

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS**

Gustavo Cardoso Lupinacci

**ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE DA COSTA
BRASILEIRA EM PLATAFORMAS FIXAS DE PETRÓLEO E
GÁS**

FLORIANÓPOLIS

2022

GUSTAVO CARDOSO LUPINACCI

ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE DA
COSTA BRASILEIRA EM PLATAFORMAS FIXAS DE
PETRÓLEO E GÁS

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito necessário para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.

Florianópolis, 2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Lupinacci, Gustavo Cardoso
Análise do potencial eólico offshore da costa brasileira
em plataformas de petróleo e gás / Gustavo Cardoso
Lupinacci ; orientador, Telles Brunelli Lazzarin, 2022.
64 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Turbinas eólicas. 3. Sistemas offshore. 4. Plataformas de petróleo. I. Lazzarin, Telles Brunelli. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Gustavo Cardoso Lupinacci

ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE DA COSTA BRASILEIRA EM PLATAFORMAS FIXAS DE PETRÓLEO E GÁS

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.



Documento assinado digitalmente
Miguel Moreto
Data: 27/09/2022 09:22:12-0300
CPF: ***.850.100-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto, Dr
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
Telles Brunelli Lazzarin
Data: 26/09/2022 21:45:47-0300
CPF: ***.400.719-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Lenon Schmitz
Data: 26/09/2022 16:50:52-0300
CPF: ***.982.279-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Lenon Schmitz, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
JESSIKA MELO DE ANDRADE
Data: 26/09/2022 19:42:50-0300
CPF: ***.459.059-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Dr. Jéssika Melo de Andrade
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
Matheus Schramm Dall Asta
Data: 26/09/2022 16:46:48-0300
CPF: ***.590.639-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Eletric. Matheus Schramm Dall Asta, Me.
Universidade Federal de Santa Catarina

Florianópolis, 26 de setembro de 2022.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha família por todo apoio e confiança durante toda minha vida acadêmica. Sei que todas as preocupações e cobranças são demonstrações de carinho e zelo, e que são reflexos da distância.

Aos meus amigos de Santos, que me acompanharam na maior parte da minha vida e participaram da minha formação pessoal e intelectual.

Aos colegas de engenharia elétrica que me ajudaram durante toda a graduação, sem eles seria muito mais difícil ter completado o curso.

Aos amigos que a universidade me proporcionou, sou grato à todos que proporcionaram os momentos que vi nesse período da minha vida.

Aos meus colegas de trabalho, que me apoiaram nos momentos finais da realização desse trabalho e com quem aprendo a cada dia.

Finalmente, ao professor Telles Brunelli Lazzarin que acreditou na realização desse trabalho e exerceu ótima orientação.

Resumo

No seguinte trabalho foram analisados alguns pontos da costa brasileira para estudo de seu potencial eólico offshore no objetivo de simular a implementação de uma turbina eólica como geração auxiliar em regiões em que se localizam plataformas de petróleo e gás. Os critérios de seleção tiveram como base pontos onde se encontram plataformas de petróleo fixas, com lâmina d'água de até 300 metros, e também a diversificação das regiões para abranger um maior território da costa. Desses pontos foram extraídos os dados de velocidades média diária no período de 2001-2020 nas alturas de 10 e 50 metros com o software POWER Data Access Viewer. A partir desses dados foram calculadas as médias mensais no período todo visando identificar os períodos de maior e menor velocidade média, e assim foram calculados os coeficientes de Hellmann nas regiões, que possibilitam o cálculo de velocidade em qualquer altura e conseqüentemente a variação da velocidade com a mudança de altura. Utilizando os softwares Matlab e MS Excel foram traçadas curvas de probabilidade de Weibull, que mostram a chance que uma velocidade tem de ocorrer nas regiões, possibilitando assim o cálculo de potências geradas. Foram analisadas cinco turbinas eólicas comerciais para cada região e calculadas as potências médias geradas e o coeficiente de capacidade de cada combinação região-turbina. Por fim, realizou-se estudos que envolvem a geração de energia elétrica, como sistemas coletores, armazenamento e transmissão de energia, para então, comparar a geração das turbinas eólicas com turbinas à gás utilizadas nas plataformas e com a geração hidrelétrica brasileira.

Palavras-chave: Turbinas eólicas. Sistemas offshore. Plataformas de petróleo e gás.

Abstract

In the following work, some points of the Brazilian coast were analyzed to study their offshore wind potential in order to simulate the implementation of a wind turbine as an auxiliary generation in regions where oil and gas platforms are located. The selection criteria were based on points where fixed oil platforms are located, with water depths of up to 300 meters, and also the diversification of regions to cover a greater territory of the coast. From these points, data on average daily speeds were extracted from 2001-2020 at heights of 10 and 50 meters with the POWER Data Access Viewer software. From these data, the monthly averages were calculated throughout the period in order to identify the periods of highest and lowest average speed, and thus the Hellmann coefficients were calculated in the regions, which allow the calculation of speed at any height and consequently the variation of speed with the height change. Using Matlab and MS Excel software, Weibull probability curves were drawn, which show the chance that a velocity has to occur in the regions, thus enabling the calculation of generated powers. Five commercial wind turbines were analyzed for each region, the average power generated and the capacity coefficient of each region-turbine combination were calculated. Finally, studies were carried out involving the generation of electric energy, such as collector systems, storage and transmission of electric energy, to then compare the generation of wind turbines with gas turbines used on platforms and with Brazilian hydroelectric generation.

Keywords: Wind turbines. Offshore systems. Oil and gas platforms.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Capacidade instalada de turbinas offshore de 1996-2020	25
Figura 2 – Crescimento demanda licenciamento nov/19-abr/22	27
Figura 3 – Localização dos pontos no mapa brasileiro	30
Figura 4 – Fluxograma das atividades do trabalho	32
Figura 5 – Ilustração do aumento da velocidade com o aumento da altura	33
Figura 6 – Curva de potência de uma turbina eólica.	36
Figura 7 – Velocidade média na altura de 10 metros	39
Figura 8 – Velocidade média na altura de 50 metros	40
Figura 9 – Velocidades médias anuais na altura de 10 metros	41
Figura 10 – Velocidades médias anuais na altura de 50 metros	41
Figura 11 – Coeficiente de Hellmann das bacias analisadas	42
Figura 12 – Distribuição de Weibull na altura de 100 metros	43
Figura 13 – Distribuição de Weibull na altura de 200 metros	44
Figura 14 – Fator de capacidade turbina Gamesa G128	45
Figura 15 – Fator de capacidade turbina REpower 5M	46
Figura 16 – Fator de capacidade turbina Senvion 6.2M152	46
Figura 17 – Fator de capacidade turbina MHI Vestas V164	47
Figura 18 – Fator de capacidade turbina Dongfang D100000-185	47
Figura 19 – Fator de capacidade diário - Setembro - Turbina Senvion	49
Figura 20 – Fator de capacidade diário - Março - Turbina Senvion	49
Figura 21 – Sistema turbina + BESS	52
Figura 22 – Uso de BESS - Bacia de Campos - Turbina Senvion - Março	53
Figura 23 – Uso de BESS - Bacia Potiguar - Turbina Senvion - Setembro	54
Figura 24 – Sistema de coleta com topologia radial	55
Figura 25 – Sistema de coleta com topologia estelar	56
Figura 26 – Sistema de coleta com topologia anelar unilateral	56
Figura 27 – Sistema de coleta com topologia anelar bilateral	57
Figura 28 – <i>Breaking Point</i> de sistemas de transmissão	58
Figura 29 – Potência média provinda de hidrelétricas no Brasil	59
Figura 30 – Potência média das bacias	60

Lista de tabelas

Tabela 1 – Bacias, plataformas, coordenadas e lâminas d'água estudadas	29
Tabela 2 – Turbinas comerciais utilizadas no estudo	45
Tabela 3 – Redução de CO ₂	58
Tabela 4 – Redução de NO _x	59

Lista de abreviaturas e siglas

EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
POWER	<i>Prediction of Worldwide Energy Resources</i>
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
CO ₂	Dióxido de carbono
NO _x	Óxidos de nitrogênio
ppm	Partes por milhão
LHV	<i>Lower heating value</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>
HVAC	<i>High Voltage Alternating Current</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
BP	<i>Breaking Point</i>
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
SoC	<i>State of Charge</i>

Lista de símbolos

GW	Gigawatt
MW	Megawatt
km	Kilometro
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
α	Coeficiente de Hellmann
c	Parâmetro de escala
e	Número de Euler
h	Altura
k	Parâmetro de forma
lb	Libras
m	Metros
P	Potência
P_c	Potência nominal
P_e	Potência média
k	Parâmetro de forma
s	Segundos
v	Velocidade
v_{in}	Velocidade de <i>cut-in</i>
v_{rated}	Velocidade de saída nominal
v_{off}	Velocidade de <i>cut-off</i>
v_m	Velocidade média
t	Tempo

Sumário

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Objetivos	24
1.2	Cenário da energia eólica offshore no mundo	24
1.3	Cenário da energia eólica offshore no Brasil	26
1.4	Estrutura do trabalho	27
2	METODOLOGIA	29
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	33
3.1	Coeficiente de Hellmann	33
3.2	Distribuição de Weibull	34
3.3	Cálculo potência gerada	35
3.4	Cálculo para redução dos gases poluentes	37
4	RESULTADOS	39
4.1	Velocidades médias mensais	39
4.2	Velocidades médias anuais	40
4.3	Coeficiente de Hellmann nas regiões	42
4.4	Curva de probabilidade de Weibull	43
4.5	Potência e energia gerada	44
4.5.1	Turbinas utilizadas	44
4.5.2	Fator de capacidade	45
4.6	Comparação mensal	48
5	APLICAÇÕES	51
5.1	Sistema de armazenamento	51
5.1.1	Aplicação BESS na turbina eólica	52
5.2	Topologia de sistemas coletores	54
5.2.1	Topologia Radial	55
5.2.2	Topologia Estelar	55
5.2.3	Topologia Anelar	56
5.3	Sistema de transmissão	57
5.4	Redução das emissões de CO ₂ e NO _x	58
5.5	Comparação com a geração hidrelétrica	59
6	CONCLUSÃO	61

REFERÊNCIAS 63

1 Introdução

O uso de fontes alternativas de energia ao longo dos últimos anos tem tido um crescimento muito grande nas matrizes energéticas do Brasil e do mundo. Tendo em vista a crescente necessidade da utilização de energia e, conseqüentemente, da geração de energia no uso tanto cotidiano quanto industrial, o desenvolvimento dessas novas fontes se torna cada vez essencial.

Dentro dos recursos ilimitados que podemos extrair da natureza, um dos que mais cresce em relação a no uso e desenvolvimento de tecnologias para explorá-lo é o vento. A geração de energia eólica é reconhecidamente uma das melhores alternativas para o suprimento de energia elétrica que tende a crescer no cenário atual de consumo. Nela também se destaca a substituição de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, a redução da poluição ambiental nas vias aéreas sendo o vento uma fonte de energia realmente renovável e limpa [Souza, Oliveira e Ozonur 2019]. Com o estudo aprofundado do comportamento do vento e de tecnologias capazes de otimizar e extrair o máximo desse recurso, é possível aumentar ao longo do tempo a sua fatia de geração na matriz energética e a longo prazo nomeá-la essencial ao invés de alternativa.

No Brasil vem se destacando o aumento da produção de energia provindo da geração eólica, perto de 10% da matriz energética brasileira em 2020 corresponde a essa alternativa que cada vez mais vem crescendo com o aumento da capacidade instalada em todos os anos e novos parques eólicos por todo o território, para assim complementar a geração hidrelétrica, que se responsabiliza pela grande maioria da geração de energia do país [Abeeólica 2020].

Apesar do aumento dos números, uma das áreas ainda não explorada na prática é a costa brasileira. Toda essa geração é provinda de turbinas que estão localizadas em terra, denominada energia eólica onshore, e mesmo com condições favoráveis das características dos ventos em várias regiões ao longo das costa, o uso de turbinas eólicas offshore ainda não é uma tecnologia aplicada no Brasil, ou seja, não existem até o momento aerogeradores instalados sobre o mar. Alguns aspectos como o custo de toda instalação e funcionamento, e o impacto no ecossistema marinho são ainda barreiras que impedem o desenvolvimento prático [Abeeólica 2020].

Dado esse contexto, o estudo do potencial eólico offshore mostra-se muito interessante para fins de aplicação com as turbinas, e assim visando uma atividade mais específica, o uso dessas turbinas pode ser trabalhado em regiões com sistemas offshore de exploração de petróleo e gás, atividade econômica muito importante no Brasil. A alimentação dos sistemas elétrico dessas plataformas offshore é feita através de turbinas à gás ,

principalmente os modelos aeroderivados que, como o nome denuncia, são adaptações dos equipamentos tradicionais que propulsionam aviões. Apesar de majoritárias, elas dividem espaço com outras fontes de geração de energia, lista que inclui as turbinas a vapor ou motores alternativos, queimando gás, diesel ou óleo cru.

Com a integração de turbinas eólicas a esses sistemas, é possível complementar essa geração feita pelas turbinas à gás, aumentando assim a produção energética para as plataformas, ainda assim, a utilização de turbinas eólicas substituindo parte da geração das turbinas à gás reduz a emissão de gases poluentes à atmosfera provindos da queima de combustível [Korpås et al. 2012].

1.1 Objetivos

O estudo mostrado nesse trabalho visa analisar a geração de energia eólica offshore em diferentes pontos da costa brasileira para complementar a geração em plataformas de petróleo.

O tema não aborda uma operação já em funcionamento no Brasil visto que ainda nenhuma turbina foi instalada na enorme costa do país e os projetos ainda não saíram do papel, contudo o trabalho dá ênfase em regiões que já possuem sistemas offshore, o que facilitaria a instalação uma vez que em uma construção assim muito do que já está presente poderia servir no auxílio de uma nova obra.

