

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**OTIMIZAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO PELA SELEÇÃO ADEQUADA DA
POTÊNCIA NOMINAL DE SEUS AEROGERADORES**

por

Evelyn Dierks

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, novembro de 2021



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

OTIMIZAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO PELA SELEÇÃO ADEQUADA DA
POTÊNCIA NOMINAL DE SEUS AEROGERADORES

por

Evelyn Dierks

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Banca examinadora:

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro – DELET / UFRGS
Eng. Me. Guilherme Silveira de Moraes – Enerfín do Brasil
Profª. Dra. Mariana Resener – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 17 de novembro de 2021.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, pelo apoio incondicional e dedicação total à minha educação durante a vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais por sempre acreditarem na minha capacidade de alcançar os meus sonhos, além do contínuo e incansável incentivo e motivação.

Agradeço ao meu orientador Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro pela essencial ajuda e disponibilidade ao longo da elaboração deste trabalho.

DIERKS, E. Otimização de um parque eólico pela seleção adequada da potência nominal de seus aerogeradores. 2021. 29 f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo analisar e comparar diferentes modelos e potências de aerogeradores para, aproximadamente, a mesma potência total estabelecida para um empreendimento eólico. Tendo como base um mesmo terreno, com os mesmos dados de vento fornecidos pelo Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, e dimensões das turbinas eólicas dadas por catálogos de fabricantes, traça-se um estudo focado na escolha otimizada da capacidade nominal do aerogerador para as condições estipuladas. A quantidade e a disposição das máquinas são dadas pelos requisitos mínimos para se evitar os efeitos negativos relacionados ao fenômeno de esteira. Além disso, se considera também os custos e investimentos associados (como o custo de adquirir e instalar a turbina eólica, além das despesas com operação e manutenção – O&M) a cada classe de aerogerador considerada para avaliação financeira, em paralelo com a avaliação de eficiência energética.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Eólica, Aerogerador, Energia Renovável.

DIERKS, E. **Optimization of a wind farm by properly selecting the rated power of its wind turbines.** 2021. 29 p. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

ABSTRACT

This work aims to analyze and compare different models and powers of wind turbines for approximately the same total power established for a wind project. Based on the same terrain, with the same wind data provided by the Wind Atlas of Rio Grande do Sul, and dimensions of the wind turbines given by manufacturers' catalogs, this study is focused on the optimized choice of the rated capacity of the wind turbine for the stipulated conditions. The quantity and layout of the machines are given by the minimum requirements to avoid the negative effects related to the turbulence phenomenon. In addition, the associated costs and investments (such as the cost of purchasing and installing the wind turbine, in addition to O&M expenses) are also considered for each class of wind turbine considered for financial evaluation, in parallel with the energy efficiency evaluation.

KEYWORDS: Wind Energy, Wind Turbine, Renewable Energy.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	2
2.1	A Energia e a Sociedade.....	2
2.2	Impactos Ambientais da Geração de Eletricidade.....	2
2.3	Energias Renováveis	3
2.4	A Energia Eólica	4
2.4.1	Definição	4
2.4.2	História	4
2.4.3	O Aerogerador e os Princípios da Conversão de Energia.....	5
2.4.4	Densidade de Probabilidade da Velocidade do Vento.....	6
2.4.5	Disposição dos Aerogeradores	7
2.4.6	Custos Associados	7
2.5	Análise Financeira.....	7
3	METODOLOGIA DESENVOLVIDA	8
3.1	Escolha do Local para a Implantação do Parque Eólico	8
3.2	Aplicação da Função de Weibull.....	9
3.3	Seleção dos Aerogeradores.....	9
3.4	Definição da Potência Total do Parque Eólico.....	9
3.5	Aplicação das Condições Mínimas de Distanciamento entre os Aerogeradores.....	10
3.6	Cálculo da Energia Anual Gerada e Fator de Capacidade.....	10
3.7	Cálculo da Potência em Função da Área Varrida pelas Pás dos Aerogeradores	10
3.8	Fluxo de Caixa e Análise Financeira.....	10
4	DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO DE CASO	11
4.1	Delimitação do Problema e Coleta de Dados	11
4.1.1	Definição do Local de Estudo	11
4.1.2	Dados de Vento Locais.....	14
4.1.3	Definição dos Aerogeradores	14
4.1.4	Definição da Potência Total do Parque Eólico.....	15
4.2	Aplicação dos Dados e Resultados Parciais	15
4.2.1	Configuração do Vento.....	15
4.2.2	Disposição dos Aerogeradores e Área Total do Empreendimento.....	16
4.2.3	Energia Produzida e Fator de Capacidade.....	18
4.2.4	Potência em Função da Área Varrida e do Coeficiente de Potência	19
4.2.5	Análise de Viabilidade Financeira.....	19
5	RESULTADOS FINAIS	22

6	CONCLUSÕES.....	23
---	-----------------	----

1 INTRODUÇÃO

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), o Brasil tem um potencial de geração de energia eólica estimado em cerca de 500 GW, o suficiente para atender o triplo da demanda atual de energia do país em 2019 (ABEEólica, 2019). No cenário mundial, o crescimento da energia eólica é visível. De acordo com a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), nos últimos dez anos, a capacidade instalada praticamente quadruplicou, além de representar, em 2020, cerca de 18% do total de energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis, considerando apenas a geração *onshore* (IRENA, 2021).

Do ponto de vista ambiental, a produção de potência e o uso final da energia podem causar danos representativos: desde a poluição do ar, até as doenças respiratórias por ela causadas e o aumento da temperatura global (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014). Nesse contexto, o Brasil está comprometido em reduzir em 37% o nível de emissão de gases de efeito estufa de 2005 até 2025. Para isso, a energia renovável e, em especial a energia eólica, contribui de forma significativa, uma vez que é a maneira menos poluente de se produzir energia elétrica atualmente. Estima-se que, para cada MW instalado em parques eólicos, há a redução da emissão 23 Mt de gás carbônico na atmosfera, o que corresponde a 16 milhões de carros em circulação (LUCENA, J.; LUCENA, K., 2019).

A disseminação da potencialidade dos ventos se dá, principalmente, pela segurança proporcionada por esse sistema, tanto em questão de suprimento energético quanto na integração com a população e com o meio ambiente (BERTOLDI, 2013). Os benefícios socioeconômicos vão além de gerar renda para os locatários das terras ocupadas por parques eólicos (LUCENA, J.; LUCENA, K., 2019), mas também são criados empregos nas diversas áreas envolvidas na operação de um parque eólico. Em 2018, cerca de 1,16 milhão de pessoas estavam empregadas nesse ramo, sendo que a perspectiva é que, em 2030, esse número seja de 3,7 milhões no mundo todo (IRENA, 2019).

A quantidade de potência que se pode extrair dos ventos depende, principalmente, da capacidade nominal do aerogerador e do diâmetro de suas pás. De modo geral, quando a velocidade do vento dobra, a potência que pode ser convertida em energia elétrica é aumentada em oito vezes (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014). Por isso, para se determinar qual o melhor aerogerador em um parque eólico, é necessário comparar, a partir de uma potência total desejada, máquinas de pequeno, médio e grande porte. Aerogeradores são considerados de pequeno porte quando possuem até 100 kW, de médio porte quando apresentam potência de 100 kW até 1 MW e de grande porte, com capacidades próximas dos 10 MW (TONG, 2010).

Ao mesmo tempo em que a tendência mundial é fortemente ligada aos aerogeradores de grande porte, é importante analisar custos a eles associados, assim como suas vantagens e desvantagens (TONG, 2010). A partir de uma análise comparativa entre diferentes potências unitárias de aerogeradores, é possível considerar fatores como custos iniciais, manutenção, complexidade de componentes e retorno financeiro para o investidor, traçando a melhor estratégia para a localidade e o terreno escolhido para a usina eólica.

Com este trabalho, se objetiva analisar de forma comparativa aerogeradores diferentes para, aproximadamente, gerar uma mesma potência total em mesmo sítio selecionado para um empreendimento eólico. A base de dados de velocidade dos ventos será obtida a partir de Altas Eólico e as dimensões dos aerogeradores serão coletadas em catálogos dos fabricantes. A partir das premissas de distanciamento mínimo entre as máquinas no terreno para se evitar efeitos de esteira, será definida a quantidade de aerogeradores necessária para cada potência unitária escolhida. Para fins de comparação, serão analisados aerogeradores de pequeno, médio e grande porte, assumindo como parâmetros relevantes para tal a eficiência, o fator de capacidade e os custos associados a cada tipo de máquina, com auxílio de planilhas eletrônicas.

A partir da análise supracitada, se espera confrontar as vantagens e desvantagens de usinas eólicas compostas por aerogeradores de diferentes tamanhos e potências, tanto em termos de produção de energia elétrica e aproveitamento do recurso eólico disponível na localidade, quanto em termos financeiros de investimento inicial e manutenção dos equipamentos por meio de análise da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do Valor Presente Líquido (VPL).

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

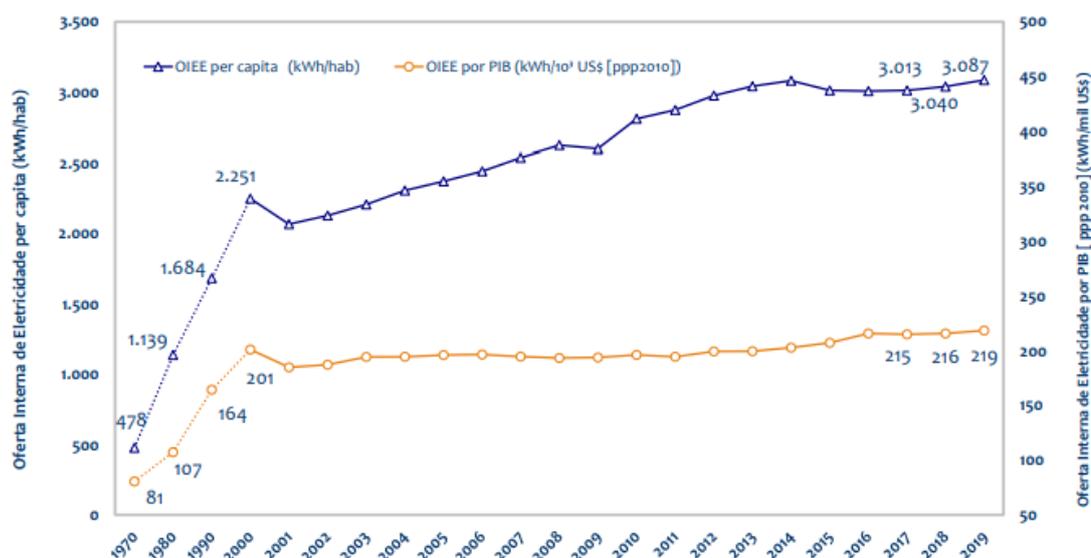
2.1 A Energia e a Sociedade

A energia, em si, é descrita pelo que pode fazer e na forma que ela se manifesta: a energia cinética dos ventos é convertida em energia elétrica, a energia química é transformada em calor. Da mesma forma, a energia é um dos principais fatores que constituem a sociedade moderna, sendo necessária para criar bens e fornecer serviços. O desenvolvimento econômico e os padrões de vida alcançados pela sociedade atualmente dependem fortemente da disponibilidade e da segurança do abastecimento de energia elétrica. Nesse contexto, só será possível crescer economicamente de forma sustentável e com qualidade de vida se o uso dos recursos energéticos e a criação de novas tecnologias ocorrerem de modo bem planejado e eficiente (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014).

Pode-se resumir as relações descritas acima da seguinte forma: “Entender a energia significa entender os recursos energéticos e suas limitações, bem como as consequências ambientais de sua utilização. Energia, meio ambiente e desenvolvimento econômico estão forte e intimamente conectados.” (HINRICHS, KLEINBACH, REIS, 2014, p.3).

No Brasil, é possível acompanhar o crescimento da oferta interna de energia elétrica por habitante e por Produto Interno Bruto (PIB) por meio do Gráfico 2.1.

Gráfico 2.1 – Evolução dos indicadores de energia elétrica per capita e por PIB para o Brasil, de 1970 até 2019.



