model that, if applied correctly, minimizes teams' idleness if compared to usual models, such as Gantt graphs or critical path method.

4.1.3. Maintenance personnel investment policy. Brazilian wind farm projects are characterized by isolated locations with little previous installed infrastructure. Therefore, access roads construction is a fundamental part of such projects, which thus require investments in heavy machinery. This type of equipment is cost intensive, which means its maintenance policies are a critical aspect for optimization.

Equipment failures are a random event, in a way that they can only be analysed stochastically, due to their undesired nature. Many aspects can be considered in analysing failures: *e.g.* maintenance personnel size and experience; parts availability; procurement response times; common recurring types of failure; physical characteristics of the type of labour being executed; equipment conditions at the beginning of the project; operators experience; and accountability and management practices. Due to data quality and availability, the current modelling focus on scaling maintenance teams, in terms of investment in personnel. The model, then, consider failure history in different wind farms and takes into consideration both investments and local geographies, and uses an OLS regression model.

4.1.4. Earthmoving and paving operations. In wind farm construction, paving operations are related to the construction of access roads and crane pads that contain wind towers' foundations. Most Brazilian wind farms accesses are remote and paving operations are restricted to base and sub-base, therefore there is a common ground between earthmoving and paving operations. The main challenge in these activities is to balance the scaling of heavy equipment that are necessary for such works. This modelling should consider several external factors, such as: geographic characterization (*e.g.* type of soil); earth deposit layout (*e.g.* excavators positions); access roads conditions (*e.g.* irregularity indexes) and equipment performance (*e.g.* maintenance quality). DES is the chosen tool for this individual model, for

it is capable of including stochastic variables that better represent the external factors. The DES model is presented in Figure 1.

The model uses a pre-fixed volume of earth as its working unit. The definition of this unitary volume should be based on the average dump truck capacity, with all the conversion – expansion and compression – factors considered. The model then shows each resource idle time, therefore running different scenarios until a scenario with the best cost-effective solution, *i.e.* lowest idleness, cost and total operation time.