O trabalho procura mostrar uma alternativa de geração de energia, com uma abordagem que busca analisar o potencial energético em diferentes pontos através do estudo das características dos ventos em uma base de dados de 20 anos. Dessa forma, o intuito é identificar o perfil do vento nas regiões escolhidas, para calcular os coeficientes de Hellmann e as curvas de probabilidade de Weibull. Com esses dados, analisar o uso de diferentes tipos de turbinas e definir quais são mais adequadas para cada ponto.

Por fim, identificar configurações para a conexão de um parque eólico, mostrar as vantagens do uso de armazenamento de energia em conjunto com a geração eólica e apresentar a redução de carbono equivalente que a solução pode oferecer.

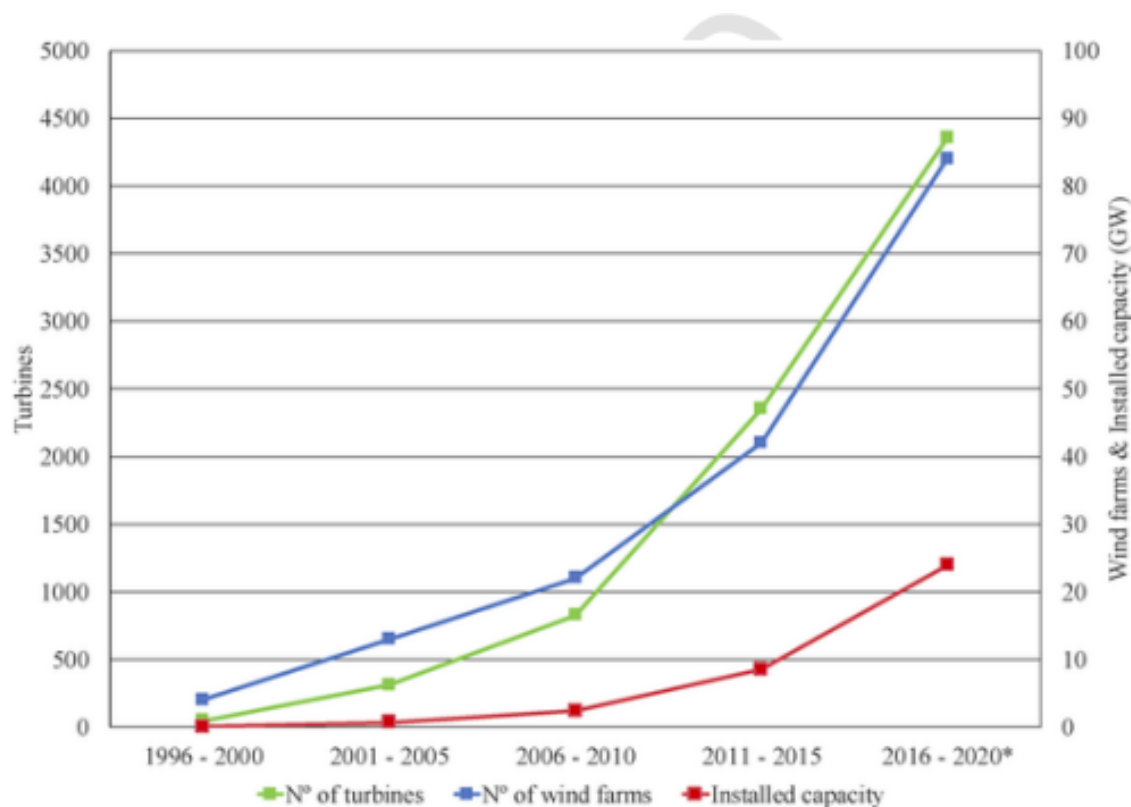
1.2 Cenário da energia eólica offshore no mundo

O país pioneiro na instalação de um parque eólico offshore foi a Dinamarca em 1991 com o parque Vindeby Offshore Wind Farm, 11 aerogeradores de 450 kW de capacidade cada um foram instalados em águas rasas, cerca de 2 km da costa. O projeto durou 25 anos até se tornar inviável economicamente para o governo e ser desativado [Vaichberg, Valiatt e Ferreira 2021].

Desde então diversos projetos saíram do papel principalmente na Europa, que se destacou nesse cenário inovação e hoje é responsável pela maior parte da geração de energia por turbinas offshore e também domina o mercado de equipamentos e componentes necessários para a construção das turbinas [GWEC 2019].

Em 2020, 112 fazendas de turbinas eólicas offshore estavam em operação no mundo todos e centenas de projetos em desenvolvimento por todo globo em diversos continentes com destaque para Reino Unido com 30, China com 21, e Alemanha com 19 fazendas instaladas. No total cerca de 19GW foram instalados e a expectativa é que esse número quase dobre até o fim desse ano de 2022. A Figura 1 mostra o crescimento de turbinas, fazendas e capacidade instalada no mundo desde 1996 [Díaz e Soares 2020].

Figura 1 – Capacidade instalada de turbinas offshore de 1996-2020



Fonte: [Díaz e Soares 2020]

Um dos aspectos que impede um maior avanço do uso dessa tecnologia é o custo. Em comparação com uma instalação onshore, o preço por MW é cerca de 50% a mais em instalações offshore por conta de todo o processo necessário para instalação e manutenção de turbinas em alto mar [Díaz e Soares 2020].

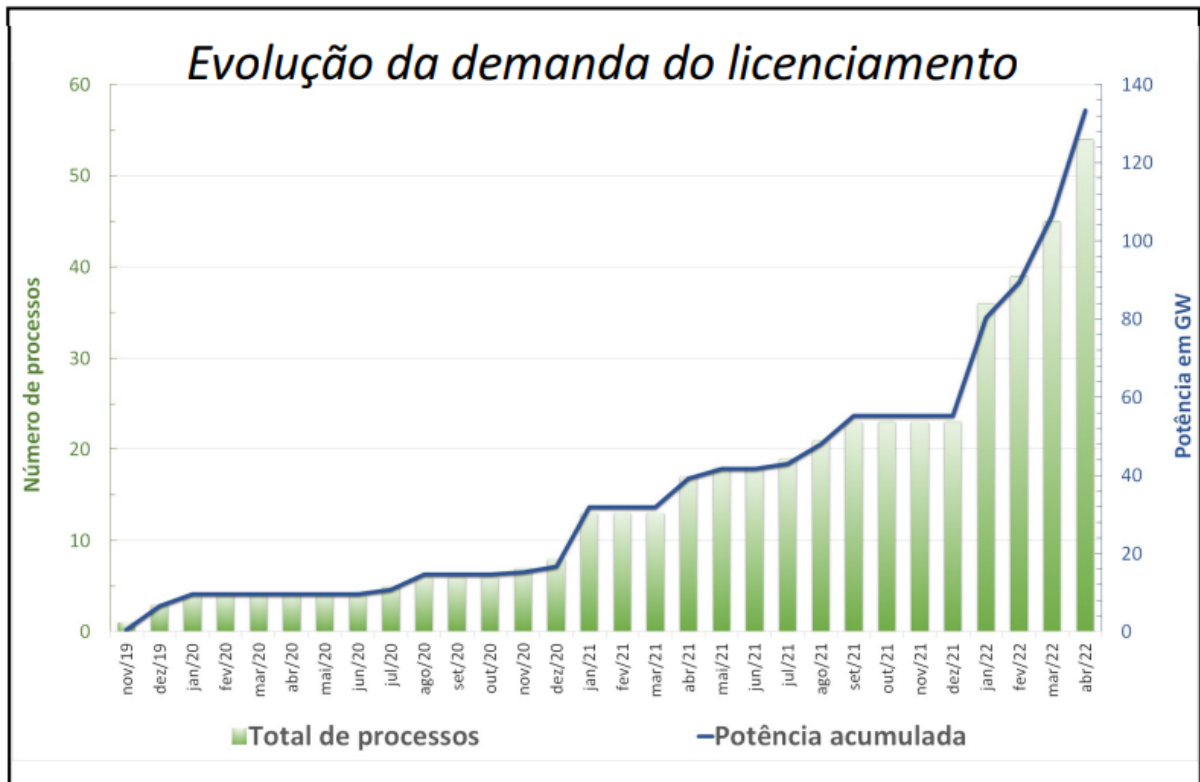
1.3 Cenário da energia eólica offshore no Brasil

No Brasil o cenário da energia eólica offshore vem avançando bastante nos últimos anos. Apesar de ainda nenhuma turbina instalada, a expectativa é que em alguns anos já seja uma alternativa viável de ser explorada. Em 2020, a EPE desenvolveu o Roadmap Eólica Offshore Brasil com o objetivo de entender todos os processos que envolvem a construção e operação de uma fazenda eólica offshore, mapeando o potencial em determinados cenários e indicando possíveis desafios no planejamento e execução de um projeto.

O estudo indicou que o Brasil apresenta um potencial de 697 GW de potencial na altura de 100 metros e profundidades de até 50 metros. É importante ressaltar que o próprio estudo indicou que é preciso aprofundar as análises visto que muitas áreas da costa brasileira são áreas de proteção ambiental, rotas comerciais, rotas migratórias de aves, ou outras áreas com usos conflitantes, e que assim esse número obtido seria bem reduzido. [EPE 2020]

Um marco importante para a geração eólica offshore no Brasil foi a publicação do Decreto nº 10.946 em janeiro de 2022, que passa a regulamentar a cessão de áreas e o aproveitamento dos recursos naturais para geração de energia elétrica offshore. Até abril de 2022, o Ibama divulgou que dezenas de processos de licenciamento ambiental de eólicas offshore estavam abertos totalizando aproximadamente 133 GW de capacidade total. Os processos são localizados em vários locais da costa como: Rio Grande do Sul, Rio de Janeiro, Ceará e Rio Grande do Norte. A figura 2 aponta o enorme crescimento da demanda do licenciamento ao longo desses três últimos anos.

Figura 2 – Crescimento demanda licenciamento nov/19-abr/22



Fonte: Ibama, 2022

Dentro desse cenário e da perspectiva de estudos como o Plano Decenal de Expansão de Energia (2022-2031), a implementação de aerogeradores offshore seria viável para o começo da próxima década. Claro que nesse intervalo de tempo o tema, por ser inovador, ainda sofrerá consequências por parte de novos estudos e regulamentações futuras, mas nesse momento se mostra uma promissora fonte de geração de energia para ser implementada na matriz energética brasileira.

1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em seis capítulos. No capítulo 2 é apresentada a metodologia que foi implementada no estudo, explicando a escolha da posição das plataformas e também, detalhando o processo de coleta de dados das regiões. Por fim, são descritos os métodos usados no trabalho para calcular o potencial eólico das regiões.

O capítulo 3 faz uma revisão teórica dos métodos que englobam todo o cálculo necessário no estudo, indicando a necessidade de cada um dos processos e de como eles são aplicados para obter o potencial eólico. Essa revisão facilitou a escolha das ferramentas computacionais a serem utilizadas, já que sabendo de todas as equações e variáveis envolvidas foi feita a opção pelas ferramentas que melhor se adequaram a execução do que

foi proposto.

Os resultados são abordados no capítulo 4, o qual tem suas discussões apoiadas no desenvolvimento teórico realizado. Nele é feita a análise do perfil de vento em cada região utilizando dados das plataformas, e a seleção dentre um conjunto de turbinas para definição de qual é melhor para a região, baseado no fator de capacidade estimado com cada turbina.

Finalizada a parte de cálculos, foi iniciado o capítulo 5, no qual foram descritos os métodos de coleta, transmissão e armazenamento de energia. Ainda nesse capítulo são comparadas as turbinas eólicas do estudo com turbinas à gás com modelos aeroderivados normalmente utilizadas nas plataformas de petróleo. Outra alternativa apresentada foi o uso da energia geradas pelas turbinas offshore na rede elétrica.

Finalmente, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões do trabalho, juntamente com possíveis contribuições e sugestões para trabalhos futuros.

2 Metodologia

Uma vez que o trabalho se caracteriza por ser uma pesquisa científica, o primeiro passo foi realizar um estudo para verificar quais regiões na costa brasileira se adequariam ao escopo da análise.

Como o objetivo do estudo é a integração de uma turbina eólica com uma plataforma de petróleo e gás, o critério de seleção dos pontos analisados deveriam ser as regiões em que estão instaladas essas construções. No Brasil, a exploração de combustíveis fósseis existe há muitas décadas e diversos tipos de plataformas são utilizadas nessa prática, entretanto dentro desse estudo foram escolhidas as plataformas fixas, que são estruturas rígidas, fixadas no fundo do mar por um sistema de estacas cravadas usadas na perfuração de poços e na produção de petróleo. O estudo limitou-se a plataformas com lâminas d'água de até 300 metros, já que a tecnologia atual de usinas offshore é até essa profundidade.

De acordo com a lista de plataformas em operação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) publicada em maio de 2021, até o momento existiam 5 bacias operantes na costa brasileira, sendo elas: Campos, Santos, Espírito Santo, Potiguar e Camamu. Foram selecionadas assim plataformas fixas nessas bacias de forma que o estudo abranja todas as regiões operantes. As plataformas, coordenadas e lâminas d'água são mostradas na tabela 1.