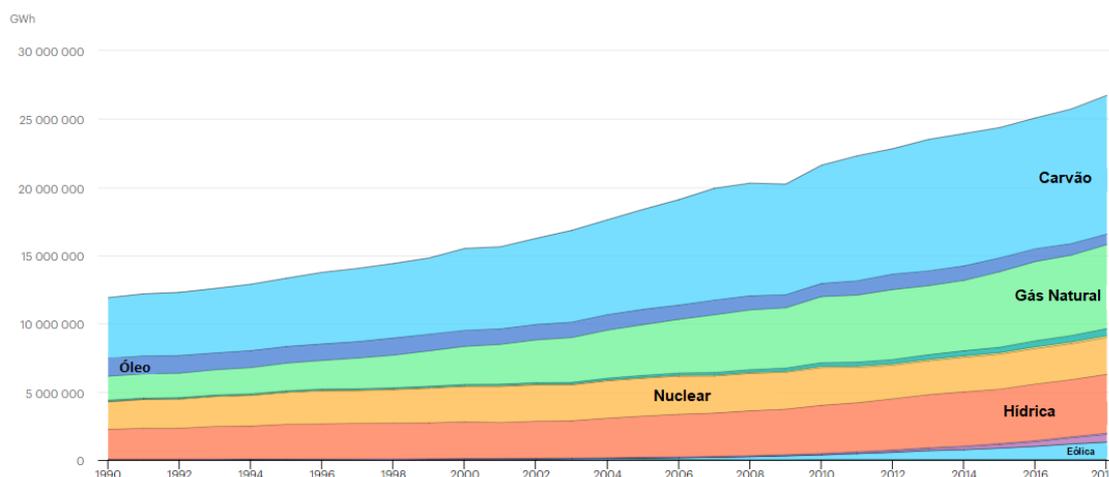
Fonte: EPE, 2020.

Como para produzir determinado bem é necessário energia, naturalmente se espera uma relação constante entre o PIB e a demanda por eletricidade. Ao longo dos anos, nota-se, porém, um crescimento menos acentuado da quantidade de energia elétrica ofertada internamente para cada pessoa no Brasil. Esse fato vai ao encontro com a premissa de que não é possível manter os padrões da sociedade atual sem energia, mas considerar a eficiência desse uso também é essencial (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014). A partir dos anos 2000, ainda fazendo-se referência ao Gráfico 2.1, percebe-se uma mudança de comportamento significativa nesse equilíbrio entre o “problema de energia” com o “problema de meio ambiente” (KALTSCHMITT; STREICHER; WIESE, 2007).

2.2 Impactos Ambientais da Geração de Eletricidade

Desde a revolução industrial, foi observado um crescimento significativo da utilização de combustíveis fósseis, tanto para transporte quanto para a geração de energia elétrica (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014). Ainda hoje, se observa que a principal fonte de produção de eletricidade a nível mundial é o carvão, conforme ilustrado no Gráfico 2.2.

Gráfico 2.2 – Evolução da produção de eletricidade mundial com indicação de GWh por fonte.



Fonte: IEA, 2020 (traduzido).

Após a crise do petróleo de 1970, algumas mudanças foram iniciadas no âmbito dos impactos ambientais gerados pelas atividades humanas. Para a produção de energia elétrica, surgiram preocupações relacionadas com o aquecimento global e a chuva ácida. Além disso, outro impacto relevante percebido da poluição gerada pelas fontes não renováveis foram as doenças respiratórias e cardíacas. Dados fornecidos pela Organização Mundial da Saúde sugerem que 3 milhões de pessoas morrem atualmente em consequência desse tipo de enfermidade (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014).

Para concretizar mudanças no ritmo dos impactos ambientais da produção de eletricidade, a tendência é a diversificação das fontes presentes na matriz elétrica mundial, através da inserção de fontes consideradas renováveis (TONG, 2010).

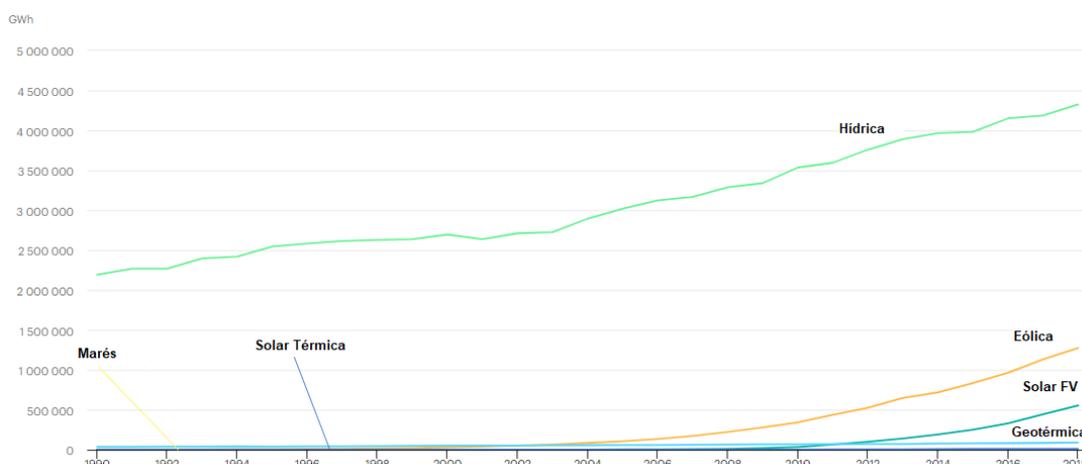
2.3 Energias Renováveis

A energia renovável pode ser definida como uma fonte de energia primária inesgotável dentro da dimensão de tempo da humanidade. Ela é continuamente gerada e renovada pelas fontes disponíveis na natureza, como o sol e as marés. O sol também é responsável por outros tipos de fenômenos naturais, como o vento e o recurso hídrico, que podem ser, da mesma forma, utilizados para produção de energia elétrica renovável (KALTSCHMITT; STREICHER; WIESE, 2007). As principais fontes de energia elétrica renováveis são: solar, eólica, hídrica e geotérmica. Cada uma pode ser aproveitada da melhor maneira, dependendo das condições locais e dos recursos naturais disponíveis (KALTSCHMITT; STREICHER; WIESE, 2007).

Os recursos energéticos renováveis apresentam muitas vantagens, além de possuir um potencial de geração imenso (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014). Uma de suas principais vantagens está no fato das fontes renováveis não serem (ou serem minimamente) poluentes. A fonte eólica, por exemplo, praticamente elimina a emissão de gases como CO₂, SO₂, NO_x e outros dejetos decorrentes de sua operação (TONG, 2010).

A crescente preocupação com as questões ambientais, principalmente no que tange o aquecimento global e a poluição da atmosfera (e suas consequências, conforme citado na seção 2.2), assim como os incentivos governamentais na garantia de um preço competitivo, tem impulsionado o crescimento das usinas de geração de energia elétrica por fonte renovável (PATEL, 1999; TONG, 2010). Esse fato pode ser observado no Gráfico 2.3, que apresenta a evolução da participação de cada fonte renovável no cenário mundial.

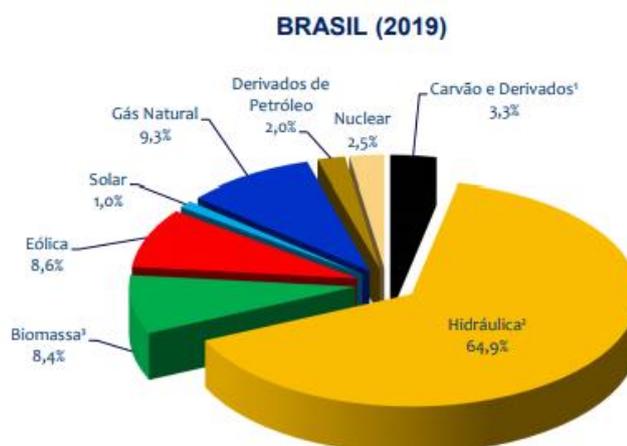
Gráfico 2.3 – Evolução da participação de cada fonte renovável na matriz elétrica mundial, em GWh.



Fonte: IEA, 2020 (traduzido).

Nota-se, a partir do Gráfico 2.3, que a fonte hídrica é predominante na matriz elétrica mundial, considerando apenas os recursos renováveis. Apesar disso, a fonte eólica tem mostrado crescimento nos últimos 10 anos. A mesma condição pode ser observada no Gráfico 2.4, que retrata a matriz elétrica do Brasil em 2019.

Gráfico 2.4 – Matriz elétrica brasileira em 2019.



Fonte: EPE, 2020.

2.4 A Energia Eólica

2.4.1 Definição

O vento é ar em movimento. Esse movimento é gerado, basicamente, pela circulação das camadas de ar da atmosfera devido à diferença de temperatura entre elas. A energia eólica, portanto, é a energia cinética desse movimento de ar (PINTO, 2012).

2.4.2 História

Estima-se que a utilização dos ventos para produção de trabalho útil em atividades do homem tenha iniciado entre 2000 e 1700 a.C.. O vento foi uma das primeiras fontes naturais a ser explorada, principalmente para bombeamento de água e moagem de grãos (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014). Porém, apenas nos séculos XVII e XVIII, acompanhado do desenvolvimento da matemática e da física, que a tecnologia dos ventos foi considerada como uma verdadeira solução (PINTO, 2012). Na Europa, a Holanda, ainda hoje conhecida pelos seus moinhos de vento, difundiu a utilização dessa tecnologia para drenagem da terra e moagem de grãos, sendo que no ano de 1750, já possuía cerca de 8 mil exemplares em seu território (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014).

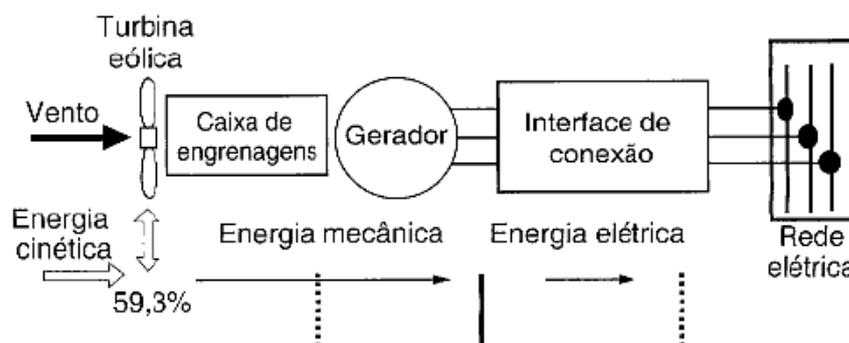
Apesar de ter passado por uma época de declínio após a introdução do motor a vapor com a Revolução Industrial, a utilização do vento ganhou força com o advento da primeira turbina eólica para geração de energia elétrica, ocorrido em 1887, na Escócia. Na primeira metade do século XX, uma grande quantidade de esforços foi percebida rumo ao desenvolvimento que viria a influenciar a tecnologia eólica que se tem nos dias de hoje (PINTO, 2012).

Com a variação do preço do petróleo e as incertezas geradas pelas duas grandes guerras mundiais, apenas nos anos de 1970, com a crise do petróleo, a energia eólica finalmente recebeu o impulso para entrar nas matrizes elétricas mundiais. Com o significativo aumento dos combustíveis fósseis, se percebeu a fragilidade da dependência da importação do petróleo, que colocava em risco a segurança energética de muitos países considerados desenvolvidos (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014). Assim, o uso comercial da energia eólica para produção de eletricidade foi iniciado na Dinamarca, seguido pelos Estados Unidos, cuja regulamentação do acesso à rede de distribuição de energia elétrica já estava assegurada pelo governo.

2.4.3 O Aerogerador e os Princípios da Conversão de Energia

Aerogeradores são turbinas eólicas que são capazes de absorver parte da energia cinética do vento, transformar em energia mecânica através da rotação de suas pás e, posteriormente, converter em energia elétrica pelo seu gerador elétrico acoplado (PINTO, 2012). A operação de transformação da energia eólica em energia elétrica está descrita na Figura 2.1.

Figura 2.1 – Desenho esquemático das etapas de conversão da energia cinética do vento em energia elétrica.



Fonte: PINTO, 2012.

Resumidamente, a pressão do vento faz girar o rotor da turbina eólica, que, por sua vez, é constituído por um determinado número de pás. O eixo do rotor é conectado, por meio de engrenagens (ou de forma direta) ao gerador elétrico, que fará a entrega da energia elétrica para o seu destino final. (HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014).

A potência que pode ser extraída do vento pela turbina eólica pode ser descrita pela Equação 2.1, onde ρ é a massa específica do ar, em kg/m^3 , A é a área varrida pelas pás da turbina, em m^2 , e V é a velocidade do vento, em m/s (PATEL, 1999).

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (2.1)$$

Assim, nota-se que a potência que pode ser retirada do vento que chega ao rotor de um aerogerador é linearmente dependente da massa específica do ar local e da área varrida pelas suas pás; já a relação com a velocidade do vento é cúbica. Porém, nem toda energia eólica do vento à montante da turbina pode ser convertida em energia mecânica pelo rotor, pois alguma parcela dela deve continuar na corrente de ar que estará à jusante das pás (PATEL, 1999).