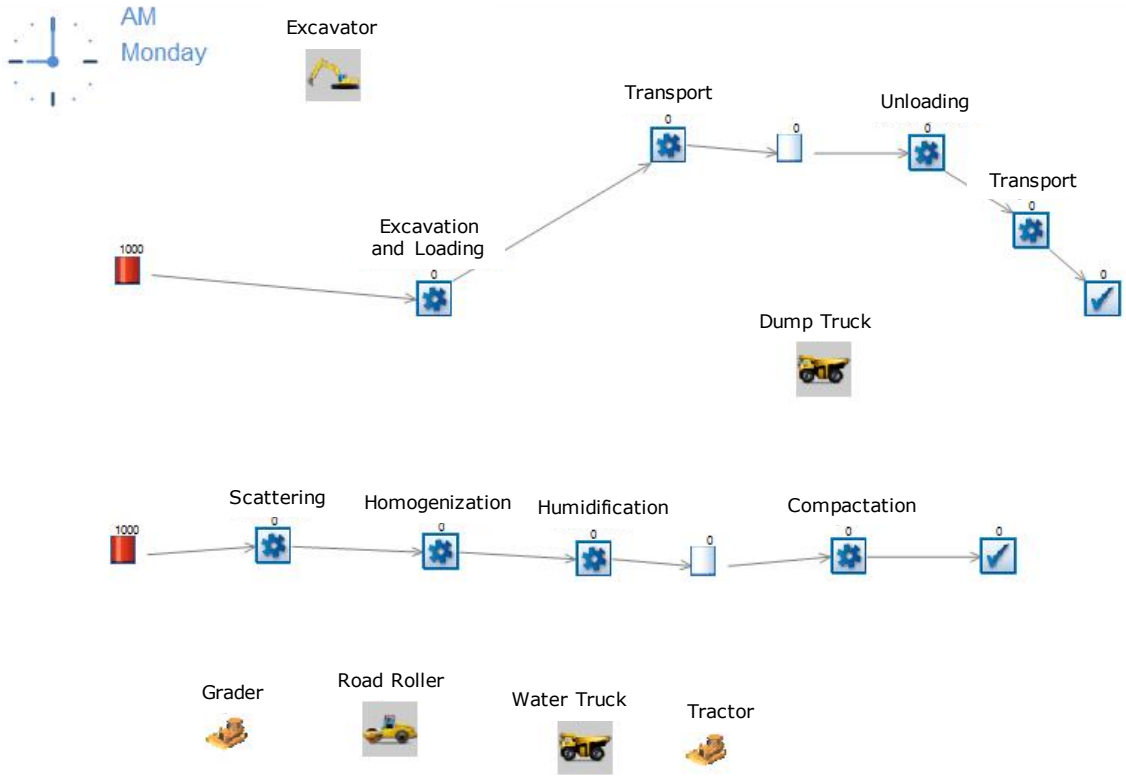


Figure 1. DES earthmoving and paving operations model

4.1.5. Wind tower foundation concrete process. Reinforced concrete is used to provide structural stability to wind tower foundations, alongside other possible solutions, such as pile foundations. The concrete process, which refers to the mixing, transportation, quality control and pouring, has already been described in this article. Based on a Pareto cost analysis, logistics is classified as the main cost item for operations optimization, particularly concrete trucks scaling. Schedule planning procedures indicate that filling one foundation per day is recommended. Therefore, a predictive model is required to define the optimal number of concrete trucks by answering the following question: what is the minimum number of trucks that are necessary to fill one foundation per day with minimum operational risks?

The predictive model uses critical path method and queuing theory as its main mathematical tools. The model predicts the duration of the concrete process of an individual foundation based on three main variables: concrete volume; number of trucks used; distance mixer-pad distance. Analytical equations are used to solve the problem. Stochastic variables are included for the durations of specific processes, such as loading, unloading and quality tests.

4.2. Optimization initiatives applications

4.2.1. Logistics initiative. A concrete mixer allocation project was successfully tested in a wind farm project with more than 300 MW of installed capacity. The logistics model was used to evaluate the original solution adopted by the site contractors, recommend a new optimal location and build a mixer in it. The original solution – which was not based on the presented model – was initially adopted by the local team was already implemented before the model application. After the evaluation, it was concluded that, even considering the costs of building an additional mixer, the optimal location would bring great cost reductions in terms of less fuel consumption and less mobilized concrete trucks. Figure 2 shows the comparison between both positions (original and optimal).