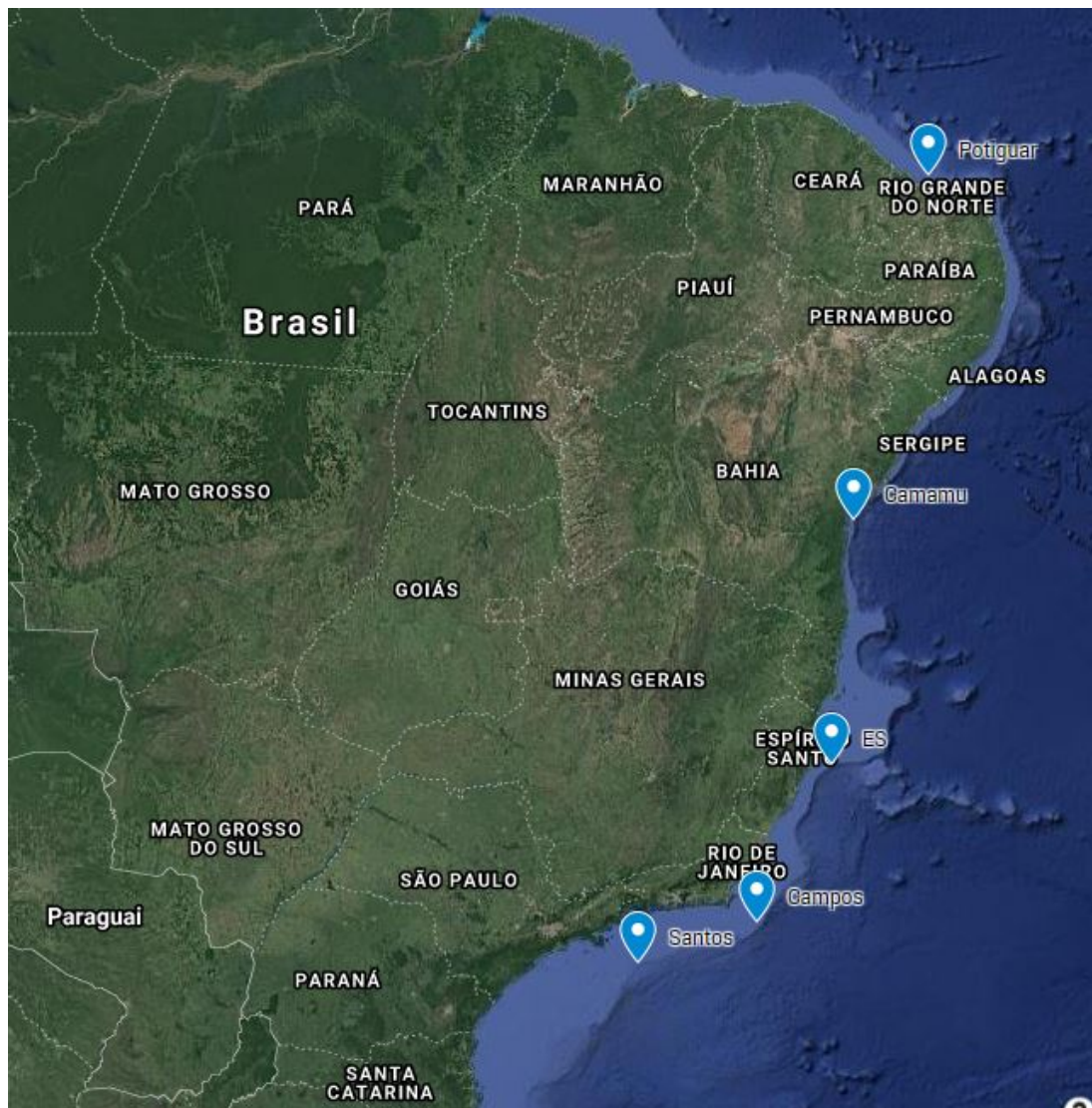
Tabela 1 – Bacias, plataformas, coordenadas e lâminas d'água estudadas

Bacia	Plataforma	LAT	LON	Lâmina d'água(m)
Campos	Peregrino A	-23,33°	-41,30°	106
Santos	Mexilhão	-24,35°	-44,38°	172
Camamu	Manati 1	-13,48°	-38,80°	36
Espírito Santo	Peroá	-19,56°	-39,25°	70
Potiguar	Arabaiana 1	-4,69°	-36,73°	30

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A Figura 3 indica localização dos pontos em que se localizam as plataformas no mapa brasileiro:

Figura 3 – Localização dos pontos no mapa brasileiro



Fonte: Elaborado pelo Autor - Google Earth.

O passo após a escolha das regiões foi coletar os dados históricos de velocidade dos ventos, para isso foi utilizada a ferramenta POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources) Data Access Viewer desenvolvida pela NASA. A ferramenta serviu como banco de dados para o estudo, nela se consegue obter as médias diárias de velocidade de vento. O uso se baseia em indicar as coordenadas pretendidas, o período em que se deseja coletar os dados e a altura (10 metros ou 50 metros) em que se quer as velocidades.

Para garantir maior confiabilidade estatística ao estudo foi decidido utilizar dados com uma base temporal grande, e assim foram coletados dados diários de 1 de janeiro de 2001 até 31 de dezembro de 2020, configurando 20 anos de dados históricos. Foram assim coletadas 7305 médias de velocidade diária para cada região em duas alturas disponíveis na

ferramenta, 10 metros e 50 metros. A amostragem em alturas distintas permite que sejam extraídas mais informações sobre as características do vento, nesse estudo a principal delas é cálculo do coeficiente de Hellmann explicado na seção 3.1. Somando a quantidade de dados coletados nas cinco regiões e nas diferentes alturas, o número total de velocidades médias diárias coletadas no trabalho é de 73050.

Após coletar os dados brutos, foi preciso caracterizar os ventos com base em divisões temporais que sejam bases sólidas de comparação entre as regiões e possibilitem extrair informações a serem exploradas no estudo, para isso foi utilizado o software MS Excel criando planilhas para todas as regiões e organizando-as para serem traduzidas neste trabalho em gráficos demonstrando algumas dessas características de cada região. Essas planilhas com o devido tratamento foram utilizadas como valores de entrada nos cálculos de potência com base na revisão teórica. Para realizá-los foi feito uso do software MATLAB, ferramenta comum para resolução de muitos problemas numéricos que permitiu toda a execução em alta performance.

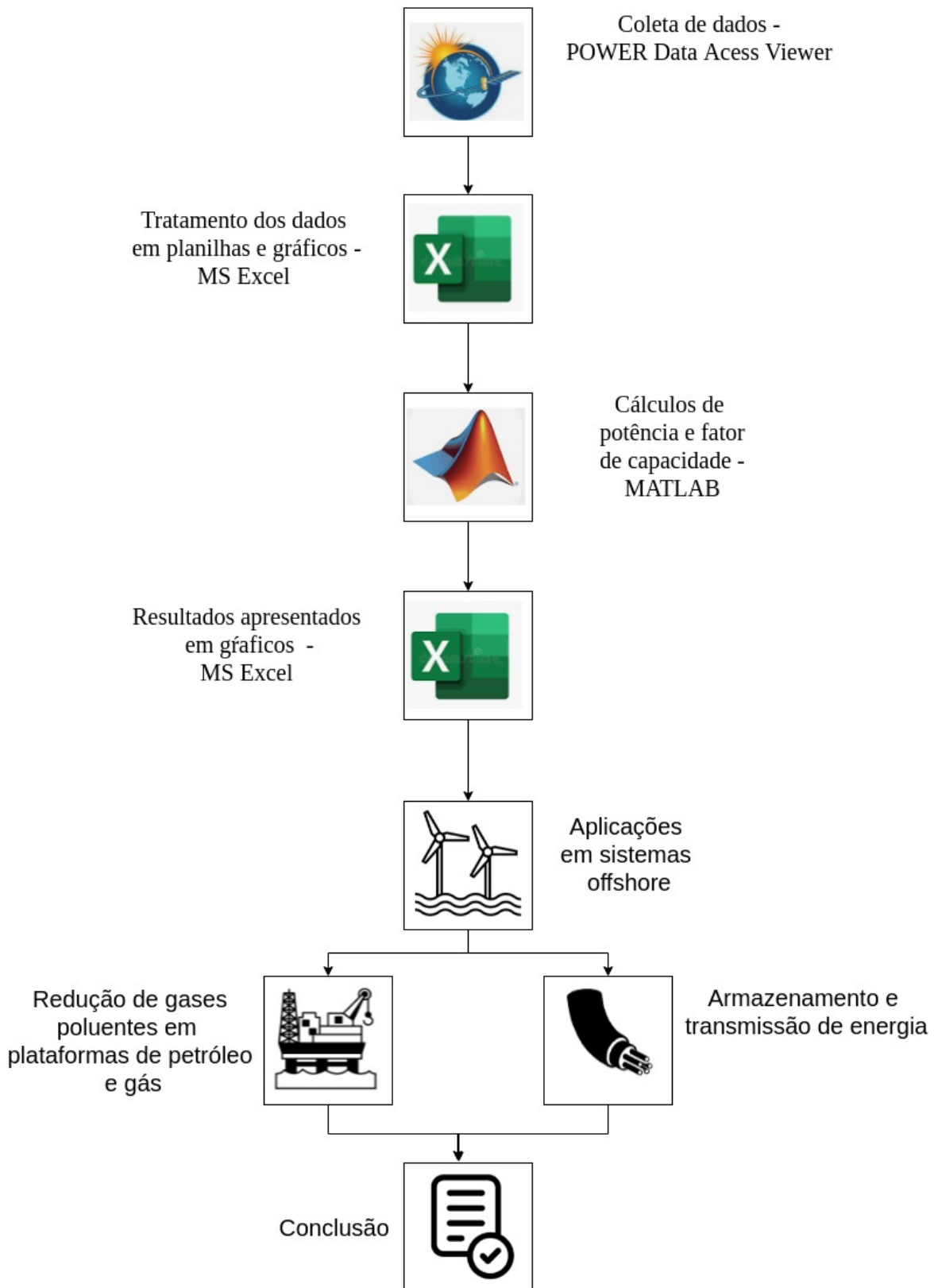
Dessa forma, foram calculadas médias mensais e anuais das velocidades de vento, habilitando assim a comparação entre as regiões e também comparações numa mesma região entre as amostragem da base temporal, ou seja, estabelecer um quadro comparativo em quais meses e anos as velocidades foram maiores, menores ou tiveram algumas característica mais específicas que agregue ao estudo.

Além disso, foram também selecionadas turbinas comerciais para o cálculo de geração de energia eólica ser mais próximo de resultados reais. Cada uma das turbinas possui seus próprios parâmetros o que faz com que os resultados apresentem divergências na comparação entre elas e seja necessária uma análise com maior cuidado no intuito de diagnosticar a melhor turbina para cada região estudada com base na sua eficiência.

Para finalizar, foi feita a pesquisa de topologias de sistemas coletores que levam a energia produzida da turbina à subestação, foram mostradas algumas possibilidades de disposição dos aerogeradores e suas devidas consequências. Em seguida é feita a descrição das alternativas de transmissão da energia gerada e coletada para a rede onshore, são feitas algumas considerações de cada uma delas sobretudo em quais cenários cada uma seria melhor aplicada. Por fim, foi feita a comparação com a energia provinda de usinas hidrelétricas, uma vez que essa fonte é a que corresponde a grande maioria da matriz energética brasileira e o estudo visa uma fonte complementar de energia elétrica.

O fluxograma da figura 4 ilustra todos esses processos descritos e a sequência de execução durante o trabalho.

Figura 4 – Fluxograma das atividades do trabalho



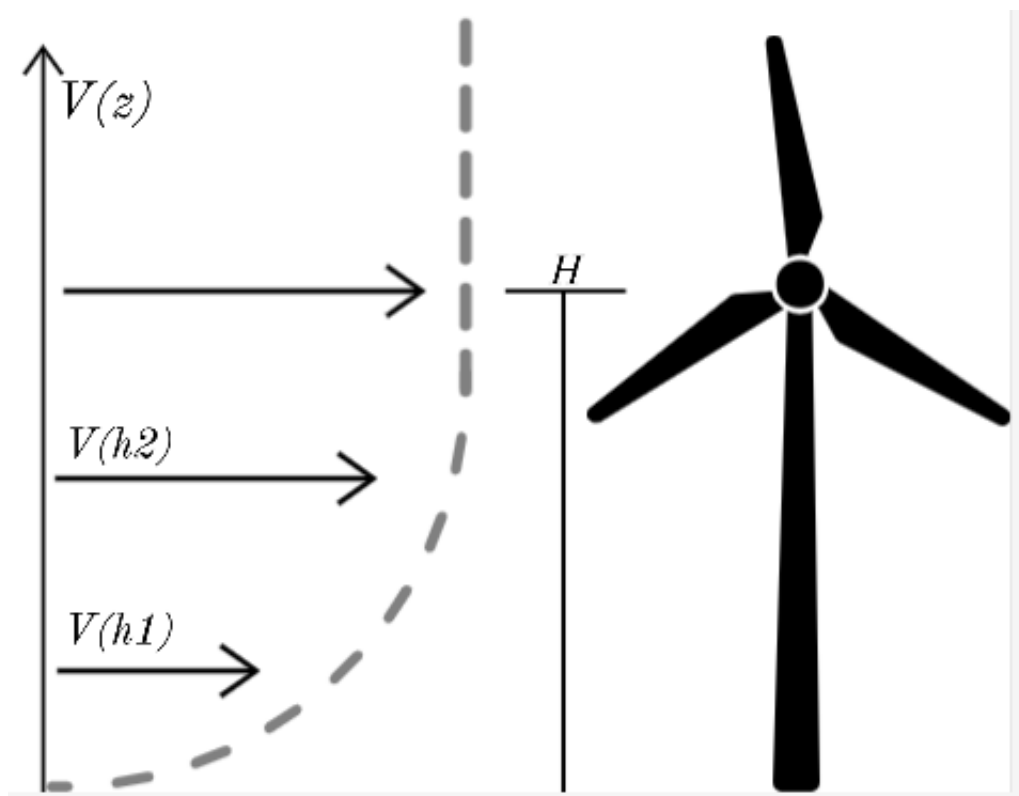
3 Fundamentação teórica

Feita a apresentação da metodologia, este capítulo trata da revisão teórica de todos os cálculos realizados nesse estudo e como eles se aplicam para determinar o potencial eólico de uma região.

3.1 Coeficiente de Hellmann

Com o intuito de encontrar a velocidade média do vento em qualquer altura, uma vez que as turbinas eólicas não seguem um padrão de tamanho e que cada uma tem altura distinta, é de grande valia um método que a partir das velocidades em alturas conhecidas seja possível encontrar esses valores. A figura 5 ilustra a situação proposta.

Figura 5 – Ilustração do aumento da velocidade com o aumento da altura



Fonte: Elaborado pelo autor.