Em termos práticos, a real potência que pode ser extraída do vento depende da diferença entre as velocidades a montante e a jusante das pás do aerogerador. Nesse contexto, é inserida a variável C_p , que representa o coeficiente de potência do rotor e faz menção à parcela do vento que chega à turbina que é

devidamente aproveitada (PATEL, 1999). Assim, pode-se reescrever a Equação 2.1 na forma da Equação 2.2.

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (2.2)$$

O máximo valor que a variável C_p pode assumir é de 0,59 e é definido pelo limite de Betz. Esse valor ocorre quando a razão entre a velocidade do vento a jusante e a montante das pás é igual a 1/3 (PATEL, 1999). Porém, cabe ressaltar que esse limite se refere apenas à questão aerodinâmica. Considerando as perdas no processo de conversão em energia elétrica, as turbinas mais modernas conseguem atingir um coeficiente de potência na faixa dos 0,45 a 0,5 (PINTO, 2012).

O rendimento de uma turbina eólica pode ser estimado a partir do seu fator de capacidade, que expressa, em termos percentuais, a relação entre a energia gerada ao longo de um período de tempo e a sua capacidade nominal de produção (PINTO, 2012).

2.4.4 Densidade de Probabilidade da Velocidade do Vento

A velocidade do vento varia de forma sazonal e aleatória. Por isso, se torna necessária a sua discretização em faixas de 1 m/s, com a respectiva frequência relativa de ocorrência ao longo do período de análise. Esses dados podem ser medidos em estações anemométricas, ou podem ser calculados de acordo com a função de densidade de probabilidade da velocidade do vento no local selecionado (CUSTÓDIO, 2013).

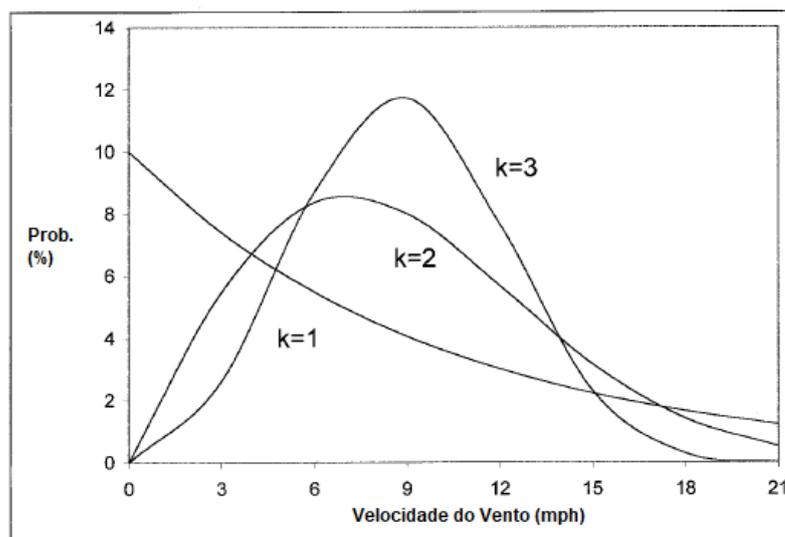
A função de densidade de probabilidade que mais se adequa às características do vento é a função de Weibull, que pode ser descrita pela Equação 2.3.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.3)$$

Onde v é a velocidade do vento, em m/s, c é o fator de escala, em m/s e k é o fator de forma, que é um parâmetro adimensional. O fator de escala está relacionado com a velocidade média do vento no local de estudo; já o fator de forma representa a variância da velocidade do vento em torno da sua média (CUSTÓDIO, 2013).

Como resultado da função descrita pela Equação 2.3, tem-se as frequências de ocorrência, em porcentagem, de cada faixa de velocidades escolhida, que, quando plotado, será tipicamente uma curva como a apresentada no Gráfico 2.5, com o valor de fator de forma igual a 2.

Gráfico 2.5 – Função de Weibull para diferentes valores de fator de forma.

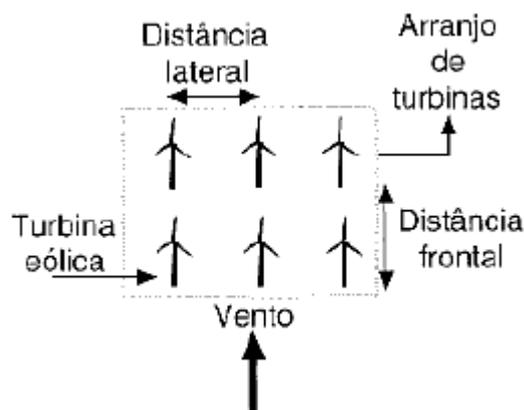


Fonte: PATEL, 1999.

2.4.5 Disposição dos Aerogeradores

Quando o vento passa por uma turbina eólica, esse sofre modificações em sua estrutura (através da inclusão de turbulência) e em sua velocidade. Esse fenômeno é chamado de esteira, e pode reduzir o rendimento dos aerogeradores (PINTO, 2012). A Figura 2.2 ilustra um esquema básico de disposição das máquinas em um parque eólico.

Figura 2.2 – Esquema básico da disposição das turbinas eólicas em uma usina.



Fonte: PINTO, 2012.

Como a esteira diminui à medida que se afasta da turbina que a gerou, deve-se estipular distâncias mínimas entre as máquinas para que o efeito desse fenômeno seja reduzido. Geralmente, se usa como parâmetro o diâmetro do rotor, e se considera aceitável para a distância lateral de 3 a 5D e para a distância frontal, de 5 a 7D (PINTO, 2012).

2.4.6 Custos Associados

A energia eólica é uma das fontes renováveis mais baratas na atualidade. O custo de produzir eletricidade a partir do vento é comparável com o custo de produzir a mesma quantidade com combustíveis fósseis, porém, de forma bem menos poluente (PINTO, 2012).

No Brasil, o custo de implantação de um parque eólico é da ordem de 4000 R\$/kW. Nesse valor estão incluídos os custos com a compra dos aerogeradores (70%), com as obras civis (15%), com a rede elétrica (10%) e com o projeto e administração (5%) (CUSTÓDIO, 2013). Para os custos operacionais, pode-se citar, basicamente, a amortização do financiamento do investimento, a operação e manutenção (O&M), tributos e taxas, arrendamento de terrenos, administração, gerenciamento e seguros. Para usinas brasileiras, a amortização do financiamento representa de 70% a 75% dos custos operacionais citados anteriormente (CUSTÓDIO, 2013).

O preço médio da energia produzida por fonte eólica adotado internacionalmente é de 75 US\$/MWh a 97 US\$/MWh. Já no Brasil, esse preço é de cerca de 100 R\$/MWh, o que o coloca entre os mais baixos do mundo, visto que, em geral, o custo da energia no Brasil é menor devido à grande disponibilidade de recursos hídricos (CUSTÓDIO, 2013). Nesse contexto, os recentes leilões realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no ano de 2019, apresentaram uma média de preços de 79,98 R\$/MW e 95,86 R\$/MW, nas modalidades A-4 (início de suprimento em 2023) e A-6 (início de suprimento em 2025), respectivamente (ANEEL, 2020). Esse fato comprova a faixa de preços adotada para novos projetos eólicos no país.

2.5 Análise Financeira

Para se avaliar alternativas de investimentos financeiros, pode-se utilizar alguns métodos baseados nos princípios da Engenharia Econômica. Porém, todos eles estão fundamentados em reconhecer a variação do valor do dinheiro no tempo. Para essas análises, deve-se estipular uma taxa de juros igual à taxa mínima de atratividade (TMA), que pressupõe uma rentabilidade mínima aceitável para a aplicação em questão (OLIVEIRA, 1982).

Nesse trabalho serão utilizados dois métodos de análise de investimentos. Primeiramente, a taxa interna de retorno (TIR), que corresponde à taxa de juros para a qual o valor presente líquido (VPL) do projeto se torna nulo, ou seja, torna o valor dos lucros futuros igual ao valor das despesas. Por se tratar,

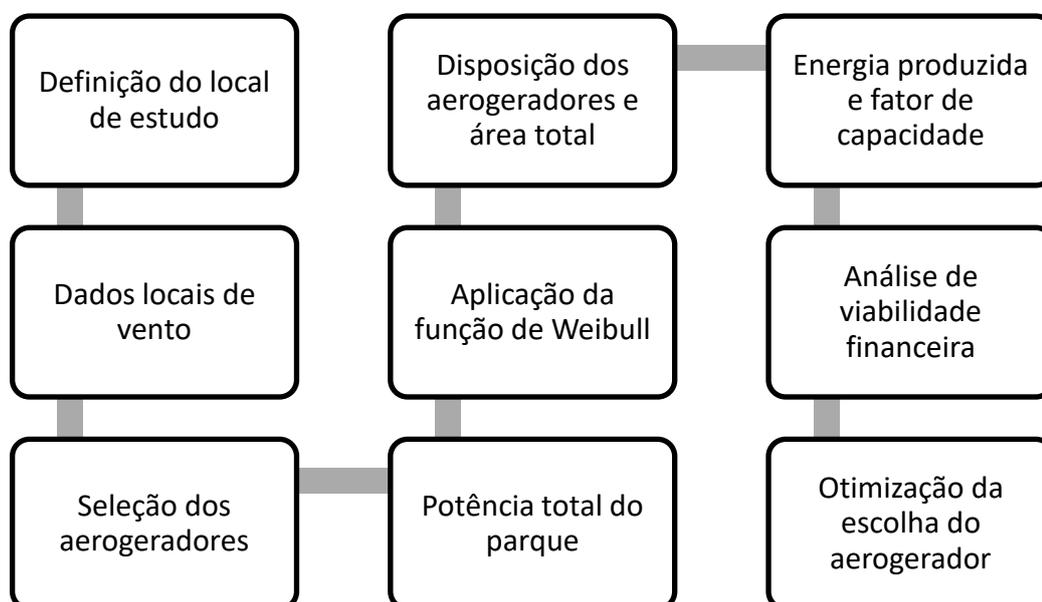
portanto, da taxa de remuneração do capital investido no projeto, deve-se ter uma TIR superior à TMA (OLIVEIRA, 1982).

Outro método escolhido para integrar o presente estudo é o do Valor Presente Líquido (VPL). Basicamente, o VPL é descrito pela transferência de todas as variações de caixa para o instante presente, considerando uma taxa mínima de atratividade. Um projeto com VPL positivo significa que o valor presente das receitas é maior do que o valor presente das despesas, ou seja, é interessante financeiramente. Da mesma forma, um projeto com VPL negativo deve ser rejeitado, pois os benefícios financeiros não são suficientes para compensar os investimentos realizados (OLIVEIRA, 1982).

3 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

A metodologia desse trabalho é dividida em alguns passos, que, resumidamente, podem compor o projeto de uma usina eólica ligada ao SIN (Sistema Integrado Nacional), conforme apresentado no esquema da Figura 3.1.

Figura 3.1 – Esquema da metodologia geral de projetos eólicos.

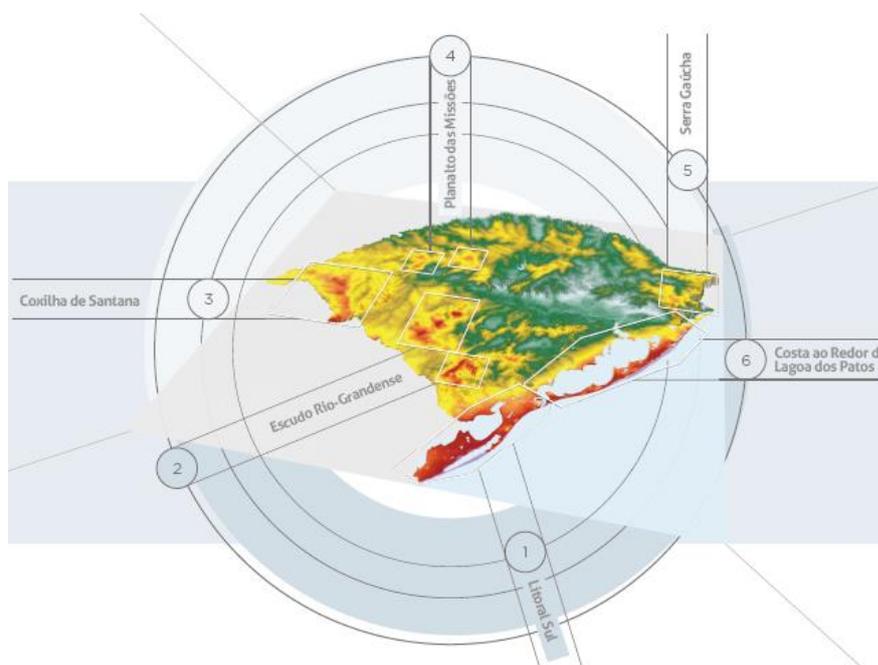


Fonte: CUSTÓDIO, 2013 (editado).