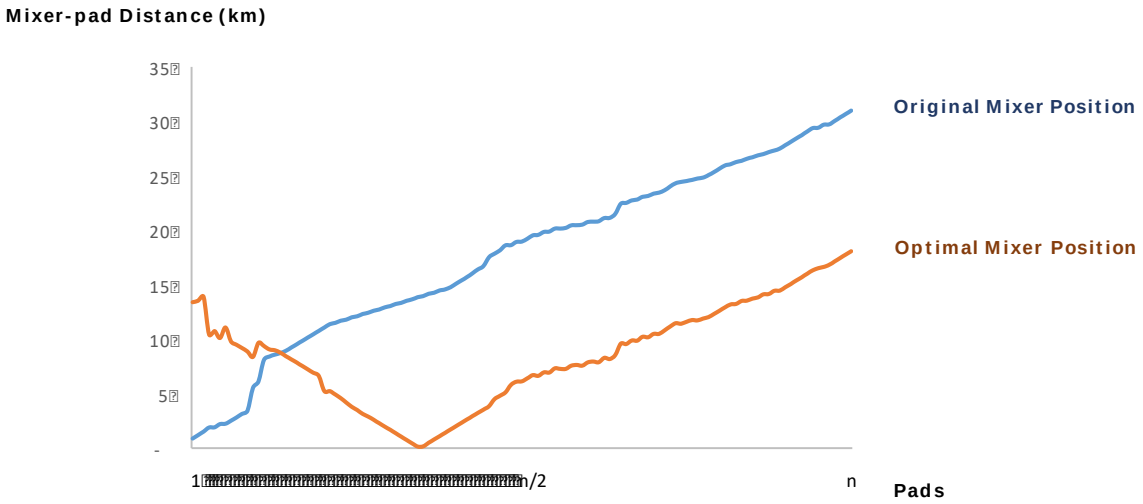


Figure 2. Transport distances reduction due to logistics optimization

A total of 53 thousand kilometres were saved during the concrete process. This means a 56% reduction in the total distance covered by concrete trucks. Beyond the financial gains, the model aggregates environmental and safety gains to the project, lowering carbon emissions and also accident risks.

4.2.2. Planning initiative. The wind farm construction location-based planning model was applied in a project that presented pile foundations as its main schedule bottleneck. The original low investments in the foundation team had consequences in idle times for subsequent teams, such as steel assembly, mould assembly and, most importantly, concrete pouring teams. The model application resulted in a new pile foundation team scaling, which reduced total mobilization times – and therefore costs – for these subsequent teams in 20%, as shown in Figure 3. The Figure show a basic line-of-balance approach.

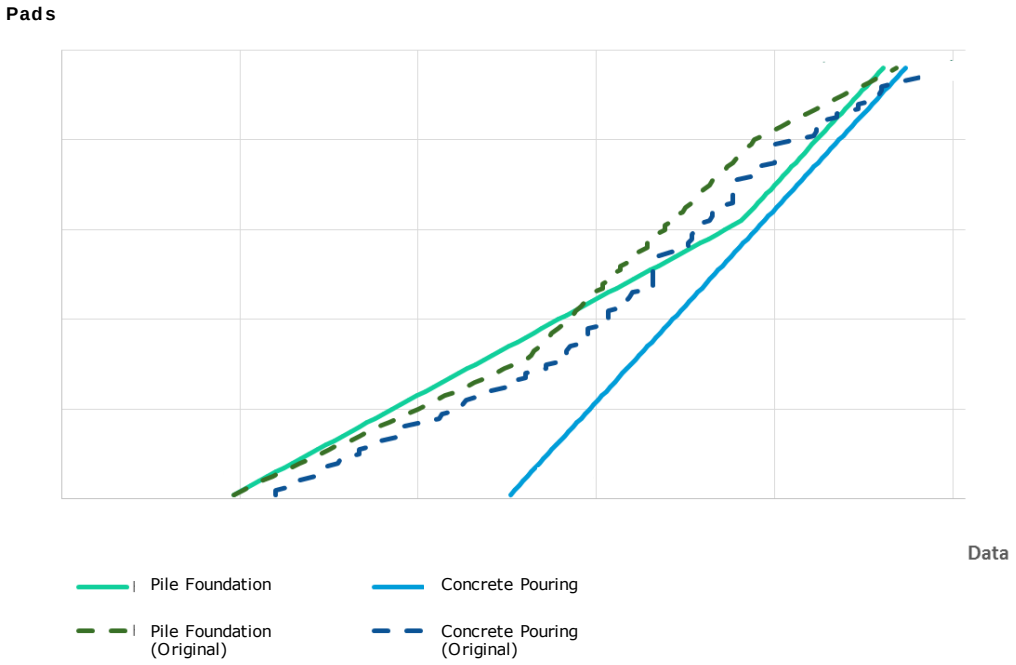


Figure 3. Line-of-balance application with concrete pouring team field time reduction

4.2.3. Maintenance initiative. By crossing maintenance team investment and failure indicators, the model has found a negative correlation in all the projects to which it has been applied. After running the regression model, different results were obtained for different natural conditions. Figures 4 and 5 present examples of, respectively, less harsh conditions (Project 1, countryside project) and harsher conditions (Project 2, coastal project). Both graphs are in the same scale, but scale values in both axis were removed due to confidentiality limitations. Each point represents monthly data.