Hellmann em 1916 propôs um modelo simples e eficaz para perfil vertical do vento, que assume que a razão entre o vento velocidades em duas alturas diferentes podem ser encontrada [Okorie, Inambao e Chiguvare 2014]. O expoente de Hellmann indica a rugosidade do terreno e é tradicionalmente usado para estimar variações na energia eólica

disponível por altura, quando as medições diretas da velocidade do vento no rotor e da estabilidade não estão disponíveis [Wharton e Lundquist 2012]. A partir da fórmula (3.1.1):

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (3.1.1)$$

Em que h_1 e h_2 são as alturas em que se sabem os dados e, respectivamente, e v_1 e v_2 as velocidades médias nessas alturas.

Realizando os cálculos inversos, coeficiente de Hellmann foi obtido através da equação (3.1.2):

$$\alpha = \frac{\ln \left(\frac{v_2}{v_1} \right)}{\ln \left(\frac{h_2}{h_1} \right)} \quad (3.1.2)$$

3.2 Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull é um dado de entrada usado para avaliar o potencial do recurso eólico e um aspecto crucial de toda análise da energia eólica, uma vez que a maioria das equações envolvidas nesta análise baseiam-se em seus dois parâmetros, k (forma) e c (escala) [Veronesi e Grassi 2015]. Esta distribuição de probabilidade descreve a probabilidade de um dado dos valores de entrada ocorrer. Para um cálculo preciso de seus dois parâmetros é crucial ter dados de vento adequados, o que significa observações de longo prazo com alta resolução temporal. No entanto, dados com alta resolução temporal (como 10 minutos ou médias horárias) não estão disponíveis no mundo todo, enquanto as médias diárias são acessíveis. Os valores médios diários da velocidade do vento tendem a suavizar os picos ocorridos durante o dia. Este aspecto tem impacto na estimativas da geração de eletricidade como uma pequena variação da velocidade do vento. [Veronesi e Grassi 2015].

A função densidade de probabilidade de Weibull é dada por (3.2.1):

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3.2.1)$$

Para o cálculo dos coeficientes foi utilizado o método empírico [Celeska et al. 2015], em que:

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_m} \right)^{-1,086} \quad (3.2.2)$$

$$c = \frac{v_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.2.3)$$

$$\Gamma(t) = \int_0^\infty e^{-x} x^{t-1} dx \quad (3.2.4)$$

A relação da distribuição de Weibull em alturas diferentes pode ser encontrada pelo coeficiente n , assim a variação da altura é consistente com a variação da distribuição de velocidade do vento [Hadi 2015]. Dessa forma, se a distribuição de probabilidade Weibull na altura de referência h_1 é conhecida, então a distribuição em qualquer outra altura h_2 pode ser encontrada. No aspecto dos parâmetros, se os coeficientes de Weibull c_1 e k_1 são conhecidas em alguma altura h_1 , então os valores de c_2 e k_2 em qualquer altura desejada h_2 pode ser descoberta pelas equações (3.2.5) (3.2.6) (3.2.7) [Spera e Richards 1979]:

$$n = \frac{0,37 - 0,088 \ln(c_1)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{h_1}{10}\right)} \quad (3.2.5)$$

$$c_2 = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^n \quad (3.2.6)$$

$$k_2 = k_1 \frac{1 - 0,088 \ln\left(\frac{h_1}{10}\right)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{h_2}{10}\right)} \quad (3.2.7)$$

E assim pode-se traçar a curva de distribuição de Weibull para qualquer altura a partir dos dados iniciais coletados.

3.3 Cálculo potência gerada

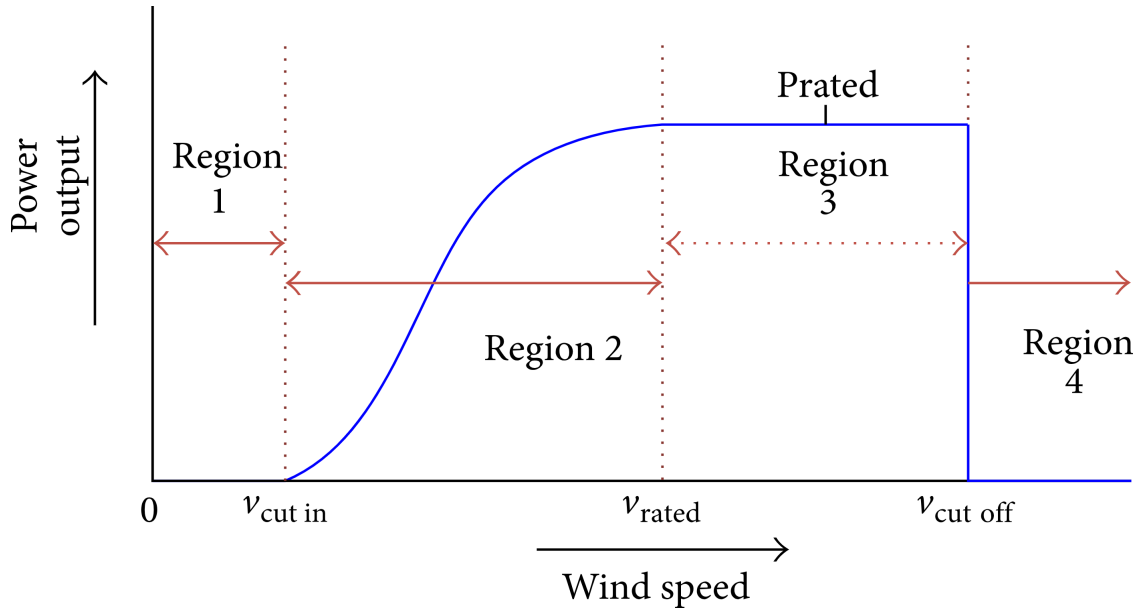
O cálculo das potências geradas por turbinas eólicas depende principalmente da curva de potência da turbina, que é a relação das velocidades de vento como parâmetro de entrada e a potência gerada como resultado. A curva de potência é dividida em quatro regiões como mostra a figura 6.

A região 1 corresponde aos valores de velocidade de vento que possuem força suficiente para dar partida nos aerogeradores e gerar potência. A partir de velocidades superiores a velocidade de cut-in (v_{in}) a curva entra na região 2 em que a potência gerada aumenta de acordo com a velocidade do vento. A região 3 tem início quando a velocidade do vento atinge um valor denominado velocidade de saída nominal "rate output" (v_{rated}) em que a potência de saída atinge o valor nominal da turbina e a geração se mantém constante independente da velocidade num determinado intervalo. O limite superior desse intervalo tem a denominação de velocidade de cut-off (v_{off}), que é determinada para a turbina não sofrer riscos de danos estruturais devido a velocidade de vento muito altas. [TR, ASO e TO 1996]

O cálculo da potência média deve-se pela seguinte equação (3.3.1):

$$P_e = \int_{v_{in}}^{v_{off}} P(v)f(v)dv \quad (3.3.1)$$

Figura 6 – Curva de potência de uma turbina eólica.



Fonte: [Sohoni, Gupta e Nema 2016]

E seguindo o modelo [Pallabazzer 2003] em que a potência P é dividida pela curva da turbina, os valores podem ser descritos como [Albadi e El-Saadany 2009]:

$$P = \begin{cases} 0 & v < v_{in} \\ \frac{P_c(v^2 - v_{in}^2)}{v_{rated}^2 - v_{in}^2} & v_{in} < v < v_{rated} \\ P_c & v_{rated} < v < v_{off} \\ 0 & v > v_{off} \end{cases} \quad (3.3.2)$$

Substituindo (3.3.2) em (3.3.1) tem-se (3.3.3):

$$P_e = P_c \left[\int_{v_{in}}^{v_{rated}} \frac{(v^2 - v_{in}^2)}{v_{rated}^2 - v_{in}^2} f(v) dv + \int_{v_{rated}}^{v_{off}} f(v) dv \right] \quad (3.3.3)$$

Sabendo que $f(v)$ é (3.2.1) e calculando a integral, tem-se (3.3.4):

$$P_e = P_c \frac{e^{-(\frac{v_{in}}{c})^k} - e^{-(\frac{v_{rated}}{c})^k}}{(\frac{v_{rated}}{c})^k - (\frac{v_{in}}{c})^k} - e^{-(\frac{v_{off}}{c})^k} \quad (3.3.4)$$

Sendo P_c o valor nominal da turbina, os parâmetros de velocidade cut-in (v_{in}), nominal (v_{rated}) e cut-off (v_{off}). Os coeficientes k e c são provenientes da curva de probabilidade de Weibull (3.2). Para calcularmos o fator de capacidade, basta dividir a potência gerada pela potência máxima da turbina [Mahmood, Resen e Khamees 2020]:

$$FC = \frac{P_e}{P_c} = \frac{e^{-(\frac{v_{in}}{c})^k} - e^{-(\frac{v_{rated}}{c})^k}}{(\frac{v_{rated}}{c})^k - (\frac{v_{in}}{c})^k} - e^{-(\frac{v_{off}}{c})^k} \quad (3.3.5)$$

3.4 Cálculo para redução dos gases poluentes

A alimentação de aplicações offshore como as plataformas de petróleo analisadas normalmente é feita por uma turbina a gás que naturalmente tem a emissão de gases poluentes na atmosfera, dentre os principais o CO_2 e NO_x . O estudo tem como configuração a integração de uma turbina eólica junto a uma plataforma suprindo parcialmente a carga, deixando o restante para a turbina a gás e assim diminuindo o número de emissões na atmosfera [Korpås et al. 2012].

Dessa forma, para o cálculo das emissões foram convertidos os dados de emissão de NO_x fornecidos pelos próprios fabricantes como valor de 25 (ppm) (@ 15% O_2) para toneladas e aplicadas no período anual. A seguir são mostrados os processos de conversão do valor nominal da turbina em Btu/kWh até valor em toneladas/ano. Conversão ppm para lb/MWh (3.4.1):

$$\text{lb/Mwh} = (\text{ppm @15\% O}_2) \cdot \frac{\text{Taxa de calor LHV}(\frac{\text{btu}}{\text{kWh}})}{248 \cdot 1000} \quad (3.4.1)$$

Uma vez que 1 kg é aproximadamente 2,2 libras. A conversão de lb/MWh para toneladas/ano (3.4.2):

$$\text{Ton/ano} = \text{lb/Mwh} \cdot \frac{\text{Capacidade(MW)} \cdot \% \text{utilização} \cdot \text{horas do ano}}{2,2 \cdot 1000} \quad (3.4.2)$$

Assim, com as emissões calculadas a partir da potência da máquina, é possível identificar a redução dos gases a partir da redução do uso da máquina em favor do uso das turbinas eólicas.

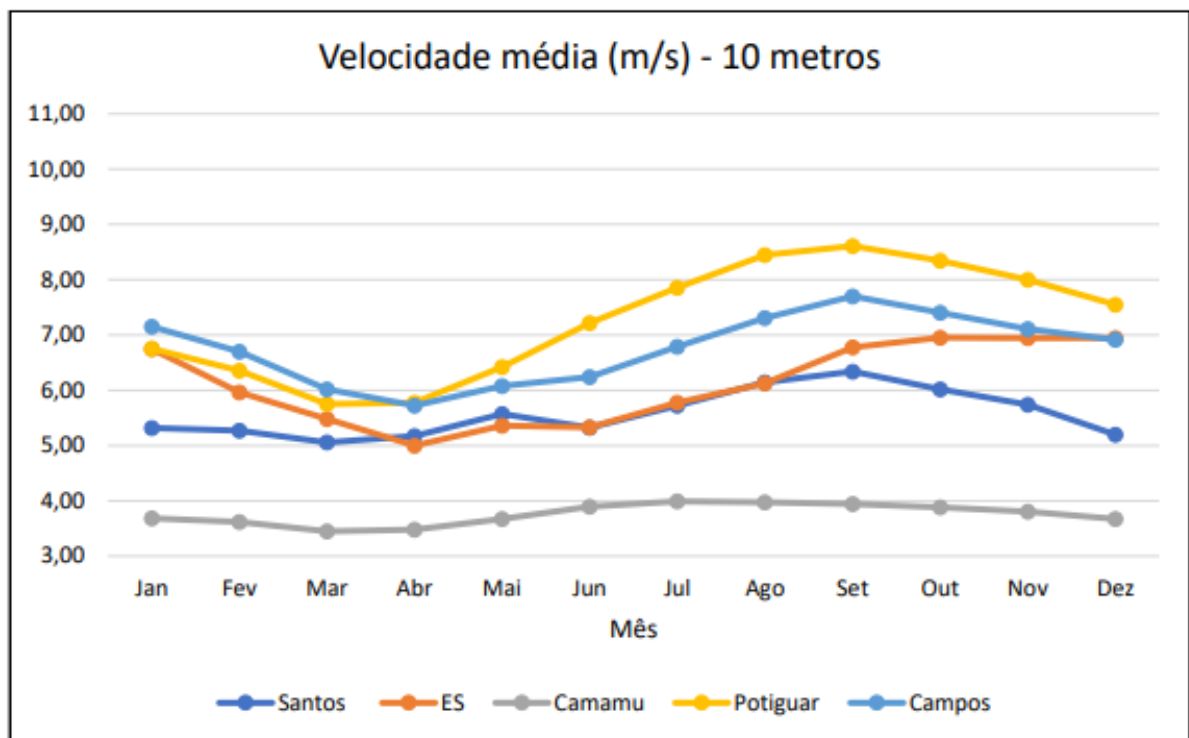
4 Resultados

Esta seção 4 mostra os resultados obtidos com base na revisão teórica feita na seção anterior. Junto com eles são feitas observações e conclusões sobre as características das regiões e comparações entre elas.