3.1 Escolha do Local para a Implantação do Parque Eólico

Para iniciar um projeto eólico, é necessário direcionar a atenção para regiões com características promissoras e observar alguns critérios para uma escolha acertada da localidade de sua implantação. A Figura 3.2 apresenta em destaque algumas regiões com características favoráveis para projetos eólicos no Estado do Rio Grande do Sul, em termos de potencial eólico.

Figura 3.2 – Regiões com potencial eólico promissor no Rio Grande do Sul.



Fonte: GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, 2014.

As regiões em vermelho no mapa da Figura 3.2 representam os maiores potenciais eólicos do estado. Dentre elas, estão o Litoral Sul, o Escudo Rio-Grandense, a Coxilha de Santana, Planalto das Missões, Serra Gaúcha e Costa ao Redor da Lagoa dos Patos.

Além disso, para o melhor desempenho das turbinas eólicas na área a ser selecionada, é preciso considerar os seguintes aspectos: valores baixos de rugosidade do solo, distância significativa de possíveis obstáculos (como cidades, bosques e cumes), acessos disponíveis ao terreno e cuidado com restrições ambientais (tais como reservas e territórios indígenas) (CUSTÓDIO, 2013).

3.2 Aplicação da Função de Weibull

Para a determinação da distribuição de frequências relativas da velocidade do vento, aplica-se a Equação 2.3, na qual os parâmetros de fator de forma e fator de escala podem ser obtidos a partir do Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, considerando a localidade previamente escolhida. A discretização das faixas de velocidade de vento é feita em intervalos de 1 m/s, e abrange desde a velocidade nula até velocidades acima de 20 m/s.

Com os dados fornecidos pela função de Weibull, é possível traçar a curva que relaciona a probabilidade de ocorrência com as faixas de velocidade de vento predefinidas.

3.3 Seleção dos Aeroogeradores

A seleção dos aeroogeradores analisados nesse trabalho é dada de acordo com a potência nominal de cada máquina, sendo que diferentes ordens de grandeza serão consideradas. O critério de escolha é baseado na disponibilidade de dados públicos em catálogos de fabricantes, uma vez que serão necessárias curvas de potência de cada modelo para o cruzamento com as informações fornecidas pela função de densidade de probabilidade das velocidades do vento.

3.4 Definição da Potência Total do Parque Eólico

A definição da potência total do parque eólico estudado é definida de forma que seja considerada uma quantidade inteira de aeroogeradores de todos os modelos selecionados. Uma margem de 5% para mais e para menos da potência total escolhida é aceita, a fim de evitar potências unitárias incompletas para as turbinas eólicas.

3.5 Aplicação das Condições Mínimas de Distanciamento entre os Aerogeradores

A disposição dos aerogeradores no terreno selecionado é baseada nas premissas de distanciamento mínimo exigidas para se evitar os efeitos da esteira. De acordo com o diâmetro de cada modelo de turbina eólica, e com as distâncias mencionadas na seção 2.4.5, é possível estimar a área total do terreno e a distribuição das diferentes quantidades de máquinas necessárias para se obter a potência total do parque eólico, definida anteriormente.

3.6 Cálculo da Energia Anual Gerada e Fator de Capacidade

A geração de energia elétrica de um parque eólico é a principal forma de retorno financeiro desse investimento. Por isso, estima-se a Energia Anual Gerada (EAG), uma vez que essa engloba as variações sazonais do vento ao longo do ano (CUSTÓDIO, 2013).

A EAG é obtida a partir do cruzamento entre a frequência de ocorrência de uma determinada velocidade do vento (dada pela função de Weibull) e a correspondente potência produzida pelo aerogerador (dada pela curva de potência da máquina) para essa mesma velocidade (CUSTÓDIO, 2013). A Equação 3.1 ilustra esse raciocínio.

$$EAG = \sum [f(v) P(v)] 8760 \quad (3.1)$$

Onde v é a velocidade do vento, em m/s, $f(v)$ é a função de densidade de probabilidade, em percentual, e $P(v)$ é a potência produzida pelo aerogerador em função do vento v , em kW. A interpretação da Equação 3.1 indica que será gerada a potência P durante um percentual f do tempo em um ano, quando estiver ventando na velocidade v . A potência resultante multiplicada por 8760 (quantidade de horas no ano), é igual à EAG, em kWh (CUSTÓDIO, 2013).

Para cada modelo de aerogerador selecionado, após o cálculo da EAG, é necessário determinar o fator de capacidade (FC). O FC é uma porcentagem que exprime o quanto o aerogerador ou a usina eólica produziu, em comparação com a capacidade de produção nominal (PINTO, 2012). O FC é dado pela Equação 3.2.

$$FC = \frac{EAG}{8760 P_{nom}} \quad (3.2)$$

Onde P_{nom} é a potência nominal da turbina eólica ou do parque eólico, em kW. O fator de capacidade é uma medida importante na determinação da performance de uma usina eólica, uma vez que pode ser um parâmetro de comparação entre empreendimentos.

3.7 Cálculo da Potência em Função da Área Varrida pelas Pás dos Aerogeradores

A partir da dimensão do diâmetro das pás de um aerogerador, pode-se obter a área por elas varrida. Essa área está presente na Equação 2.2, e varia de acordo com os modelos de turbina eólica escolhidos anteriormente. Adicionalmente, é possível incluir o rendimento total do aerogerador – que considera todas as perdas nos componentes da máquina – nessa mesma equação, que fornece a Equação 3.3 (CUSTÓDIO, 2013).

$$P = \frac{1}{2} \eta \rho A V^3 C_p \quad (3.3)$$

Onde η é o rendimento total do aerogerador. Assim, para se obter outro importante fator de análise e comparação entre os modelos selecionados nesse trabalho, se mantém constante todos parâmetros da Equação 3.3, exceto a área varrida pelas pás da turbina eólica.

3.8 Fluxo de Caixa e Análise Financeira

Para a montagem do fluxo de caixa do empreendimento eólico abordado nesse trabalho, é necessário considerar um horizonte de tempo compatível com a vida útil das turbinas eólicas e com a duração média dos contratos de energia no Brasil. Dentro desse período, os custos são estimados por kW

instalado, assim como mencionado na seção 2.4.6; já a receita é estimada de acordo com a EAG e com o preço médio dos últimos leilões realizados no país.

Aplica-se os métodos de TIR e de VPL em planilhas eletrônicas para avaliar a viabilidade e rentabilidade financeira do empreendimento proposto.

4 DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO DE CASO

4.1 Delimitação do Problema e Coleta de Dados

4.1.1 Definição do Local de Estudo

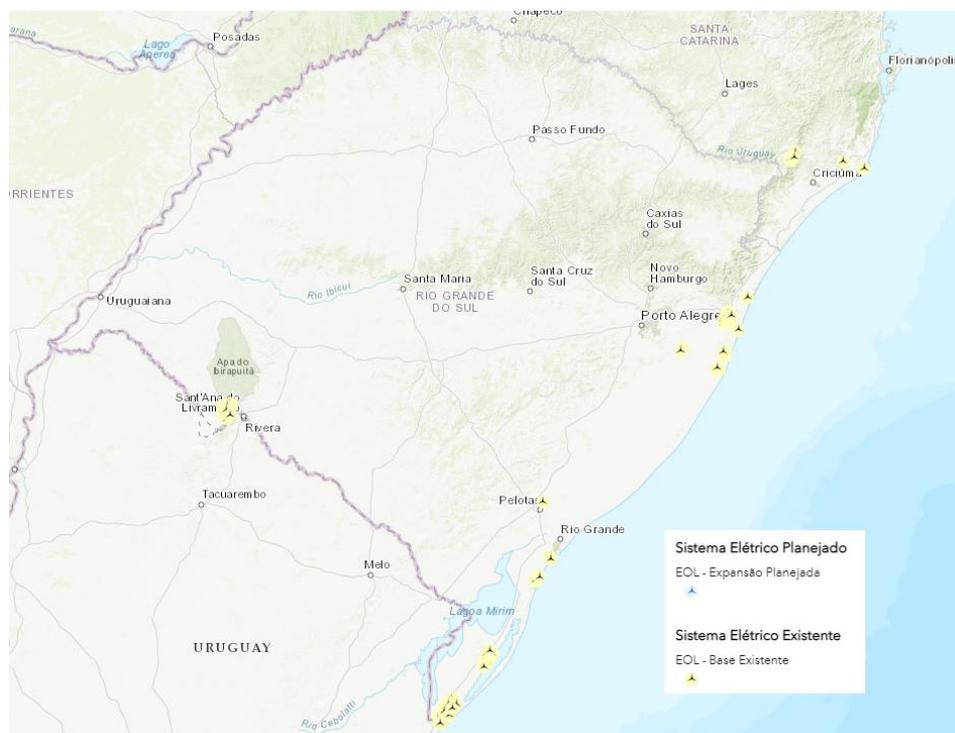
Conforme citado na seção 3.1, é necessário se considerar alguns pontos para que seja feita uma escolha assertiva da localidade onde se pretende estudar a viabilidade de um parque eólico. Primeiramente, analisando as regiões de potencial eólico promissor destacadas em tons de vermelho na Figura 3.2, juntamente com os projetos eólicos já existentes no Rio Grande do Sul listados na Tabela 4.1 e ilustrados na Figura 4.1, constata-se que as regiões mais exploradas são as pertencentes ao Litoral Norte e Sul do estado.

Tabela 4.1 – Empreendimentos eólicos existentes no estado do Rio Grande do Sul.

Município	Usina/Conjunto	Potência Instalada (MW)
Xangri-lá	UEE Xangri-lá	31,7
Santana do Livramento	Conj. Livramento 2	163,2
Santa Vitória do Palmar	Conj. Marmeleiro 2	207,0
Palmares do Sul	Conj. Atlântica	120,0
Osório	Conj. Lagoa dos Barros	317,9
Tramandaí	UEE Cidreira I	70,0
Rio Grande	Conj. Quinta 138 kV	108,0
Rio Grande	Conj. Quinta 69 kV	64,0
Santa Vitória do Palmar	Conj. Santa Vitória do Palmar	582,79
Viamão	Conj. Viamão 3	59,8
Palmares do Sul	Parques Eólicos Palmares	57,5

Fonte: ONS, 2021 (editado).

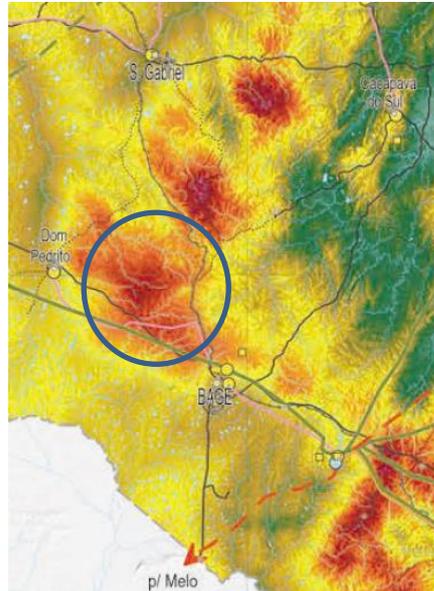
Figura 4.1 – Mapa de empreendimentos eólicos existentes no Rio Grande do Sul.



Fonte: EPE, 2020 (editado).

Portanto, opta-se por seguir com a região do Escudo Rio-Grandense, próxima ao Uruguai, que contempla cidades como Bagé, Dom Pedrito e Caçapava do Sul. A localidade em questão está destacada da Figura 4.2.