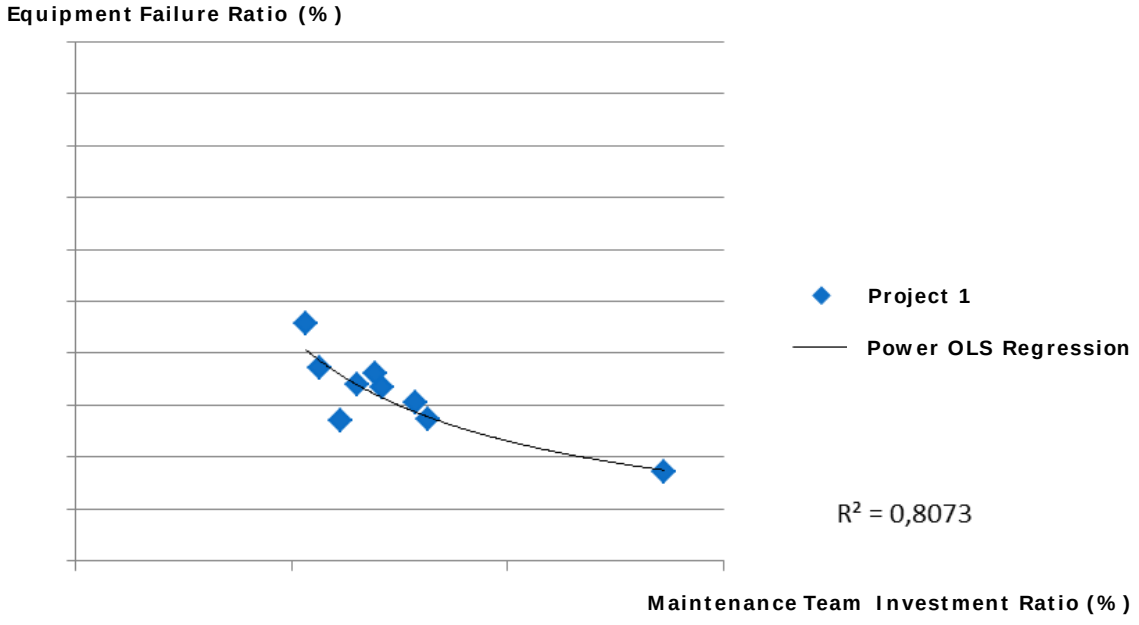


Figure 4. OLS regression for maintenance investment policy in non-harsh natural conditions