4.1 Velocidades médias mensais

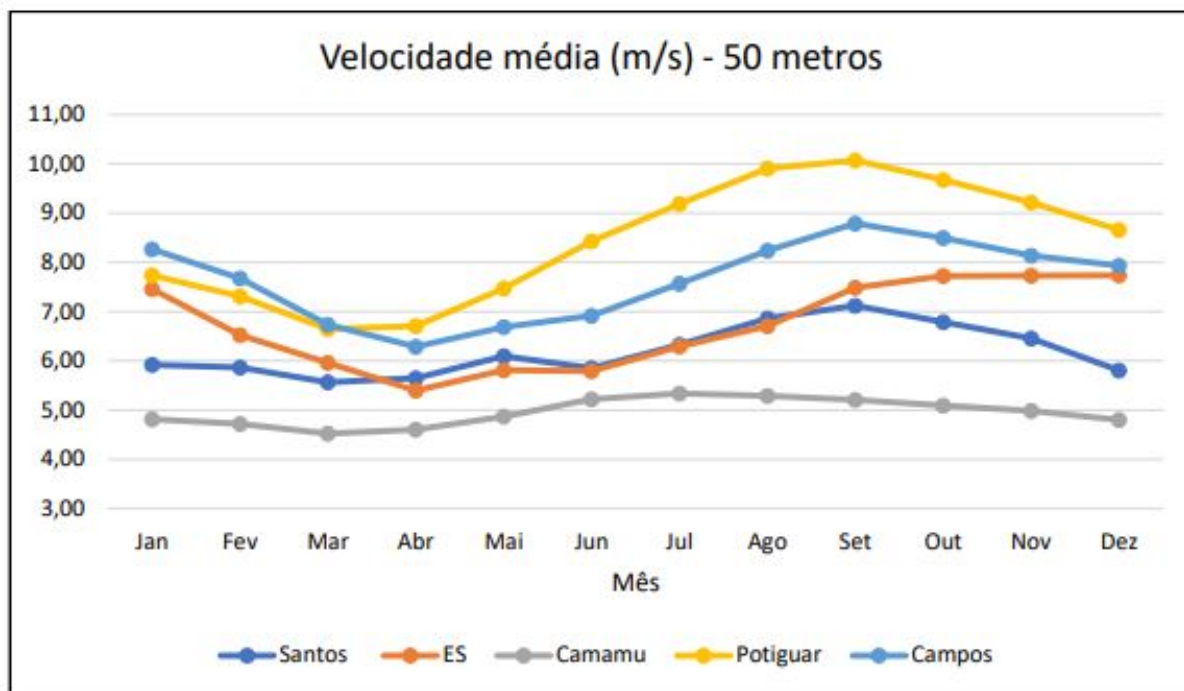
Seguindo a metodologia adotada foram calculadas as velocidades médias mensais em todo período nas alturas de 10 metros e 50 metros e expostas nas figuras 7 e 8.

Figura 7 – Velocidade média na altura de 10 metros



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 8 – Velocidade média na altura de 50 metros



Fonte: Elaborado pelo Autor.

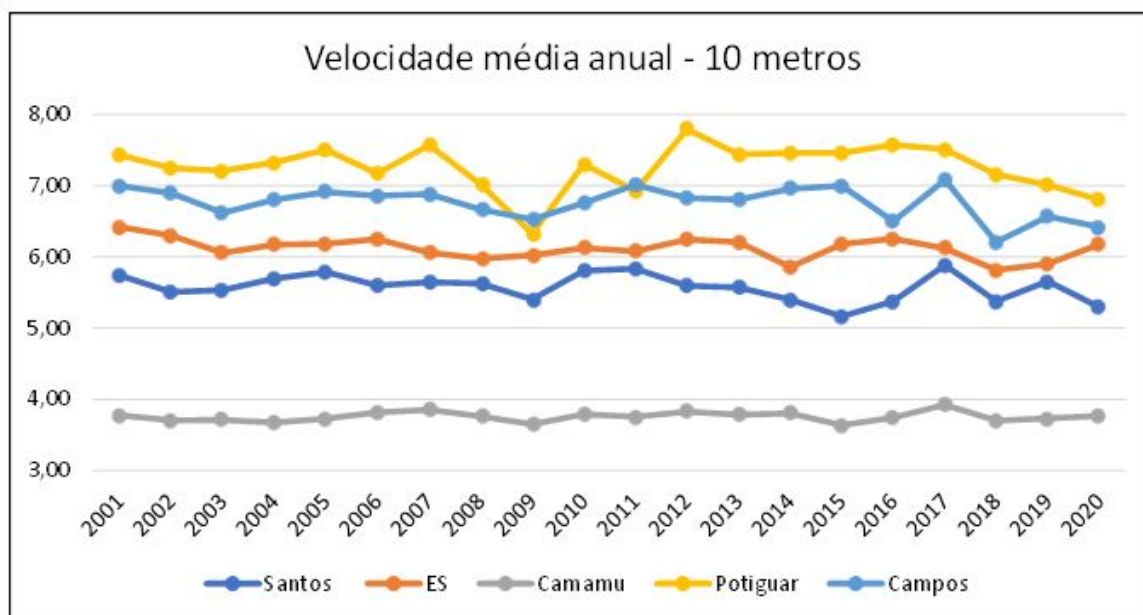
Analisando os gráficos é possível notar que de forma geral os meses de março e abril apresentam as menores médias mensais, dessa forma esses meses seriam os com menor eficiência no cenário em que as turbinas operam regularmente o ano todo. Em contrapartida, o mês de setembro apresenta a maior velocidade média de ventos na maioria das regiões estudadas, sendo assim o período do ano em que teoricamente mais se poderia aproveitar dessa fonte de energia.

Alguns outros pontos que podem ser notados a partir dos gráficos, começando com o primeiro trimestre do ano cuja maior média mensal é da bacia de Campos, esse padrão não se sustenta a partir do mês de abril em que a bacia Potiguar apresenta os maiores valores até o fim do ano. Nota-se também que as bacias de Santos e Espírito Santo têm valores bem próximos no segundo e terceiro trimestres do ano, porém no restante apresentam uma considerável diferença com ES sempre maior.

4.2 Velocidades médias anuais

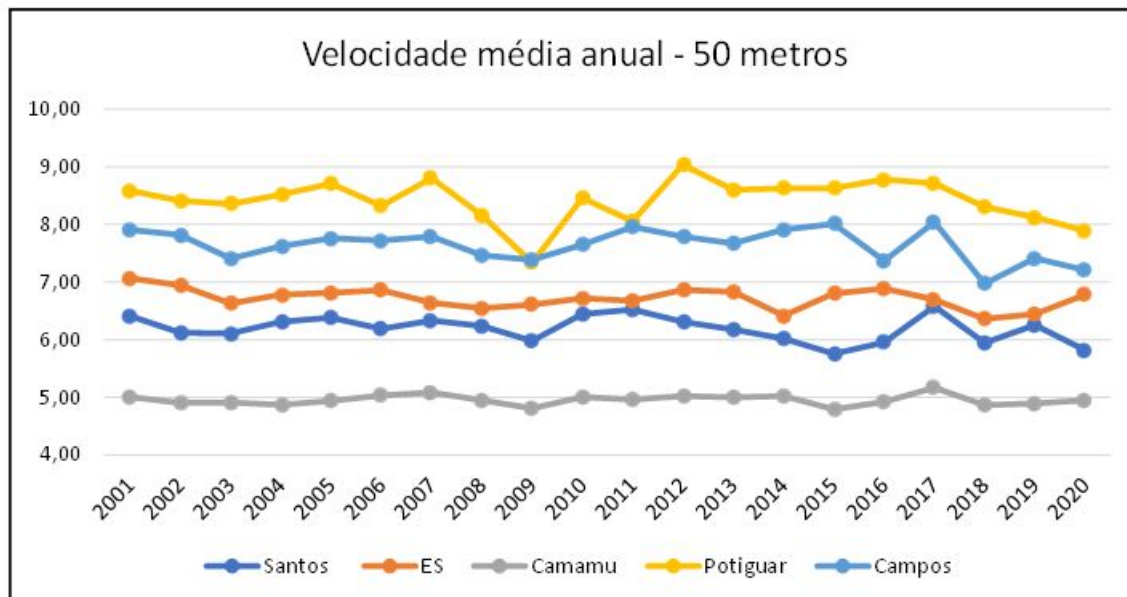
Foram também calculadas as velocidades médias anuais em todo o período de análise (2001-2020) nas alturas 10 metros (figura 9) e 50 metros (figura 10).

Figura 9 – Velocidades médias anuais na altura de 10 metros



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 10 – Velocidades médias anuais na altura de 50 metros



Fonte: Elaborado pelo Autor.

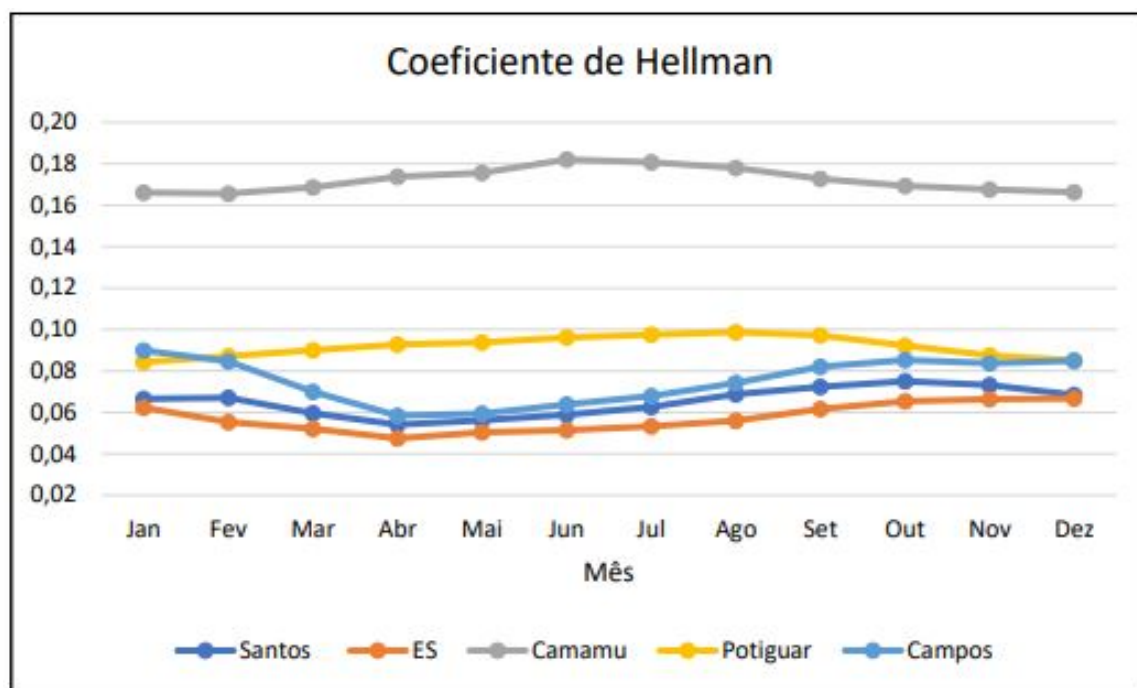
Na análise destes gráficos podem ser feitas algumas observações interessantes, como a grande variação do ano de 2017 para o ano de 2018 em todas as regiões, mais acentuada nas bacias de Campos e Santos, a primeira inclusive apresenta a maior e menor média nesses anos, respectivamente. Pode-se notar que não necessariamente a variação das velocidades médias ao longo dos anos segue um padrão em todas as bacias, um exemplo

disso é a variação de 2010 até 2012, em que as bacias Potiguar, Espírito Santo e Camamu sofreram uma queda na média de 2010 para 2011 e um aumento de 2011 para 2012 e as bacias de Santos e Campos tiveram a variação justamente contrária, aumento de 2010 a 2011 e queda de 2011 a 2012.

4.3 Coeficiente de Hellmann nas regiões

O coeficiente de Hellmann foi obtido através da equação explicada anteriormente (3.1.1). No caso desse estudo, foi encontrada o coeficiente para cada mês utilizando as velocidades médias encontradas na seção (4.1), portanto alturas utilizadas são de 10 metros e 50 metros. Assim então são obtidos os coeficientes de Hellman mensais para as bacias:

Figura 11 – Coeficiente de Hellmann das bacias analisadas



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Nota-se que a bacia de Camamu apresenta o maior coeficiente de Hellmann dentre todas as regiões seguida pela bacia Potiguar, isso é explicado pela menor distância das plataformas em relação a costa (menor lâmina d'água) que resulta em ventos mais variados, e comprovado observando nos gráficos de velocidades médias Figura 7 e Figura 8 e a maior variação de velocidades da altura de 50 metros em relação a 10 metros. Por outro lado as bacias com maiores lâminas d'água possuem os menores coeficientes, o que mostra uma menor taxa de variação com o aumento da altura, conseqüentemente, a diferença do valor de geração de turbinas com alturas diferentes umas das outras também será menor.