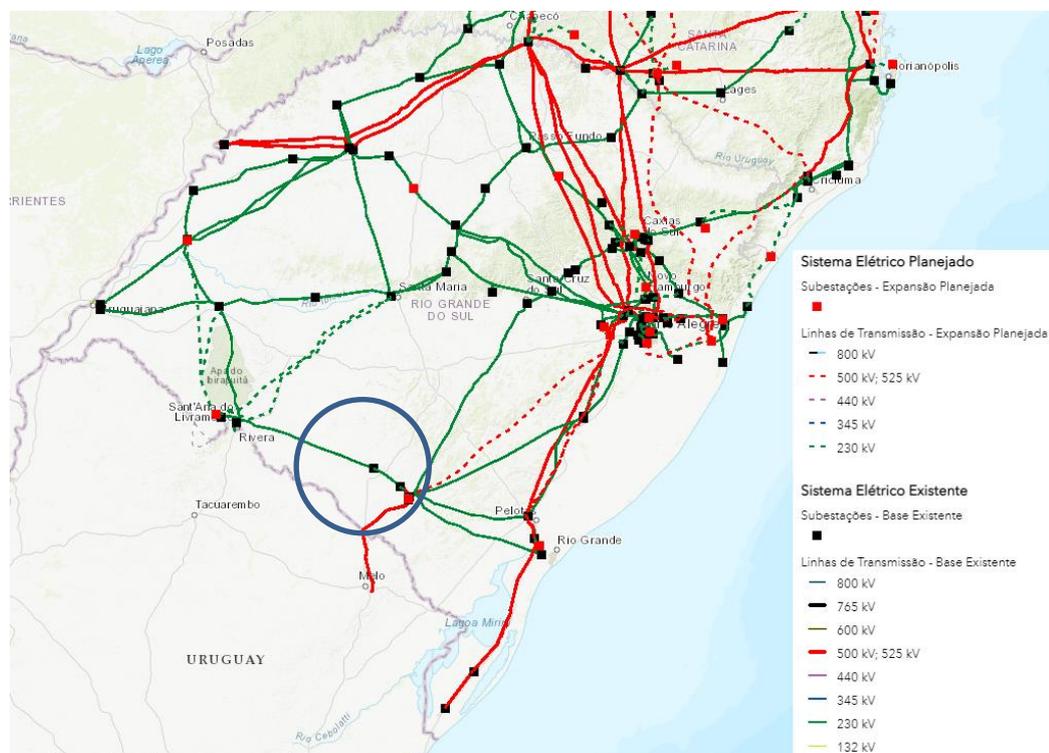
Figura 4.2 – Região selecionada para estudo de caso com destaque para localidade de potencial eólico promissor.



Fonte: GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, 2014 (editado).

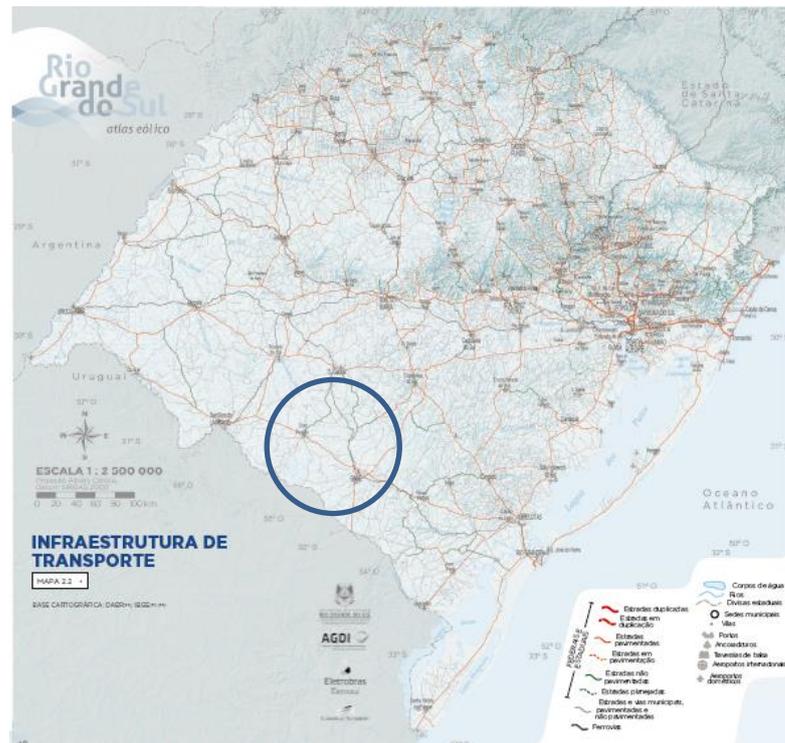
Essa escolha se justifica também sob a ótica da infraestrutura de transmissão de energia elétrica e de estradas e acessos, conforme ilustram as Figuras 4.3 e 4.4, respectivamente.

Figura 4.3 – Infraestrutura existente e planejada de transmissão de energia elétrica no Rio Grande do Sul.



Fonte: EPE, 2020 (editado).

Figura 4.4 – Infraestrutura rodoviária do Estado do Rio Grande do Sul.

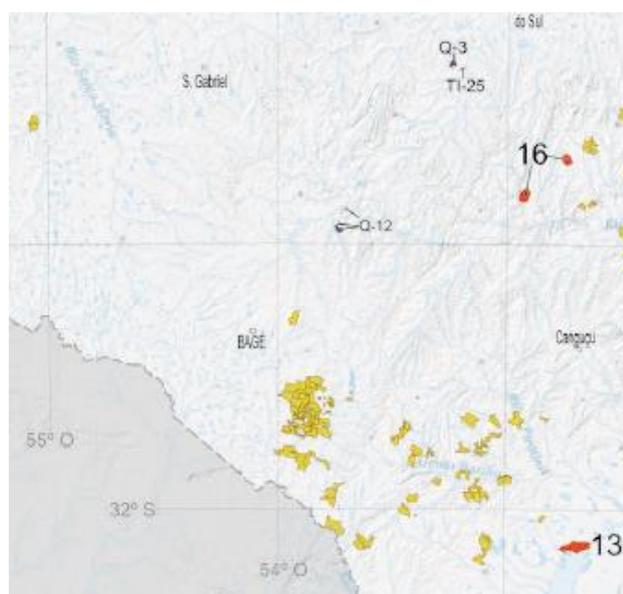


Fonte: GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, 2014.

A partir da Figura 4.3, ressalta-se a proximidade com as subestações Presidente Médici, Bagé 2 e Candiota, que possuem linhas de transmissão de 230 kV e 525 kV.

Finalmente, observa-se que a vegetação da localidade é, em geral, rasteira e típica dos pampas gaúchos (GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, 2014). Além disso, outro ponto importante a se considerar é a presença de unidades de conservação ambiental, terras indígenas e assentamentos quilombolas. Conforme ilustra a Figura 4.5, existem apenas alguns assentamentos rurais indicados em amarelo, cuja interferência não é representativa para o projeto.

Figura 4.5 – Mapa de unidades de conservação ambiental com destaque para a região do Escudo Rio-Grandense.

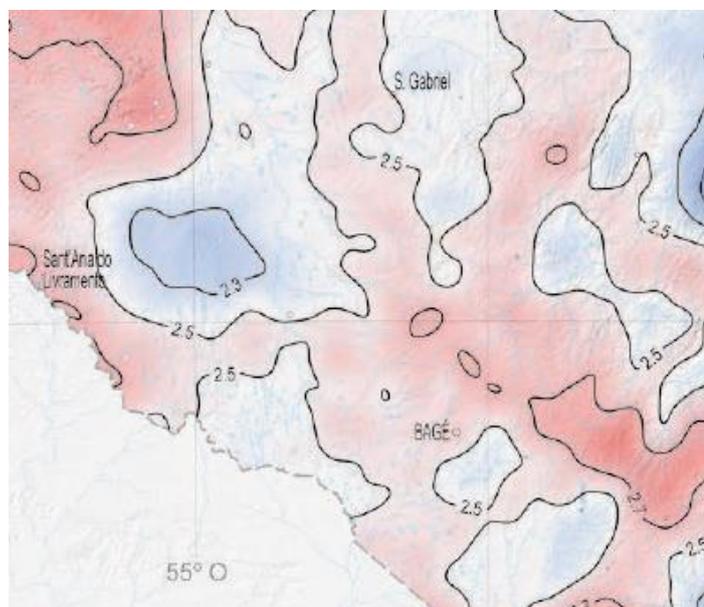


Fonte: GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, 2014 (editado).

4.1.2 Dados de Vento Locais

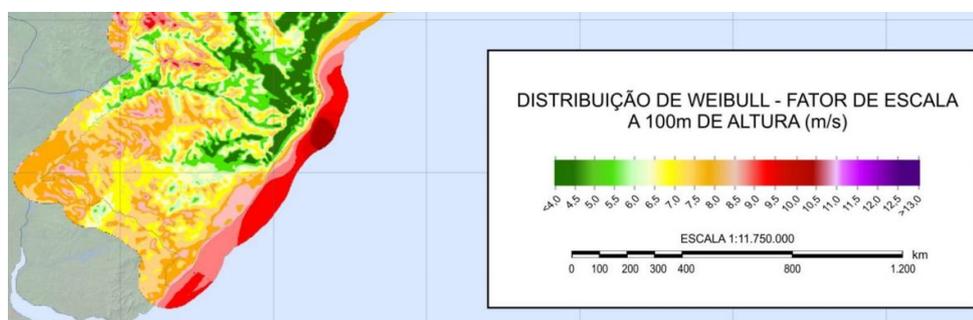
Para que seja dimensionada a distribuição de frequências relativas da velocidade do vento, são necessários os parâmetros de fator de forma e fator de escala presentes na função de Weibull (Equação 2.3). Para isso, observa-se os mapas das Figuras 4.6 e 4.7, que ilustram o fator de forma e o fator de escala a 100m de altura, respectivamente.

Figura 4.6 – Mapa do fator de forma a 100m de altura da região do Escudo Rio-Grandense.



Fonte: GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, 2014 (editado).

Figura 4.7 – Mapa do fator de escala a 100m de altura do estado do Rio Grande do Sul.



Fonte: CEPEL, 2017 (editado).

Assim, conclui-se que os valores são de 2,5 para o fator de forma e de, aproximadamente, 7,5 m/s para o fator de escala.

4.1.3 Definição dos Aerogeradores

Visando-se uma uniformidade de tecnologias e padronização dos dados disponíveis dos aerogeradores, opta-se por selecionar três modelos da fabricante alemã Enercon – Wobben Windpower. Na Tabela 4.2, destaca-se as principais características técnicas de cada modelo.

Tabela 4.2 – Dados técnicos dos aerogeradores selecionados para o estudo de caso.

Modelo	Potência Nominal (kW)	Diâmetro do Rotor (m)	Área Varrida (m ²)	Altura do Cubo (m)
Enercon E-53	800	52,9	2.198	50/60/73
Enercon E-82 E2	2.000	82	5.281	78/84/85/98/108/138
Enercon E-126	7.580	127	12.668	135

Fonte: ENERCON, 2015 (editado).

Todos os modelos selecionados possuem três pás, com rotor a barlavento (lado de onde sopra o vento) e sistema ativo de controle de pás. Além disso, todos apresentam sistema de transmissão do movimento sem engrenagem.

De acordo com o mencionado na seção 3.6, são necessárias as curvas de potência de cada máquina para determinar a EAG. São apresentadas, portanto, nos gráficos do Anexo A, as curvas de potência dos aerogeradores de pequeno (Enercon E-53), médio (Enercon E-82) e grande (Enercon E-126) porte, respectivamente.

4.1.4 Definição da Potência Total do Parque Eólico

Para que seja considerada, aproximadamente, a mesma potência total do parque eólico para os três aerogeradores selecionados para esse estudo, determina-se um valor estratégico no qual uma quantidade aproximadamente inteira de todos os modelos seja considerada. Assim, opta-se pelo valor de potência total do empreendimento eólico de 76 MW, pois as quantidades de máquinas de cada modelo resultam de acordo com a Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Quantidade necessária de cada modelo de aerogerador para compor a potência total do parque eólico.

Aerogerador	Potência Nominal (MW)	Quantidade
Enercon E-53	0,8	95,00
Enercon E-82 E2	2	38,00
Enercon E-126	7,58	10,03

Fonte: AUTOR, 2021.

4.2 Aplicação dos Dados e Resultados Parciais

4.2.1 Configuração do Vento

A partir da aplicação da Equação 2.3, dos valores de fator de forma e fator de escala descritos na seção 4.1.2, e da discretização da velocidade do vento em faixas de 1 m/s, obtém-se a distribuição de frequências relativas da velocidade do vento para a localidade selecionada apresentada na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Distribuição de frequências relativas da velocidade do vento na localidade selecionada para estudo de caso.

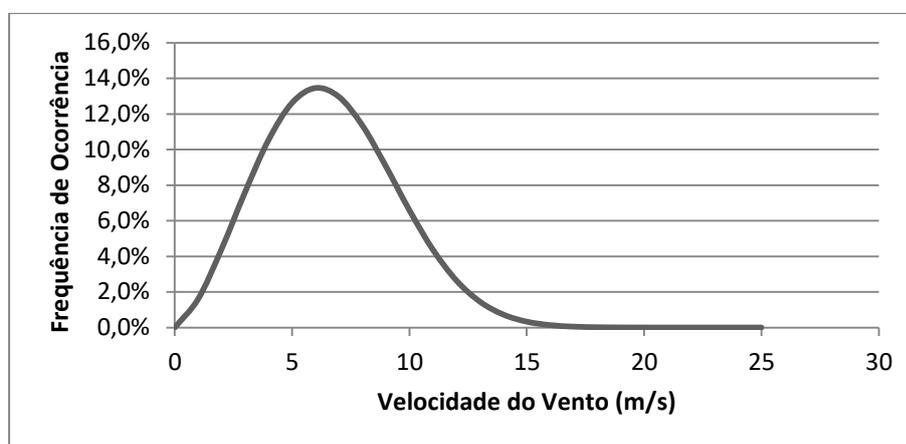
Vel. Vento (m/s)	Densidade de probabilidade
0	0,0%
1	1,6%
2	4,4%
3	7,6%
4	10,5%
5	12,6%
6	13,5%
7	13,0%
8	11,3%
9	9,0%
10	6,6%
11	4,4%
12	2,6%
13	1,5%
14	0,7%
15	0,3%
16	0,1%

17	0,0%
18	0,0%
19	0,0%
20	0,0%
21	0,0%
22	0,0%
23	0,0%
24	0,0%
25	0,0%

Fonte: AUTOR, 2021.