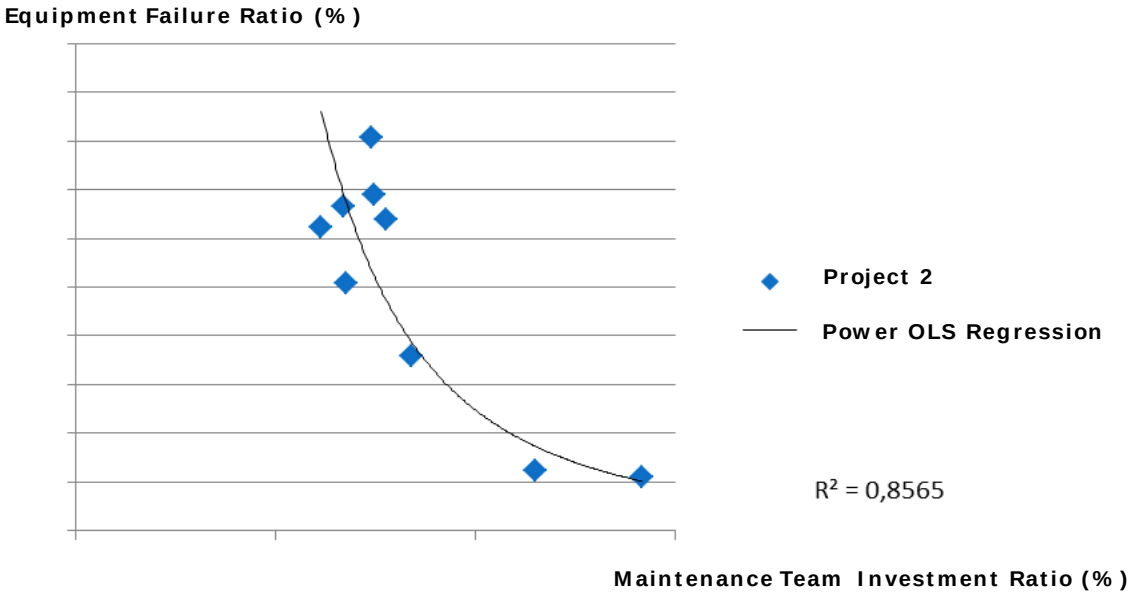


Figure 5. OLS regression for maintenance investment policy in harsh natural conditions

The optimal point for maintenance investment (x axis represent its ratio as a total of the investment in heavy machinery) is the one where *dy/dx* equals -1.

4.2.4. Paving initiative. The paving model, which also includes earthmoving operations prior to the paving process, was applied in one wind farm with two goals: first, to obtain an optimal scaling of the heavy machinery used in it; and second, to evaluate individually each equipment. The first goal is attained by using the DES model presented in this article. It is fundamental to solve this problem first in order to address the individual performances, for the DES model gives not only the optimal scaling, but also the expected optimal durations for each activity – and thus the optimal performance for each type of equipment.

For having a higher variability, due to the larger number of machines mobilized, dump trucks are chosen as a focus on the individual analysis basis. The DES model shows that dump trucks performance should be within the two inferior areas in Figure 6 – which is the area of lower costs per transported volume. The actual results, though, show that most trucks present higher costs than expected, meaning worse performances. A root-cause analysis has shown that the payment type – per day *versus* per volume – was the main driver for performance. The model, then, served not only to give the quantitative solution to paving team scaling, but also to substantiate site managers' decision making in equipment contracts.

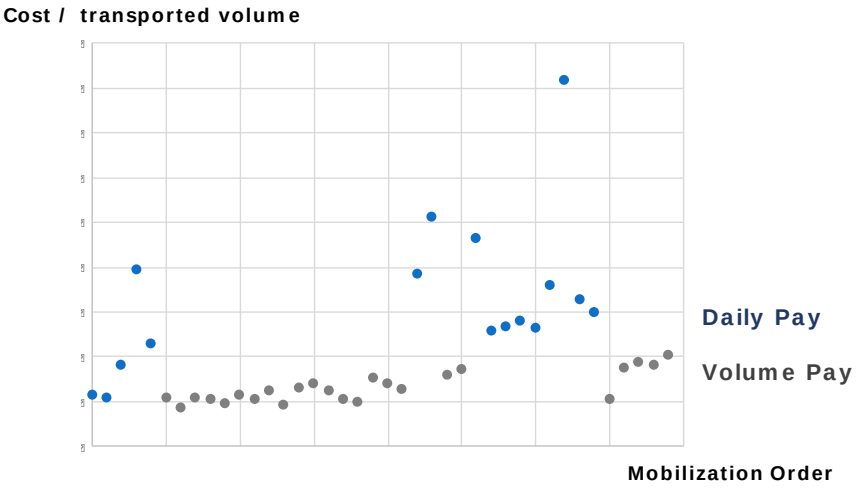


Figure 6. Individual performance analysis in concrete trucks, based on the DES model

4.2.5. Concrete initiative. The concrete process modelling presents a predictive model for its duration, based on total transported volume, number of trucks and mixer-pad distance. This confers better predictability to the managerial team, allowing them to optimize the number of concrete trucks in the field, based on having one filled foundation per day as the goal. By running the model in one wind farm project, there was a 25% cost reduction in concrete transport, due to better scaling of the main critical assets: concrete trucks.