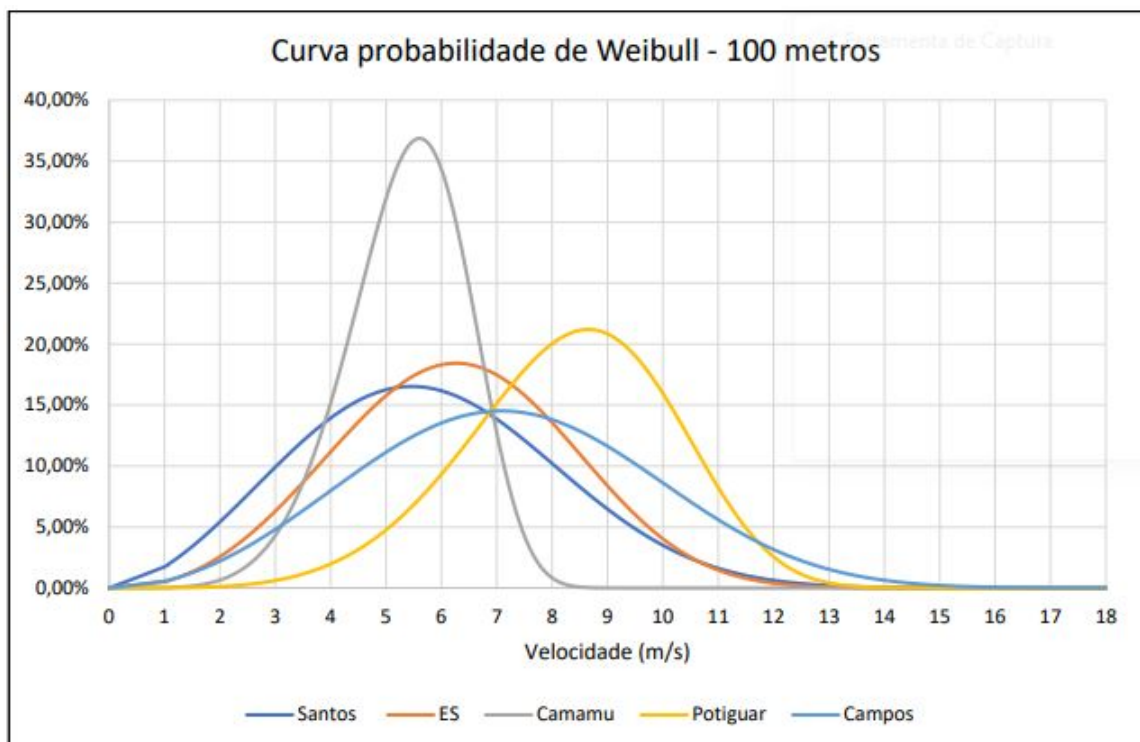
4.4 Curva de probabilidade de Weibull

A escolha das alturas para serem traçadas as curvas de Weibull (3.2) considerou os valores em que são tipicamente instaladas turbinas eólicas offshore, assim se chegou nas alturas de 100 e 200 metros. Os parâmetros da curva foram calculados levando em conta as médias de todo o período de análise.

Para definir os valores de velocidade, que são parâmetros de entrada, foi optado pelo critério de utilizar números inteiros, sendo o valor mínimo igual a zero e o valor máximo de acordo com os valores das maiores médias de vento, dessa forma se chegou ao número 18. Para melhor análise gráfica, o passo de cálculo foi dividido em quantis de 0,1 m/s visto que o aumento da amostragem torna a análise gráfica e os resultados da curva mais precisos e próximos do que era esperado no estudo.

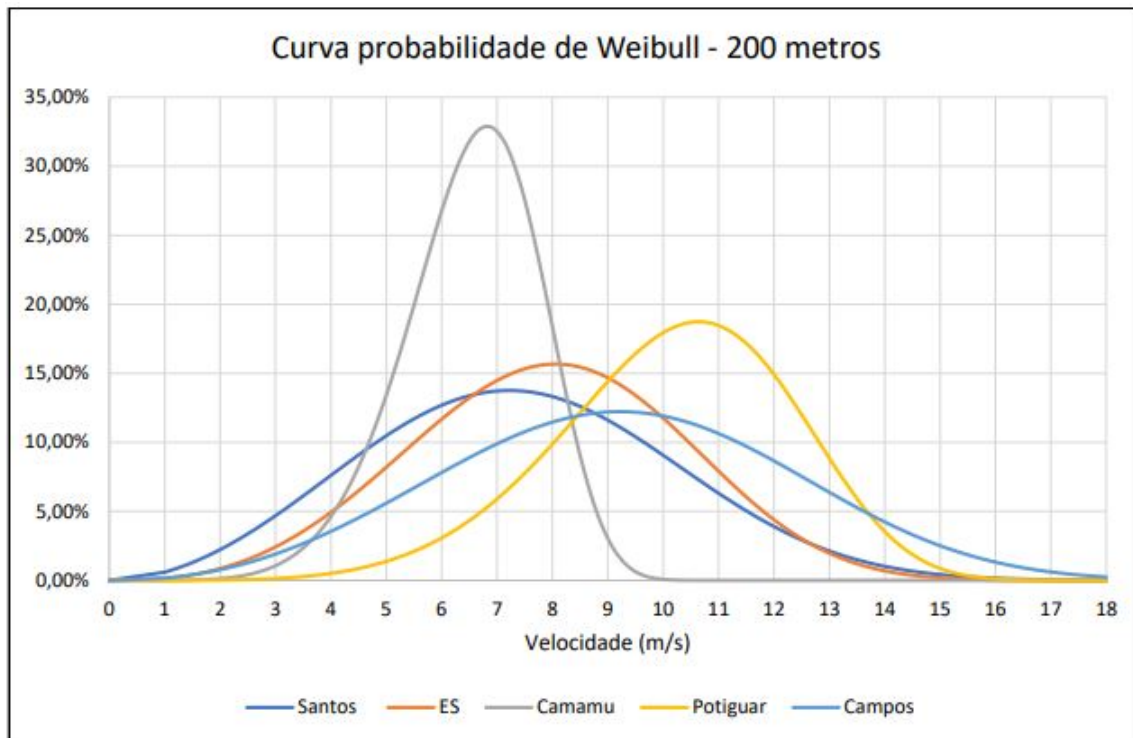
Assim, as curvas de probabilidade de Weibull para as diferentes bacias foram traçadas nas figuras 12 e 13.

Figura 12 – Distribuição de Weibull na altura de 100 metros



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 13 – Distribuição de Weibull na altura de 200 metros



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Podem ser feitas algumas observações sobre as curvas. A bacia de Camamu apresenta pouca variação em relação as outras, isso mostra que a região é caracterizada pela constância na velocidade dos ventos, porém essa velocidade na região é baixa em relação as demais. Outra observação é que a bacia Potiguar que apresenta maiores probabilidades de estar sujeita as maiores velocidades em média, com o pico da curva próximo a valores de 11 m/s. Comparando as três bacias do sudeste, Santos, Campos e ES, nota-se que a com maior variação dos ventos e com maior velocidade em pico é a bacia de Campos, o que mostra, conseqüentemente, uma maior variação na geração da região e com valores de geração maiores.

4.5 Potência e energia gerada

4.5.1 Turbinas utilizadas

O critério de seleção da turbinas levou em conta diferentes marcas, alturas e parâmetros para que se possa identificar qual turbina é melhor para cada região. Todas elas foram retiradas do site wind-turbine-models juntamente com seus parâmetros. A tabela 2 a seguir mostra o modelo e as características de cada turbina com os pontos de velocidade da curva de potência que serão utilizadas nos cálculos conforme a seção (3.3).

Tabela 2 – Turbinas comerciais utilizadas no estudo

Turbinas	Capacidade instalada (kW)	Altura (m)	Área varrida (m ²)	V cut in (m/s)	V rated (m/s)	V cut off (m/s)
Gamesa G128	5000	140	12868	2	14	27
REpower 5M	5080	117	12469	3,5	14	30
Senvion 6.2M152	6150	110	18146	3,5	11,5	30
MHI Vestas V164	8300	140	21124	4	13	25
Dongfang D10000-185	10000	125	26880	4	11,5	30

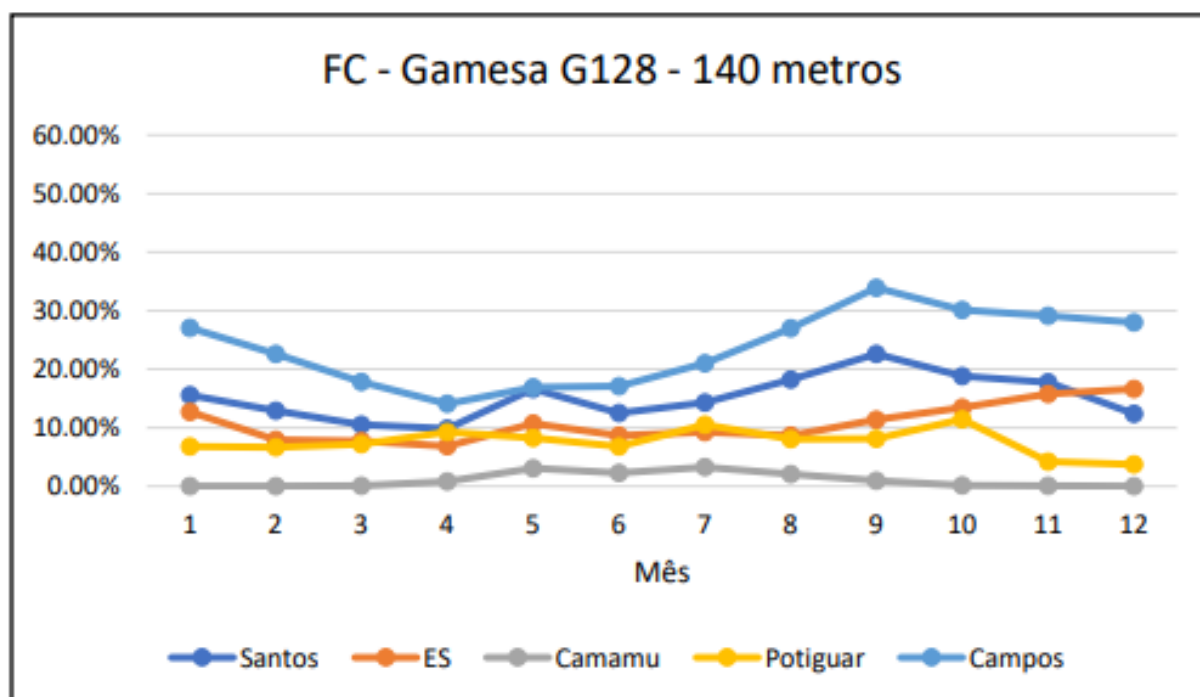
Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.5.2 Fator de capacidade

Primeiramente, o estudo calculou os coeficientes k e c de cada região nas devidas alturas dos eixos de cada turbina com base nas equações (3.2.6), (3.2.5) e (3.2.7). Com esses valores, e em conjunto com a tabela 2 foi obtido todos os parâmetros da equação (3.3.5) e calculados os fatores de capacidade de cada combinação turbina-região.

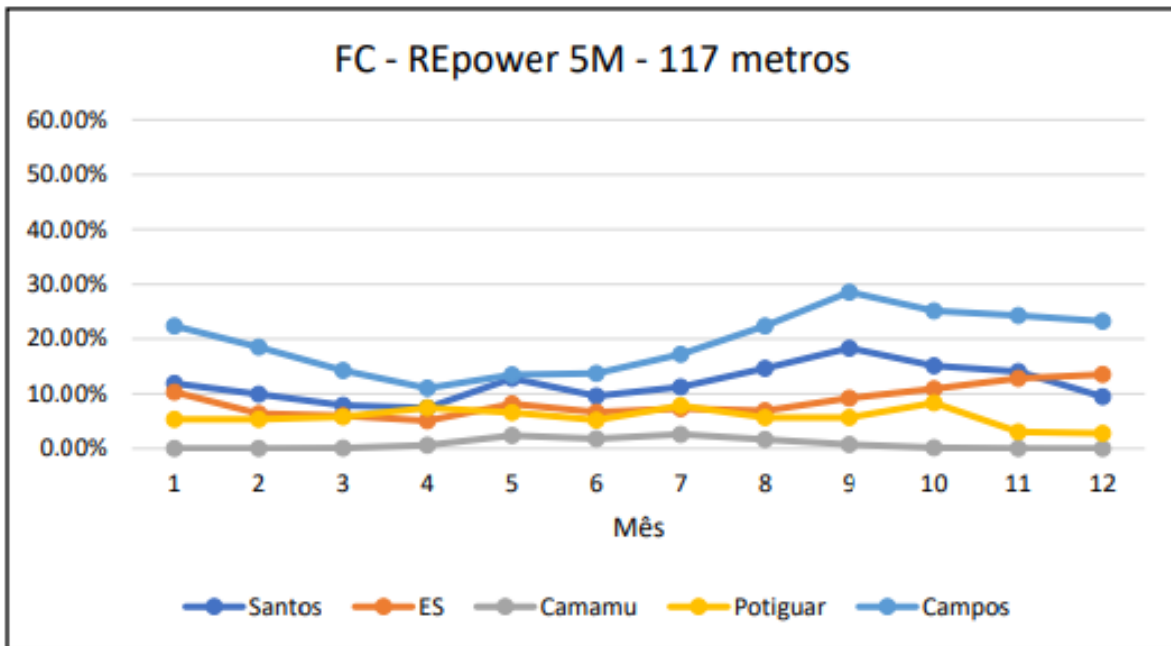
As figuras 14, 15, 16, 17 e 18 apresentam os fatores de capacidade em média de cada mês no período todo de análise do estudo.