Traçando-se a curva correspondente aos dados apresentados na Tabela 4.4, pode-se obter a curva da função de Weibull aplicada, cujo resultado está ilustrado no Gráfico 4.1.

Gráfico 4.1 – Curva da função de Weibull aplicada ao estudo de caso.



Fonte: AUTOR, 2021.

Observa-se a partir do Gráfico 4.1 e da Tabela 4.4 que as maiores frequências de ocorrência correspondem às velocidades de 5 m/s até 8 m/s, aproximadamente.

4.2.2 Disposição dos Aerogeradores e Área Total do Empreendimento

A disposição dos aerogeradores no terreno a ser escolhido deve respeitar as distâncias citadas na seção 2.4.5, para que a interferência das máquinas no vento que chega a cada uma delas seja minimizada. Por cautela, assume-se a maior distância recomendada, ou seja, 5 diâmetros para a distância lateral e 7 diâmetros para a distância frontal entre os aerogeradores. Assim, pode-se obter a Tabela 4.5, que apresenta os afastamentos necessários para cada modelo de aerogerador selecionado.

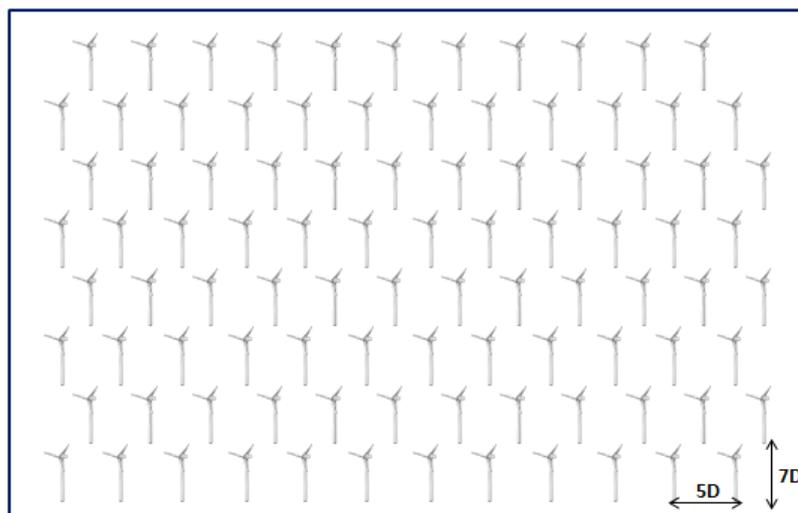
Tabela 4.5 – Distanciamentos mínimos necessários entre os aerogeradores no terreno a ser estudado.

Aerogerador	Distância Lateral (m)	Distância Frontal (m)
Enercon E-53	264,5	370,3
Enercon E-82 E2	410	574
Enercon E-126	635	889

Fonte: AUTOR, 2021.

Para o aerogerador de menor porte, assume-se que serão instaladas 8 linhas de máquinas: 7 linhas com 12 aerogeradores cada, e uma linha com 11, totalizando os 95 aerogeradores mencionados na Tabela 4.3. A ilustração desse caso está apresentada na Figura 4.8.

Figura 4.8 – Disposição dos aerogeradores para o modelo de pequeno porte (Enercon E-53).

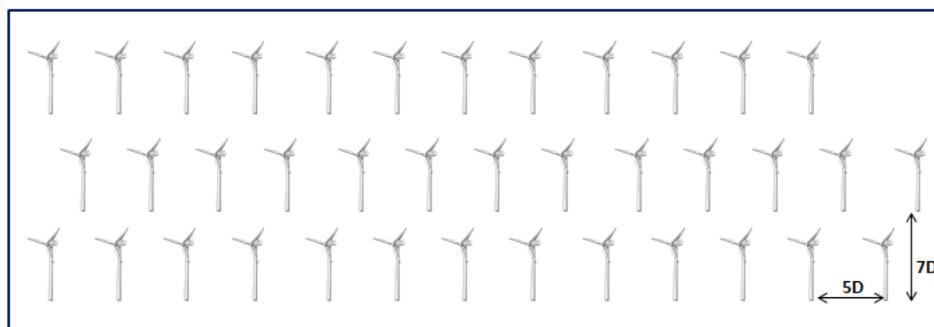


Fonte: AUTOR, 2021.

Para a disposição apresentada no desenho esquemático da Figura 4.8, tem-se que o terreno deve ter, aproximadamente, 2.910 m de largura e 2.592 m de comprimento. Portanto, a área total necessária é de, aproximadamente, 7,54 km² ou 754 hectares para o empreendimento.

Considerando o aerogerador de médio porte, Enercon E-82, opta-se por instalar 3 linhas de máquinas: 2 linhas com 13 aerogeradores cada, e uma linha com 12, resultando na quantidade pré-definida de 38 máquinas. Esse caso é ilustrado no desenho esquemático da Figura 4.9.

Figura 4.9 - Disposição dos aerogeradores para o modelo de médio porte (Enercon E-82).

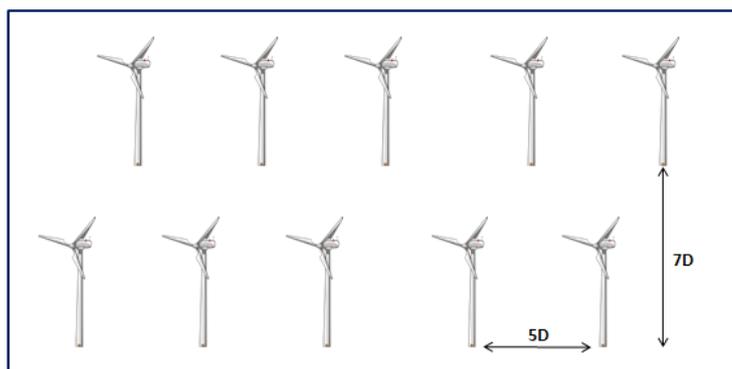


Fonte: AUTOR, 2021.

Nesse caso, as dimensões do terreno seriam, no mínimo, de 4.920m de largura por 1.148m de comprimento. A área total resultaria em 5,65 km² ou 565 hectares para o projeto estudado.

Para o modelo de grande porte, Enercon E-126, é arbitrado que serão construídas duas linhas de máquinas com 5 unidades cada. Essa situação está apresentada na Figura 4.10.

Figura 4.10 - Disposição dos aerogeradores para o modelo de grande porte (Enercon E-126).



Fonte: AUTOR, 2021.

Para a situação apresentada na Figura 4.10, o terreno necessário deve ter, aproximadamente, 2.540 m de largura e 890 m de comprimento, o que resulta em uma área total da propriedade de 2,26 km², ou 226 hectares. Como forma de resumir a seção, apresenta-se a Tabela 4.6 com os dados de área aproximada necessária para a propriedade correspondente ao projeto eólico com cada um dos modelos de aerogerador selecionados.

Tabela 4.6 – Áreas totais aproximadas para o terreno do projeto eólico correspondente a cada aerogerador estudado.

Aerogerador	Área total do terreno (ha)
Enercon E-53	754
Enercon E-82 E2	565
Enercon E-126	226

Fonte: AUTOR, 2021.

Portanto, a partir da Tabela 4.6, observa-se que o modelo Enercon E-126 é o aerogerador mais favorável em relação à área de terreno necessária para implantação do projeto, sendo, aproximadamente, 334% menor do que a área de propriedade requisitada pelo modelo de pequeno porte, Enercon E-53.

4.2.3 Energia Produzida e Fator de Capacidade

Para que seja possível o cruzamento dos dados da Tabela 4.4 e das curvas de potência de cada modelo de aerogerador selecionado, é elaborada a tabela do Anexo B. Os dados dessa tabela representam a discretização das curvas de potência ilustradas nos gráficos do Anexo A nas mesmas faixas de velocidade de vento adotadas para a configuração do vento.

A partir do cruzamento dos dados da Tabela 4.4 e da tabela do Anexo B, é possível se obter a EAG, descrita pela Equação 3.1. A Tabela 4.7 apresenta os resultados obtidos para cada modelo de aerogerador estudado.

Tabela 4.7 – Energia Anual Gerada (EAG) do aerogerador e do parque eólico, para cada modelo de aerogerador selecionado.

Aerogerador	Energia Anual Gerada – EAG por aerogerador (MWh)	Energia Anual Gerada – EAG do parque eólico (MWh)
Enercon E-53	2.300,89	218.584,67
Enercon E-82 E2	5.566,36	211.521,84
Enercon E-126	18.867,32	189.170,97

Fonte: AUTOR, 2021.

Fazendo-se a multiplicação de cada valor de EAG apresentado na Tabela 4.7 pelas respectivas quantidades de aerogeradores, se obtém a EAG do parque eólico. Além disso, calcula-se o fator de capacidade do empreendimento para cada modelo de aerogerador escolhido, segundo a Equação 3.2. Os resultados estão descritos na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Energia Anual Gerada (EAG) nominal e fator de capacidade do parque eólico, para cada modelo de aerogerador selecionado.

Aerogerador	EAG nominal do parque eólico (MWh)	Fator de capacidade do parque eólico
Enercon E-53	665.760,00	32,8%
Enercon E-82 E2	665.760,00	31,8%
Enercon E-126	665.760,00	28,4%

Fonte: AUTOR, 2021.

A partir da Tabela 4.8 se observa que o maior fator de capacidade para o projeto eólico é o apresentado pela composição com o modelo Enercon E-53, com 32,8%. Isso se deve ao fato do aerogerador de menor porte possuir uma distribuição de potência favorável em relação à curva de frequências relativas de vento. Enquanto o aerogerador de maior porte atinge 36% de sua potência nominal a uma velocidade de vento de 8 m/s e 49% a 9 m/s, o modelo de menor porte apresenta 42% de sua potência nominal com uma velocidade de vento de 8 m/s e 60% com a velocidade de 9 m/s.

4.2.4 Potência em Função da Área Varrida e do Coeficiente de Potência

De acordo com a Equação 3.3, é possível calcular a potência teórica de saída de um aerogerador em função da área varrida por suas pás e do seu coeficiente de potência. Os coeficientes de potência de cada modelo são fornecidos pelo fabricante, e variam de acordo com a velocidade do vento. A tabela do Anexo C apresenta os dados de C_p para cada aerogerador e faixa de velocidades.

Assumindo o rendimento total dos aerogeradores selecionados como 90%, a massa específica do ar como 1,225 kg/m³, as áreas varridas descritas na Tabela 4.2 e os coeficientes de potência da tabela do Anexo C, obtém-se a tabela do Apêndice A, a partir da aplicação da Equação 3.3.

A partir dos dados apresentados na tabela do Anexo B e na tabela do Apêndice A, é possível analisar o desvio entre a potência fornecida pela curva de potência do fornecedor e pelo cálculo realizado segundo a Equação 3.3. Em média, os valores de potência listados na tabela do Apêndice A são 11% menores do que os valores da tabela do Anexo B para os modelos de pequeno e médio porte. Já para o modelo de grande porte, esse desvio é de, aproximadamente, 45%.

Corroborando o que foi comentado na seção 4.2.3, o modelo Enercon E-126 apresenta os maiores coeficientes de potência para o vento de 10 m/s, enquanto que o modelo Enercon E-53 possui o pico de C_p para as velocidades entre 7 m/s e 9 m/s. Essa característica do modelo de pequeno porte é favorável para a localidade do presente estudo de caso, uma vez que a maior frequência de ocorrência dos ventos é justamente nessa faixa.

4.2.5 Análise de Viabilidade Financeira

A análise financeira do projeto proposto nesse trabalho será baseada no estudo da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do Valor Presente Líquido (VPL). O horizonte de tempo considerado é de vinte anos, período coerente com a maioria dos contratos de longo prazo realizados no âmbito da fonte eólica. Além disso, considera-se a eficiência já utilizada na seção anterior de 90% para os aerogeradores, uma disponibilidade de 97% dos mesmos, e uma perda de 3% até a subestação de entrega da energia gerada.