Figure 7 presents the model performance when compared to actual duration times. Note that the predictive model is analytical and not auto-regressive. After comparing results, it was noted that the model has been overestimating individual activities durations, but the general behaviours of both time series are similar. Additionally, absolute errors were considered within a safety margin, showing that the model is robust enough to sustain universal cost reduction optimizations.

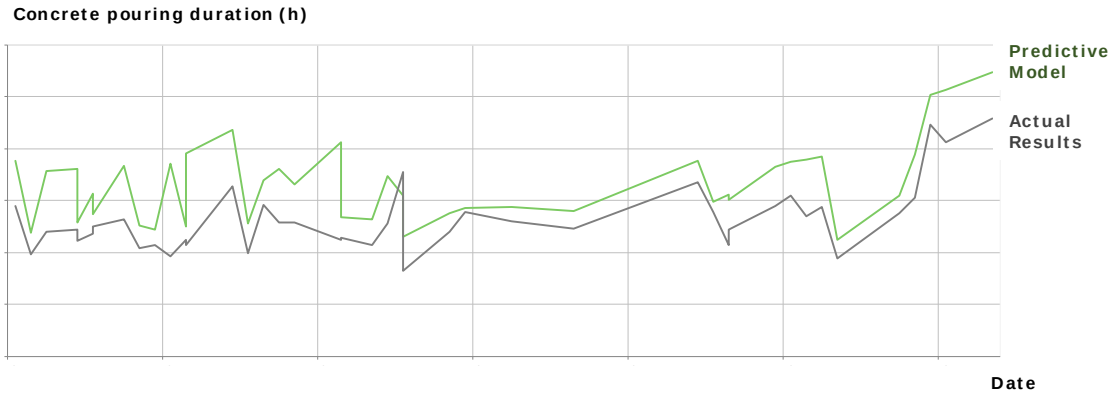


Figure 7. Concrete pouring duration predictive model *versus* actual results

5. CONCLUSION

With access to a robust set of data from six major wind farm construction projects in Brazil, and by applying concepts from a multidisciplinary literature review and using several mathematical tools, this paper presents five new optimization initiatives that have brought considerable cost reductions in field applications. These initiatives – in logistics, planning,

maintenance, paving and concrete – are related to the most critical activities – time and cost wise – within this specific type of construction projects.

Each initiative contains a specific optimization model that has been applied in the field and all of them presented validated results. These results are such as: the logistics model has reduced concrete trucks covered distances in 53 thousand kilometres, or in 56% of the original distances; the planning model has reduced in 20% the mobilized time for most relevant teams in civil works for the wind tower pad construction, including its foundation; the maintenance model has found an optimal investment policy based on different natural conditions for each project; the paving model has optimized heavy machinery scaling and created a framework for individual machine performance analysis; and the concrete model has predicted with validated accuracy the duration of the wind tower foundation concrete pouring process, reducing its transportation costs by 25%. Besides the obtained financial gains, utilization of the presented models aggregates environmental and safety benefits to contractors, for they are able to reduce key risk factors, such as covered distances, number of mobilized heavy machinery, and project duration.

Even though each initiative is analysed individually, each model has interfaces with the others – they are therefore complementary. A relevant example of this is the concrete pouring process, which is modelled by four of the five presented models. Therefore, it is possible to integrate these initiatives in a global optimization model which, with the continuation field applications, has the proven potential to confer greater technical and financial viability to the Brazilian wind energy sector.