Figura 14 – Fator de capacidade turbina Gamesa G128



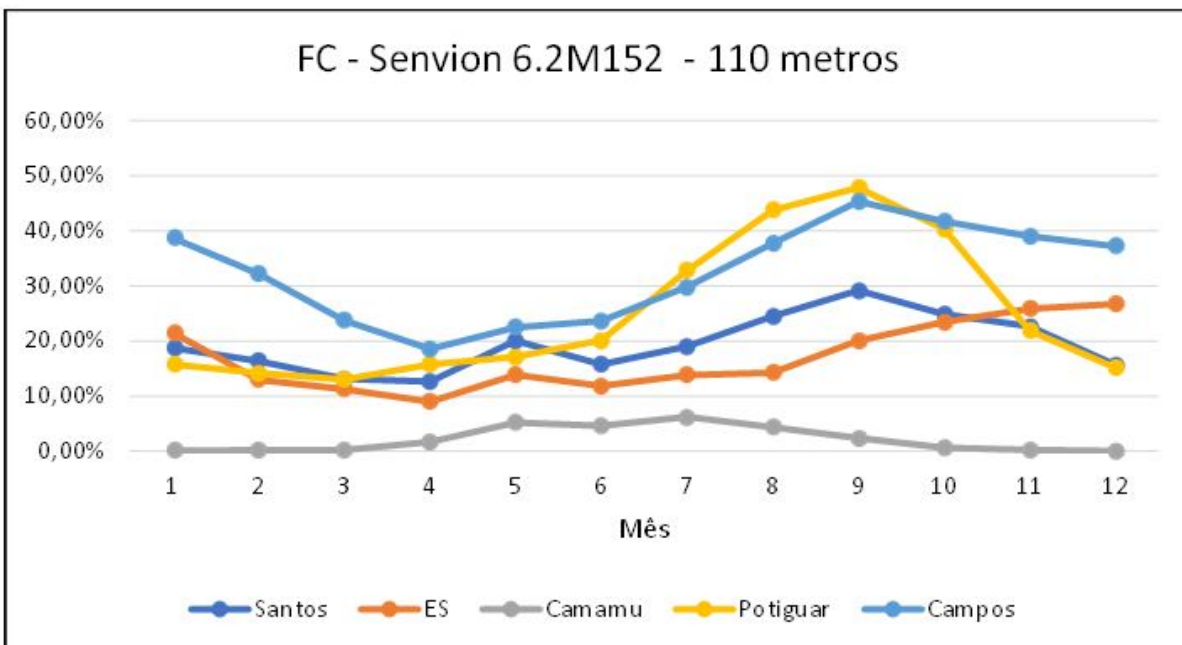
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 15 – Fator de capacidade turbina REpower 5M



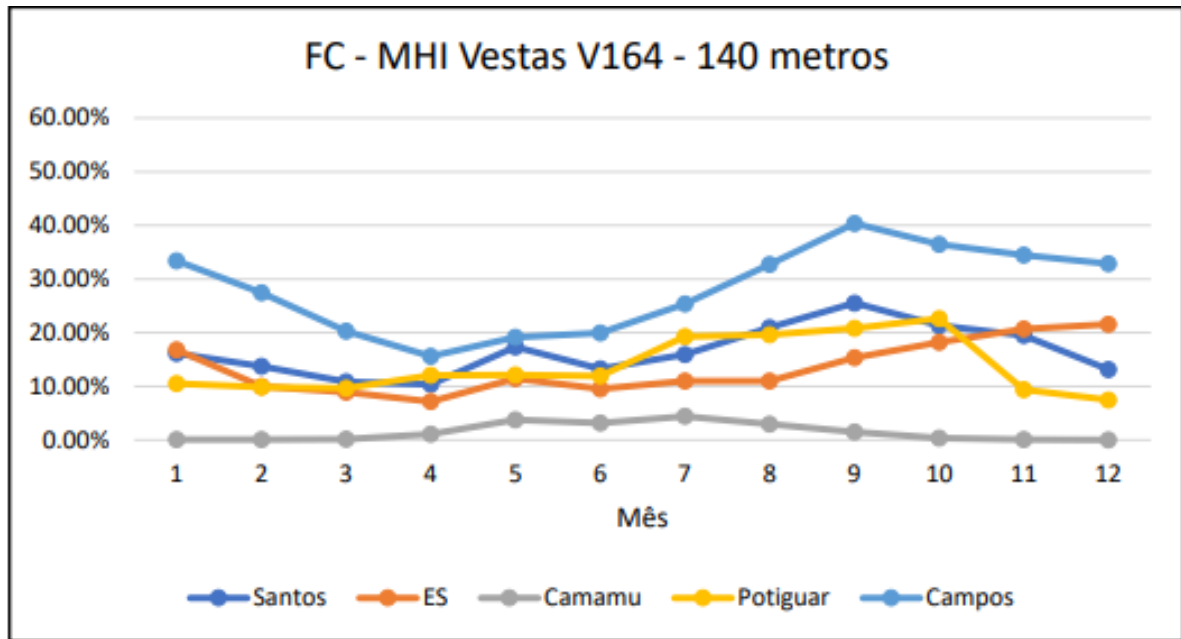
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 16 – Fator de capacidade turbina Senvion 6.2M152



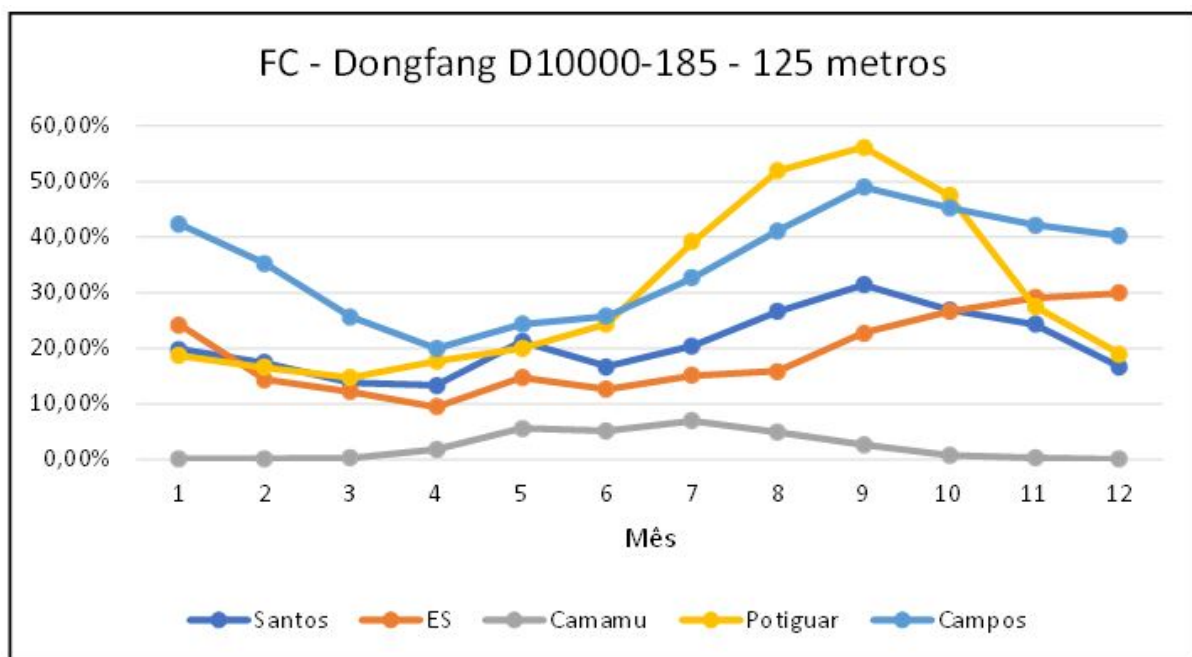
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 17 – Fator de capacidade turbina MHI Vestas V164



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 18 – Fator de capacidade turbina Dongfang D10000-185



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Das cinco turbinas analisadas, pode-se identificar que as turbinas Senvion 6.2M152 (Figura 16) e Dongfang D10000-185 (Figura 18) foram as mais eficientes nas regiões, o que pode ser explicado por possuírem o valor da velocidade nominal (v_{rated}) mais baixo que as outras, e assim oferecem um valor de rendimento máximo com menor velocidade e

consequentemente por maior período de tempo.

Nota-se também que a região de Camamu apresenta valores muito baixos de eficiência, o que já era esperado por ter velocidades de vento muito baixas comparadas as outras regiões, não sendo assim uma região muito adequada para a instalação de uma turbina eólica. A bacia Potiguar foi a que sofreu maior variação com os diferentes modelos de turbina, ela teve boa produção quando foram simuladas turbinas com os menores valores de v_{rated} e apresentou uma variação negativa muito grande quando colocada em turbinas com esse parâmetro mais elevado, isso mostra que se deve ter um cuidado maior com essa região já que sem o uso de uma turbina adequada ela pode perder bastante potencial de geração eólica. A região de Campos é a que se mostra com maior fator de capacidade em todo o período em que as turbinas possuem v_{rated} mais alto, percebe-se que a curva de fator de capacidade se manteve com maiores valores em relação as outras bacias nesse cenário. Com relação as bacias de Santos e Espirito Santo, a primeira apresenta os seus melhores valores a partir do primeiro trimestre, e a segunda apresenta uma grande subida no segundo semestre do ano.

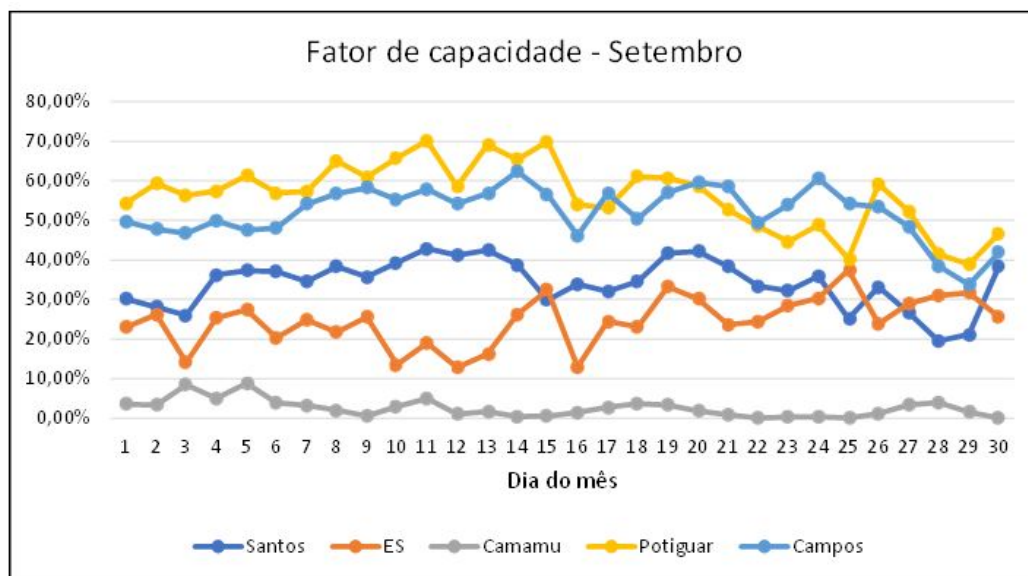
No geral as curvas de fator de capacidade tem o formato semelhante as curvas de velocidade média, porém como o cálculo leva em consideração as características das turbinas (curva de potência) e também dos ventos (coeficientes k e c), que fazem com que deva se analisar a turbina adequada para cada tipo de região no intuito de extrair o maior potencial eólico possível.

4.6 Comparação mensal

O principal mês de geração analisado é o mês de setembro (Figura 19), e assim foi feito o estudo da capacidade diária desse mês nas bacias e quão eficiente esse período é. Em contraponto disso o mês de março é o pior dentro todos e assim é feita a também nesse período.

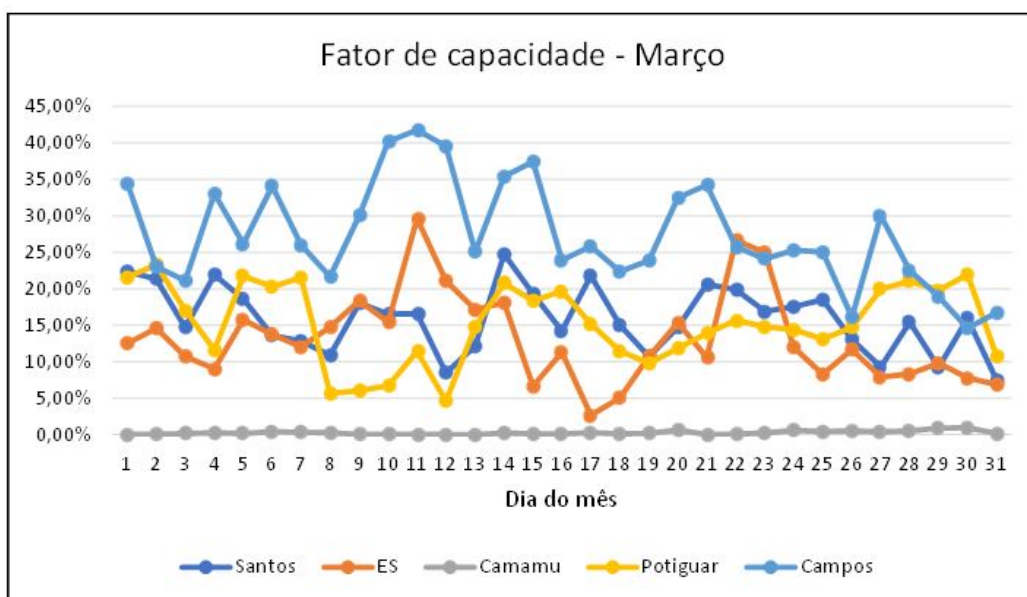
Um fato é que ambos os meses são períodos de transição das estações do ano, em setembro ocorre a passagem do inverno (estação com maior média de ventos) para a primavera, e em março acaba o verão e se inicia o outono. A questão meteorológica é de extrema importância visto que o vento é a fonte de energia e objeto do estudo.

Figura 19 – Fator de capacidade diário - Setembro - Turbina Senvion



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 20 – Fator de capacidade diário - Março - Turbina Senvion



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Nota-se no mês de setembro que para bacia Potiguar a maior eficiência ocorre em média na primeira quinzena do mês com uma queda considerável na segunda. Já na bacia de Campos os valores são mais constantes mesmo que com menor valor até sofrer uma queda a partir do dia 27. A bacia de Santos fica como terceira melhor em geração a frente da bacia do Espírito Santo em quase todo período.

No mês de março os valores são mais próximos entre as bacias, com a bacia de

Campos tendo os maiores valores em geral, e uma grande diferença em relação ao mês de setembro. Também é de se destacar as grandes variações em períodos curtos de um a dois dias, mais visíveis na bacia de Campos. Esse comportamento deve ser tratado para não causar prejuízos aos equipamentos e conseqüentemente a geração em si.

5 Aplicações

Neste capítulo são colocadas possibilidades para a aplicação do uso de turbinas eólicas offshore. No início são apresentados métodos de armazenamento e coleta de energia elétrica gerada pelos aerogeradores, esses processos são primordiais para o fluxo de energia que culmina nesse estudo em duas alternativas. A principal delas é o uso como energia alternativa ao uso de turbinas a gás diminuindo o número de emissões dos gases poluentes CO_2 e NO_x . A proposta apresenta cálculos de redução dos gases em cada região com o uso de um aerogerador. Em uma segunda possibilidade, é também estudado o uso dessas turbinas eólicas para integração com o sistema elétrico brasileiro, assim foi feita uma comparação dos meses de geração com as usinas hidrelétricas.