Conforme mencionado na seção 2.4.6, o custo estimado para a instalação de um parque eólico é de R\$ 4000,00 /kW, sendo 70% do investimento total o aporte para a compra dos aerogeradores. Assume-se que esses 70% serão financiados, com uma taxa de juros de 7% ao ano e atualização monetária pelo índice IPCA (4%). A amortização desse financiamento será feita em 14 anos, com 2 anos de carência.

A receita bruta é composta pela multiplicação do preço da energia, em R\$/MWh, pelo montante de energia gerado anualmente, em MWh. A receita operacional representa a receita bruta com o desconto referente ao PIS/COFINS de 2%.

O detalhamento das despesas consideradas na análise de viabilidade financeira está descrito na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Descrição detalhada das despesas consideradas na análise financeira do projeto eólico proposto.

Descrição	Despesa
O&M anual	80,00 R\$/kW, a partir do ano 3
Taxa ANEEL	0,5% da receita bruta
Depreciação aerogeradores	3,33% do investimento nas máquinas, considerando uma vida útil de 30 anos
Arrendamento da terra	1,5% da receita operacional
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) mensal	8,00 R\$/kW

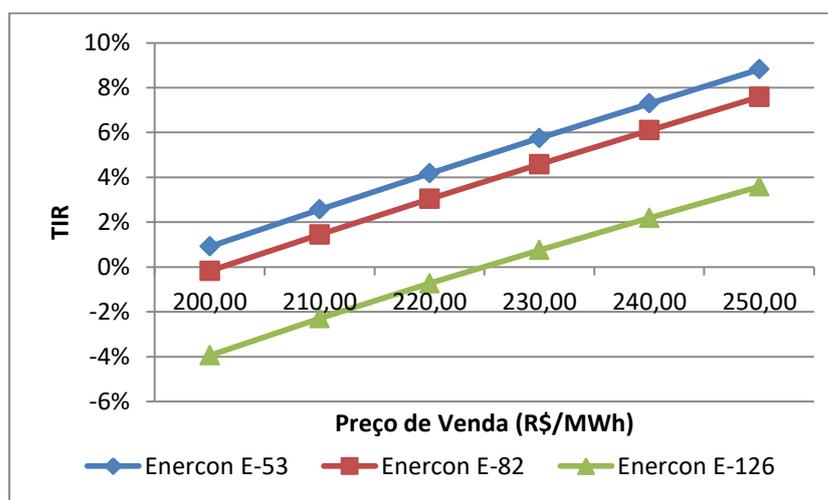
Fonte: AUTOR, 2021.

O lucro operacional é a diferença entre a receita operacional e o total das despesas contabilizadas. A partir desse, calcula-se o juros do valor financiado para compor o lucro que está sujeito ao imposto de renda (25%) e à CSLL - Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (9%). Descontando-se os impostos do lucro operacional, tem-se o lucro líquido que será considerado no fluxo de caixa do projeto.

Para a formulação do fluxo de caixa, considera-se como valores positivos o lucro líquido e a depreciação anual dos aerogeradores – uma vez que ela tem efeito apenas para fins fiscais, e não representa uma saída de caixa –, além do montante financiado no ano 0. Como valores negativos, pode-se citar o investimento total no ano 0 e as parcelas anuais de amortização do financiamento. O cálculo da TIR é realizado para o fluxo de caixa livre, ou seja, para a soma simples dos fatores citados anteriormente.

Para a definição do preço de venda da energia elétrica, calcula-se a TIR do projeto para valores a partir de 200 R\$/MWh até 250 R\$/MWh, com intervalos de R\$ 10,00. Valores menores de receita não se demonstraram viáveis para nenhum dos três modelos de aerogeradores selecionados. A análise citada está ilustrada no Gráfico 4.2.

Gráfico 4.2 – Análise de TIR para diversos valores de venda energia elétrica, considerando os três modelos de aerogeradores estudados.

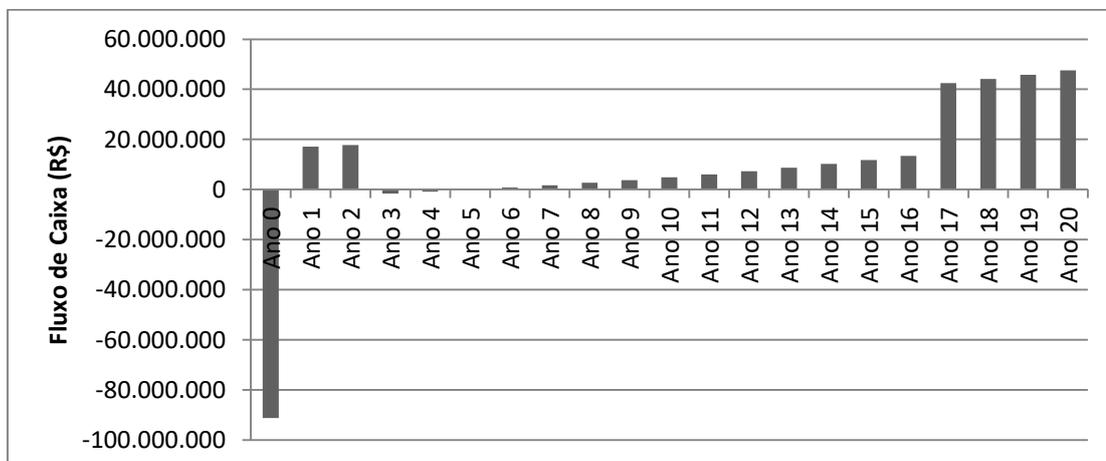


Fonte: AUTOR, 2021.

Para fins de análise, é definido o maior preço da faixa mencionada anteriormente. Apesar do projeto composto pelo modelo Enercon E-126 já se demonstrar inviável financeiramente por apresentar TIR menor do que a TMA de 7% para o preço de 250 R\$/MWh, opta-se por seguir com o estudo dos três aerogeradores selecionados.

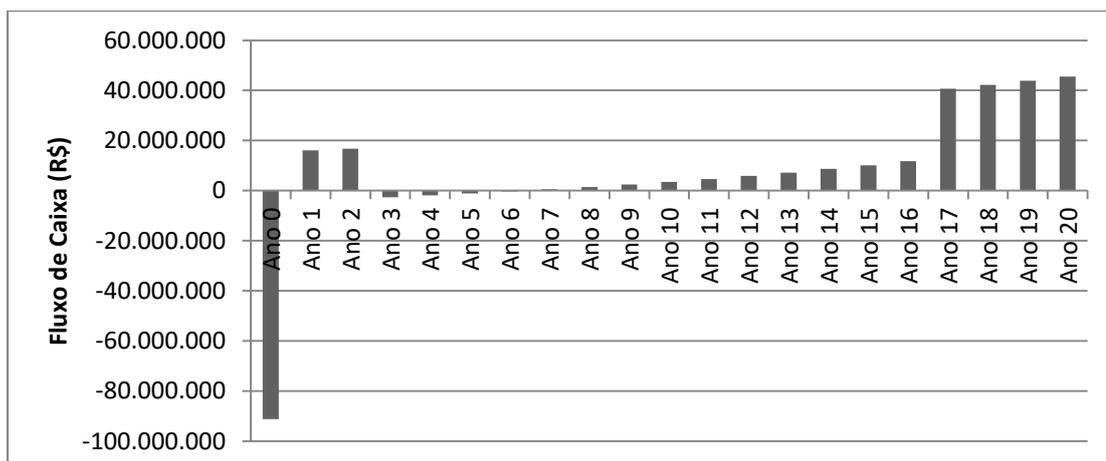
O modelo de pequeno porte apresenta TIR de 8,82%, enquanto que o modelo de médio porte possui TIR de 7,58% e o de maior porte, 3,59%. Os fluxos de caixa realizados para cada cenário estão ilustrados nos Gráficos 4.3, 4.4 e 4.5.

Gráfico 4.3 – Fluxo de caixa para o projeto eólico com o aerogerador Enercon E-53.



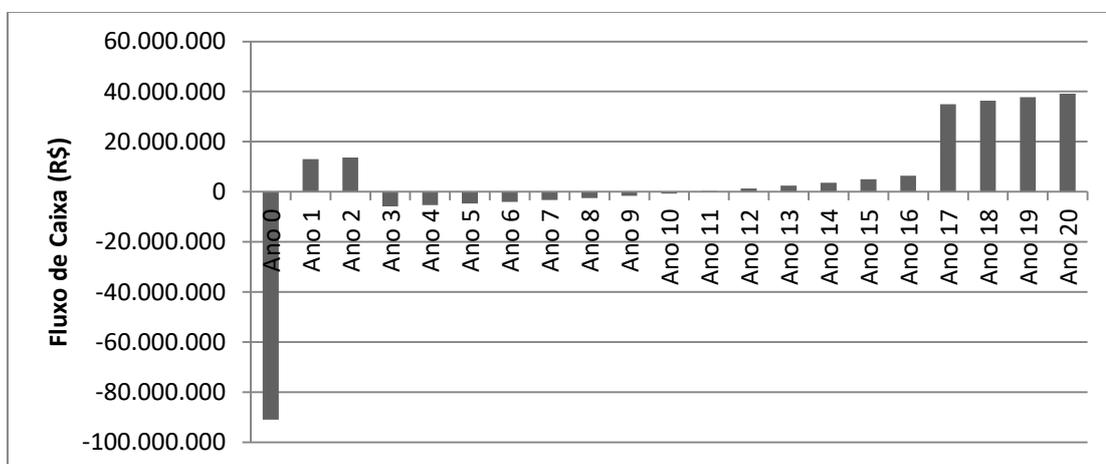
Fonte: AUTOR, 2021.

Gráfico 4.4 - Fluxo de caixa para o projeto eólico com o aerogerador Enercon E-82.



Fonte: AUTOR, 2021.

Gráfico 4.5 - Fluxo de caixa para o projeto eólico com o aerogerador Enercon E-126.



Fonte: AUTOR, 2021.

Observa-se o investimento inicial no ano 0, seguidos pelos dois anos de carência para o início do pagamento do financiamento referente à compra dos aerogeradores. A partir do ano 17, o financiamento está totalmente quitado, maximizando os lucros da usina eólica.

Ainda, realiza-se o cálculo do VPL para cada um dos projetos abordados, considerando a taxa de 7% ao ano. Para o parque composto por máquinas de pequeno porte, o VPL é de R\$ 20.098.201,86; para o de médio porte, R\$ 6.443.237,29; e para o de grande porte, -R\$ 36.670.908,78. Portanto, a partir da análise dos valores de TIR e de VPL para as três situações aqui detalhadas, é possível corroborar o fato de que a escolha otimizada para o projeto eólico na localidade escolhida é o aerogerador de pequeno porte, modelo Enercon E-53. Além disso, o aerogerador Enercon E-126 se mostrou uma opção não viável financeiramente.

5 RESULTADOS FINAIS

A partir da Tabela 4.4 é possível perceber que a localidade elegida para o presente estudo de caso possui as maiores frequências de ocorrência para as velocidades de vento pertencentes à faixa de 5 m/s até 8 m/s. Esse fato favorece o aerogerador que possuir a maior relação potência entregue por potência nominal dentro da faixa mencionada. Para isso, apresenta-se a Tabela 5.1, que resume a análise supracitada.

Tabela 5.1 – Relação entre potência entregue e potência nominal para a faixa de vento com maiores frequências de ocorrência da localidade selecionada, para cada modelo de aerogerador.

Aerogerador	V = 5 m/s	V = 6 m/s	V = 7 m/s	V = 8 m/s
Enercon E-53	10%	18%	29%	42%
Enercon E-82 E2	9%	16%	27%	41%
Enercon E-126	10%	16%	25%	36%

Fonte: AUTOR, 2021.

Conclui-se que o modelo Enercon E-53 possui as maiores potências entregues em relação à sua potência nominal para a faixa de velocidades de vento estudada. A partir disso, verifica-se que o modelo de pequeno porte também apresenta a maior EAG por unidade de aerogerador, o que acarreta um maior fator de capacidade para o parque, apesar da potência nominal instalada ser a mesma para os três cenários analisados.

Nesse sentido, o modelo de pequeno porte, Enercon E-53, também apresenta o pico de coeficiente de potência (49%) para a faixa de velocidades de vento de 7 m/s até 9 m/s, corroborando o que é concluído acima. O pico de C_p para o modelo de médio porte é em 9 m/s (50%), e para o de grande porte é em 10 m/s (48,3%).

Em termos financeiros, apesar do aerogerador Enercon E-53 necessitar de uma maior área para instalação do projeto em relação aos demais modelos, o mesmo resulta na maior TIR e o maior VPL dentre os três cenários estudados. Além disso, o modelo Enercon E-126 se demonstra inviável financeiramente para compor o empreendimento eólico por possuir TIR inferior à TMA de 7% e VPL negativo, conforme resume a Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Resumo de resultados financeiros para os três possíveis cenários de projeto eólico.