REFERENCES

1. Gkritzka, K. and Labi, S., Estimating Cost Discrepancies in Highway Contracts: A Multistep Econometric Approach, *Journal of Construction Engineering and Management*, Vol. 134, pp 953-962, 2008.
2. Bhargava, A., Anastasopoulos, P. Ch., Labi, S., Sinha, K. C., and Mannering, F. L., Three-Stage Least- Square Analysis of Time and Cost Overruns in Construction Contracts, *Journal of Construction Engineering and Management*, Vol. 136, pp 1207-1218, 2010.
3. Oliveri, H., Granja, A. D., and Picchi, F. A., Planejamento Tradicional, Location-Based Management System e Last Planner System: Um Modelo Integrado, *Ambiente Construído*, Vol. 16, No. 1, pp 265-283, 2016.
4. Kenley, R., and Seppänen, O., *Location-Based Management for Construction: Planning, Scheduling and Control*, Spon Press, London, 2010.
5. Kim, Y. W., and Ballard, G., Management Thinking in the Earned Value Method System and Last Planner System, *Journal of Management in Engineering*, Vol. 26, No. 4, pp 223-228, 2010.
6. Büchmann-Slorup, R., Niclas, A., and Lars, F. P., *Criticality in Location-Based Management of Construction*, Technical University of Denmark, Copenhagen, 2012.
7. Smith, S. D., Osborne, J. R., and Forde, M. C., Analysis of Earth-Moving Systems Using Discrete- Event Simulation, *Journal of Construction Engineering and Management*, Vol. 121, pp 388-396, 1995.
8. Zankoul, E., and Khoury, H., Simulation of On-Shore Wind Farm Construction Process in Lebanon, *The 31st International Symposium on Automation and Robotics in Construction and Mining*, 2014.
9. Fernandes, T. C., Avaliação de Desempenho na Construção de Parques Eólicos Baseada em Simulação de Eventos Discretos, *B.Eng. Thesis*, UFC Civil Eng. Dept., Fortaleza, 2015.

10. Sztrik, J., *Basic Queueing Theory*, University of Debrecen, Debrecen, 2012.
11. Harris, R. B., and Ioannou, P. G., *Repetitive Scheduling Method*, University of Michigan, Ann Arbor, 1998.
12. Ballobás, B., *Modern Graph Theory*, Springer, New York, 1998.
13. Golumbic, M. C., *Algorithmic Graph Theory and Perfect Graphs*, Elsevier, San Diego, 2004.
14. Hoffman, K. L., Padberg, M., and Rinaldi, G., Traveling Salesman Problem, *Encyclopedia of Operations Research and Management Science*, pp. 1573-1578, 2016.
15. Farahani, R. Z., and Miandoabchi, E. (ed), *Graph Theory for Operations Research and Management: Applications in Industrial Engineering*, IGI Global, Hershey, 2013.
16. Halpin, D. W., and Riggs, L. S., *Planning and Analysis of Construction Operations*, John Wiley & Sons, New York, 1992.
17. Catalani, G., and Ricardo, H. S, *Manual Prático de Escavação: Terraplenagem e Escavação em Rocha*, Pini, Rio de Janeiro, 2007.
18. Lima, R. X., Nobre Júnior, E. F., Prata, B. A., and Weissmann, J., Distribution of Materials in Road Earthmoving and Paving: Mathematical Programming Approach, *Journal of Construction Engineering and Management*, Vol. 139, pp 1046-1054, 2013.
19. Prata, B. A., Nobre Júnior, E. F., and Barroso, G. C., *Dimensionamento de Equipes Mecânicas em Obras de Terraplenagem Usando Redes de Petri Coloridas*, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2005.
20. Côrtes, C., S., Modelo de Decisão para a Programação de Entrega de Concreto Produzido em Centrais, *M.Sc. Thesis*, USP Civil Eng. Dept., São Paulo, 2011.
21. Dekker, R., Applications of Maintenance Optmization Models: A Review and Analysis, *Reliability Engineering and System Safety*, Vol. 51, pp 229-240, 1996.
22. Edwards, D. J., and Holt, G. D., Construction Plant and Equipment Management Research: Thematic Review, *Journal of Engineering, Design and Technology*, Vol. 7, No. 2, pp 186-206, 2009.
23. Wu, S., Gebraeel N., Lawley, M. A., and Yih, Y., A Neural Network Integrated Decision Support System for Condition-Based Optimal Predictive Maintenance Policy, *Transactions of Systems, Man and Cybernetics – Part A: Systems and Humans*, Vol. 37, No. 2, pp 226-236, 2007.