Aerogerador	TIR	VPL
Enercon E-53	8,82%	R\$ 20.098.201,86
Enercon E-82 E2	7,58%	R\$ 6.443.237,29
Enercon E-126	3,59%	-R\$ 36.670.908,78

Fonte: AUTOR, 2021.

Por fim, analisando os fluxos de caixa apresentados nos Gráficos 4.3, 4.4 e 4.5, observa-se que o projeto eólico passa a ser lucrativo (após período de carência do financiamento) no ano 6 para os aerogeradores de pequeno e médio portes, e apenas no ano 11 para o de grande porte.

Portanto, sob as óticas energética e financeira, o aerogerador que otimiza o projeto eólico do presente estudo de caso é o aerogerador de pequeno porte, modelo Enercon E-53.

6 CONCLUSÕES

Visto a crescente participação da fonte eólica na geração de energia elétrica no Brasil e no mundo, a necessidade de se aperfeiçoar a utilização dos recursos eólicos por cada empreendimento também representa um importante ponto de atenção. Nesse contexto, o presente trabalho realizou um estudo de caso para a localidade do Escudo Rio-Grandense, no qual o foco foi otimizar a escolha do aerogerador que compõe o projeto eólico, considerando três potências nominais distintas: pequeno, médio e grande porte.

Primeiramente, fez-se a análise dos dados de vento locais. Por meio da função de Weibull, foi possível determinar o perfil de distribuição de frequências de ocorrência de cada faixa de velocidade de vento. Com a definição dos três modelos de aerogeradores considerados no estudo (Enercon E-53, Enercon E-82 e Enercon E-126), foi possível estimar a potência total do parque eólico, assim como a possível disposição de cada uma das máquinas no terreno e a área total necessária para o empreendimento. As análises subsequentes acerca da Energia Anual Gerada (EAG), do fator de capacidade do parque eólico, da distribuição de potência em função do vento e do fluxo de caixa do investimento se apresentaram consistentes.

Apesar de ser o aerogerador de menor porte, o modelo Enercon E-53 se mostrou como a escolha otimizada considerando os aspectos locais adotados, pois apresentou a maior EAG, o maior fator de capacidade, a maior TIR e o maior VPL dentre os três cenários estudados. Um dos principais motivos verificados é o fato da curva de potência da máquina ser coerente com a curva de Weibull da localidade gaúcha. Mesmo necessitando de um terreno maior que os demais aerogeradores, o modelo de pequeno porte apresentou um bom aproveitamento do recurso eólico, com um fator de capacidade compatível com o do estado, de 32,8%. Além disso, também demonstrou ser um investimento viável, com TIR acima da TMA adotada.

O presente estudo, em seu foco de determinar a potência nominal ótima para um recurso eólico predefinido, contribui com a visão de que o aerogerador deve ser compatível com os aspectos de cada localidade. Um parque eólico composto por uma quantidade maior de máquinas de potência nominal pequena pode ser mais eficiente que aquele composto por uma quantidade menor de aerogeradores de grande porte. Como próximos estudos, sugere-se o maior detalhamento do efeito esteira e dos aspectos relacionados com a rugosidade do solo, além de adotar turbinas eólicas com o mesmo desempenho para a mesma faixa de velocidade de vento.

REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA (org.). **Potencial eólico do Brasil é de 500 GW, segundo DEWI**. 2019. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/noticias/potencial-eolico-do-brasil-e-de-500-gw-segundo-dewi/>. Acesso em: 12 abr. 2021.
- ANEEL (org.). **Resultados de Leilões**. 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>. Acesso em: 13 abr. 2021.
- BERTOLDI, Rodrigo. **Energia Eólica: Uma Alternativa Na Geração De Energia Elétrica**. 2013. 99 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.
- CEPEL (org.). **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. 2017. Disponível em: http://novoatlas.cepel.br/wp-content/uploads/2017/07/Novo-Atlas-do-Potencial-Eolico-Brasileiro-SIM_2013.pdf. Acesso em: 31 ago. 2021.
- CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.
- EPE (org.). **Balanco Energético Nacional 2020**. Relatório Síntese 2020. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em: 12 abr. 2021.
- EPE (org.). **Webmap EPE**. 2020. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>. Acesso em: 31 ago. 2021.
- ENERCON (org.). **Linha de Produtos Enercon**. 2015. Disponível em: http://www.wobben.com.br/fileadmin/user_upload/ec_product_br.pdf. Acesso em: 31 ago. 2021.
- Governo do Estado do Rio Grande do Sul (org.). **Atlas Eólico do Rio Grande do Sul**. 2014. Disponível em: http://www.eletrosul.gov.br/files/files/Destaques/Atlas_Eolico_Rio_Grande_do_Sul_2014.pdf. Acesso em: 27 abr. 2021.
- HINRICHS, Roger A.; KLEINBACH, Merlin; REIS, Lineu Belico dos. **Energia e Meio Ambiente**. 5. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2014.
- IEA (org.). **Data and Statistics**. 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics>. Acesso em: 12 abr. 2021.
- IRENA (org.). **Future of Wind: Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-economic aspects**. 2019. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf. Acesso em: 12 abr. 2021.
- IRENA (org.). **Wind Energy**. 2021. Disponível em: <https://www.irena.org/wind>. Acesso em: 12 abr. 2021.
- KALTSCHMITT, Martin; STREICHER, Wolfgang; WIESE, Andreas. **Renewable Energy: Technology, Economics and Environment**. Berlin: Springer, 2007.
- LUCENA, Juliana de Almeida Yanaguizawa; LUCENA, Klayton Ângelo Azevedo. Wind energy in Brazil: an Overview and Perspectives under the Triple bottom line. **Clean Energy**, Ipojuca, v. 3, n. 2, p. 69-84, 2 mar. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1093/ce/zkz001>. Acesso em: 12 abr. 2021.

OLIVEIRA, José Alberto Nascimento de. **Engenharia Econômica: Uma Abordagem às Decisões de Investimento**. São Paulo: McGraw-Hill, 1982.

ONS (org.). **Boletim Mensal de Geração Eólica**: Junho/2021. 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20E%C3%B3lica%202021-06.pdf>. Acesso em: 31 ago. 2021.

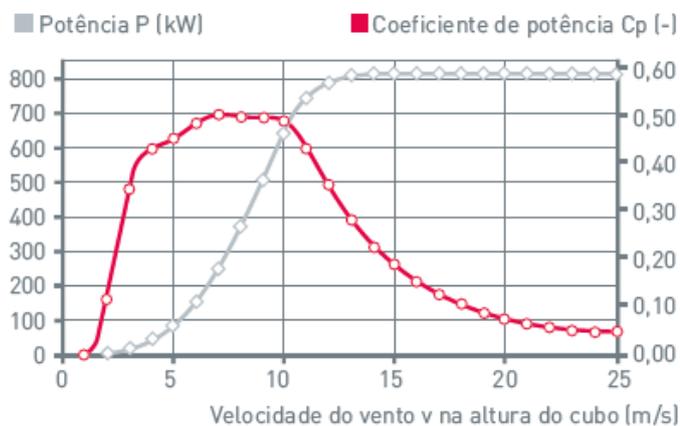
PATEL, Mukund R.. **Wind and Solar Power Systems**. Boca Raton: Crc Press, 1999.

PINTO, Milton de Oliveira. **Fundamentos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

TONG, Wei. **Wind Power Generation and Wind Turbine Design**. Ashurst: Wit Press, 2010.

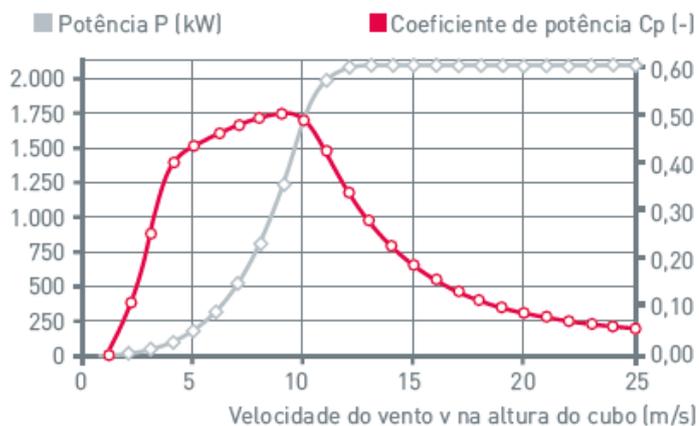
ANEXO A – Curvas de Potência dos Aeroeradores Selecionados

Curva de potência do aerogerador Enercon E-53.



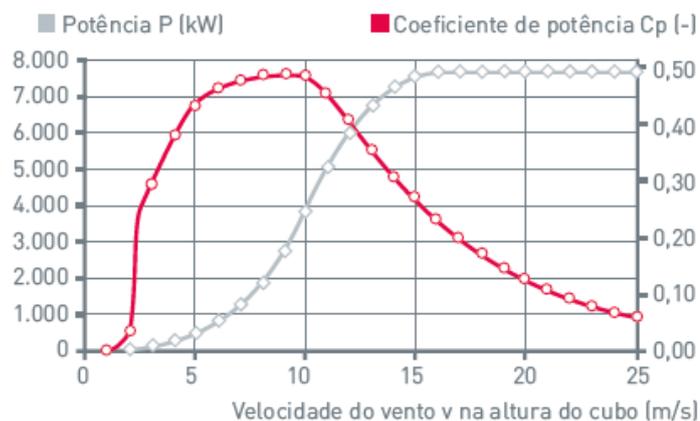
Fonte: ENERCON, 2015.

Curva de potência do aerogerador Enercon E-82.



Fonte: ENERCON, 2015.

Curva de potência do aerogerador Enercon E-126.



Fonte: ENERCON, 2015.

ANEXO B – Discretização das Curvas de Potência dos Aerogeradores Seleccionados

Vel. Vento (m/s)	P (kW) E-53	P (kW) E-82	P (kW) E-126
0	0	0	0
1	0	0	0
2	2	3	55
3	14	25	175
4	38	82	410
5	77	174	760
6	141	321	1250
7	228	532	1900
8	336	815	2700
9	480	1180	3750
10	645	1580	4850
11	744	1810	5750
12	780	1980	6500
13	810	2050	7000
14	810	2050	7350
15	810	2050	7500
16	810	2050	7580
17	810	2050	7580
18	810	2050	7580
19	810	2050	7580
20	810	2050	7580
21	810	2050	7580
22	810	2050	7580
23	810	2050	7580
24	810	2050	7580
25	810	2050	7580

Fonte: ENERCON, 2015 (editado).

ANEXO C – Coeficientes de Potência dos Aerogeradores Seleccionados em Função da Velocidade do Vento

Vel. Vento (m/s)	Cp E-53	Cp E-82	Cp E-126
0	0	0	0
1	0	0	0
2	0,19	0,12	0
3	0,39	0,29	0,263
4	0,44	0,4	0,352
5	0,46	0,43	0,423
6	0,48	0,46	0,453
7	0,49	0,48	0,47
8	0,49	0,49	0,478
9	0,49	0,5	0,477
10	0,48	0,49	0,483
11	0,42	0,42	0,47
12	0,34	0,35	0,429
13	0,27	0,29	0,381
14	0,22	0,23	0,329
15	0,18	0,19	0,281
16	0,15	0,15	0,236
17	0,12	0,13	0,199
18	0,1	0,11	0,168
19	0,09	0,09	0,142
20	0,08	0,08	0,122
21	0,06	0,07	0,105
22	0,06	0,06	0,092
23	0,05	0,05	0,08
24	0,04	0,05	0,071
25	0,04	0,04	0,063

Fonte: ENERCON, 2015 (editado).

**APÊNDICE A - Potência em Função da Área Varrida e do Coeficiente de Potência
dos Aerogeradores Seleccionados**

Vel. Vento (m/s)	P (kW) E-53	P (kW) E-82	P (kW) E-126
0	0	0	0
1	0	0	0
2	2	3	0
3	13	23	50
4	34	75	157
5	70	156	369
6	126	289	683
7	204	479	1126
8	304	730	1709
9	433	1061	2428
10	582	1426	3373
11	677	1627	4369
12	712	1761	5177
13	719	1855	5845
14	731	1837	6304
15	736	1867	6623
16	744	1789	6750
17	714	1859	6827
18	707	1868	6842
19	748	1797	6802
20	775	1863	6816
21	673	1887	6791
22	774	1860	6841
23	737	1771	6797
24	670	2012	6854
25	757	1819	6874

Fonte: AUTOR, 2021.