5.1 Sistema de armazenamento

Apesar da implementação de turbinas eólicas offshore ter vários benefícios citados ao longo deste trabalho, algumas dificuldades são inerentes em seu funcionamento, dentre elas então principalmente as grandes variações na velocidade do vento e a presença de picos que podem ocasionar flutuações na geração de energia/potência e a variação de tensão e corrente, causando problemas de instabilidade no sistema.

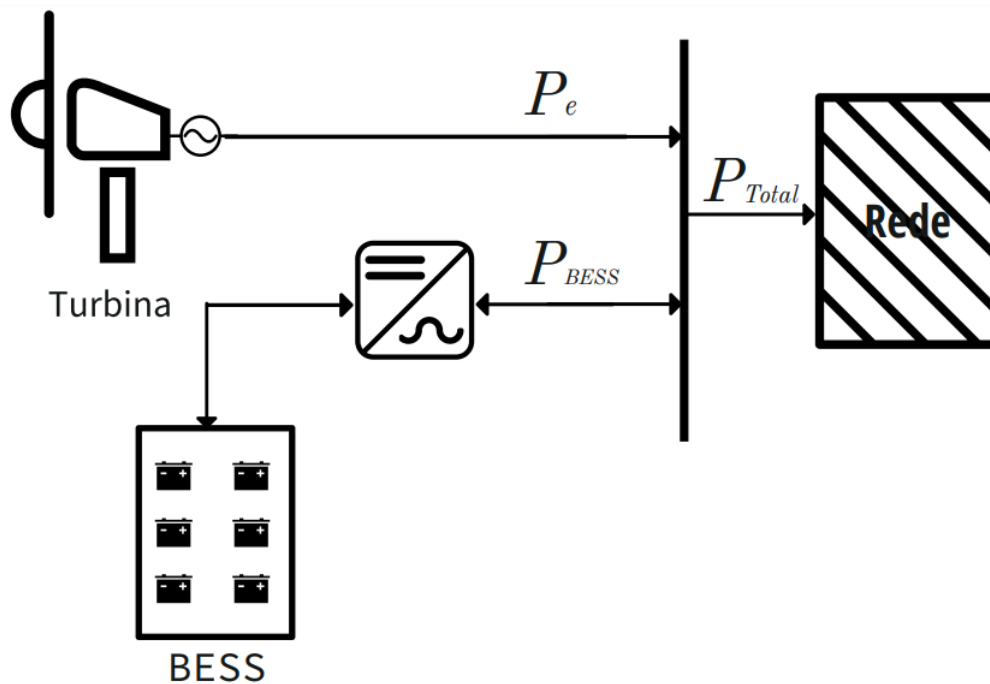
Uma forma de combater os problemas descritos é o uso de sistemas de armazenamento que convertem energia elétrica em outra forma de energia, que é armazenada e, quando necessária, converter-se de volta em energia elétrica. Neste estudo o armazenamento será realizada por um sistema de baterias (*Battery Energy Storage System* - BESS), ele apresenta alta eficiência e pode ser facilmente instalado em aplicação distribuídas ou centralizadas [Wei, Moon e Joo 2014]. Além disso, a tecnologia BESS está muito madura com os custos operacionais e ciclo de vida melhorados ao longo dos últimos anos. Com ela poderia ser possível realizar um melhor controle da potência, injetando ou absorvendo potência ativa através do conversor quando necessário, desse modo o sistema é capaz de entregar potência com maior estabilidade e melhor qualidade.

A figura 21 ilustra o sistema de armazenamento BESS com uma turbina eólica.

O sistema que suaviza a potência necessita de dados do estado de carga da bateria (*State of Charge* - SOC) e de uma potência de referência P_{ref} que é definida como o objetivo de geração da turbina combinada com o banco de baterias, ela designa ao sistema de controle como deveria ser o comportamento ideal de carga e descarga da bateria para a tarefa de suavização de potência.

O estado de carga indica o nível de energia presente na bateria e se dá pela diferença

Figura 21 – Sistema turbina + BESS



Fonte: Elaborado pelo Autor.

entre o estado de carga anterior e a energia atual da bateria em porcentagem. Esse estado pode ser encontrado pelo método de Coulomb (Equação 5.1.1), que se baseia nos valores de entrada e saída de corrente da bateria em um intervalo de tempo entre os estados.

$$SoC(t) = SoC(t_0) - \frac{100}{C_{nom}} \int_{t_0}^t i_{bat}(t) dt \quad (5.1.1)$$

Visto que o SOC é uma porcentagem em relação a carga total, a equação descreve justamente a relação da variação de carga/descarga com a capacidade total da bateria em uso. Vale salientar que dentro de um sistema real ocorrem as perdas por tempo de resposta e temperatura da bateria.

A partir dos valores do SOC e da potência de referência, o controle da bateria verifica se o BESS está dentro dos limites de SOC impostos e tenta replicar a potência de referência na saída do sistema. Caso o SOC não esteja dentro dos limites impostos a BESS não entrará na soma da potência total produzida, deixando somente a turbina eólica como responsável na alimentação, e então nesse caso a potência total produzida não será suavizada [Teleke et al. 2009].

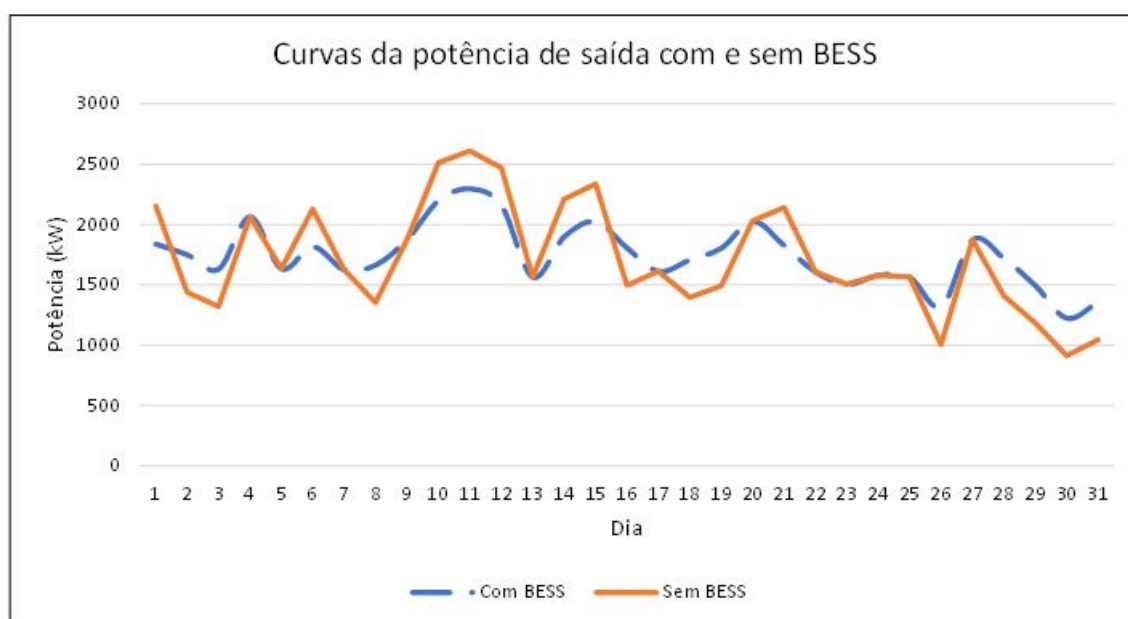
5.1.1 Aplicação BESS na turbina eólica

Dadas as explicações de como funciona um sistema de armazenamento por baterias, foram utilizadas as médias diárias da seção 4.6 para servirem de parâmetro de entrada

no propósito de suavização das curvas de potências com a integração do sistema BESS. Dentre as regiões escolhidas para essa análise em específico, foi selecionada a região da bacia de Campos no mês de março e a bacia Potiguar no mês de setembro. O critério foi suavizar em 5% da potência diária, e em ambas as situações foi considerado um sistema ideal de baterias.

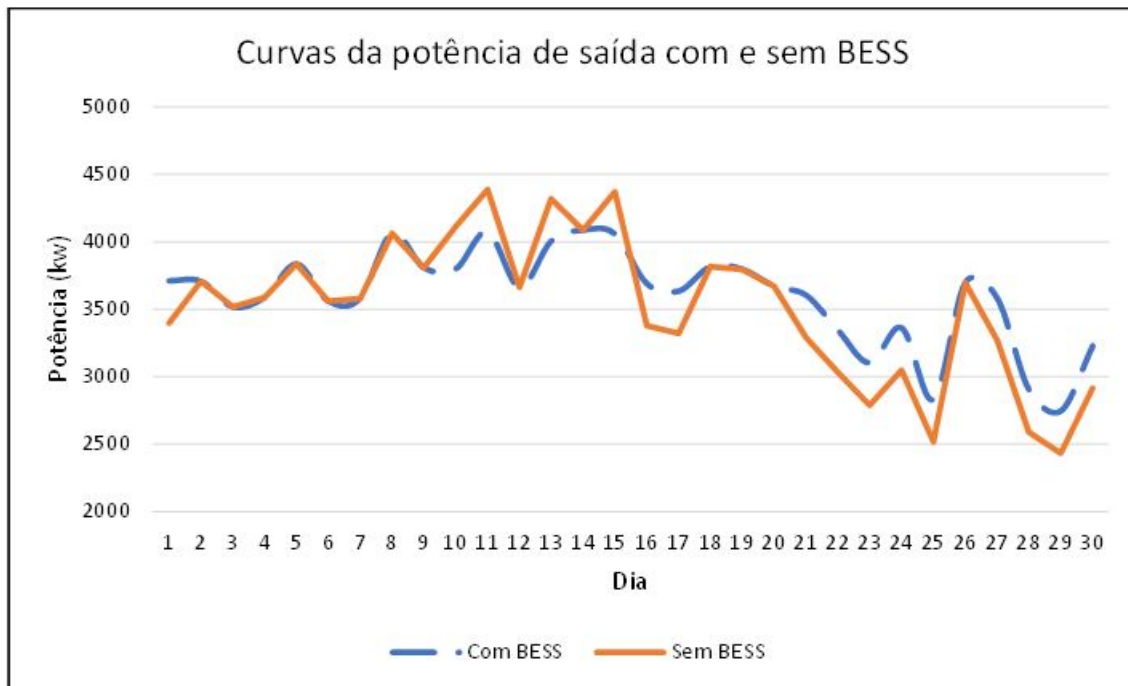
Nas figuras 22 e 23 são apresentados os resultados da simulação de um sistema com a turbina Senvion 6.2M152 com BESS comparados aos dados sem armazenamento.

Figura 22 – Uso de BESS - Bacia de Campos - Turbina Senvion - Março



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 23 – Uso de BESS - Bacia Potiguar - Turbina Senvion - Setembro



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Em ambos exemplos nota-se a clara suavização das curvas em maiores variações diárias, o que não prejudica o volume de geração e traz os benefícios de maior estabilidade pelas menores variações do sistema.

5.2 Topologia de sistemas coletores

Será feito uma pequena análise de como seria a coleta e a transmissão da energia em um parque eólico, o qual pode ser conectado a várias plataformas ou ao SIN (Sistema Interligado Nacional).

A coleta da energia gerada pelas turbinas eólicas offshore é um desafio para esses grandes projetos, esse sistema do parque eólico reúne as produções de energia e as leva a um ponto de coleta central (PCC) operando em média tensão, que então se conecta à rede principal através do sistema de transmissão [Alagab, Tennakoon e Gould 2015]. A tensão normalmente utilizada era por volta de 33kV, porém nos últimos anos começou a ser usada no valor de 66 kV [Larsson 2021]. Independentemente da tecnologia utilizada em um sistema de coleta de parques eólicos offshore, vários fatores são considerado como proteção contra falhas, robustez e estabilidade contra perturbações no ambiente marítimo, controle do efeito esteira, porém os principais são as perdas de energia e o custo [Abeynayake et al. 2019].

A maioria dos projetos offshore utiliza sistemas coletores em corrente alternada

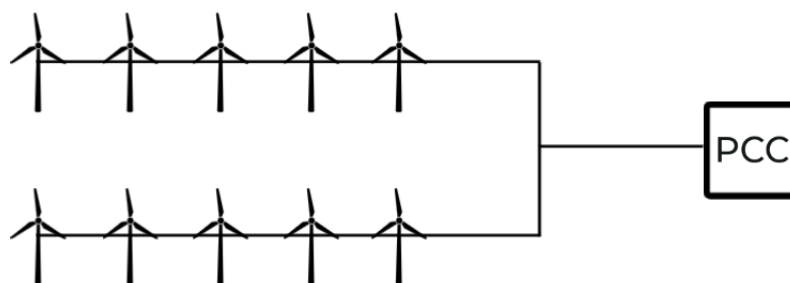
(CA) que já é uma tecnologia madura e consolidada, no entanto novos estudos apontam que sistemas em corrente contínua (CC) tendem a ser mais utilizados com o crescimento e evolução desses sistemas de energia a medida que eles possuem sistemas de proteção melhores, maior alcance e são economicamente vantajosos.

Dentre as topologias possíveis dos sistemas coletores, as mais comuns são: Radial, Estrela e Anelar.

5.2.1 Topologia Radial

Um sistema de coleta radial é formado por vários aerogeradores conectados a um único cabo alimentador, esse tipo de configuração em série é conhecida como *string* (Figura 24). O número de turbinas eólicas em cada *string* é determinado pela capacidade dos geradores e do cabo submarino de média tensão em CA da *string* [Lakshmanan, Sun e Liang 2021]. Suas vantagens são a simplicidade de controle e o menor comprimento total do cabo. Sua principal desvantagem é sua baixa confiabilidade, pois uma falha no cabo ou no painel de distribuição na extremidade da *string* podem impedir a coleta de todas as turbinas conectadas.

Figura 24 – Sistema de coleta com topologia radial

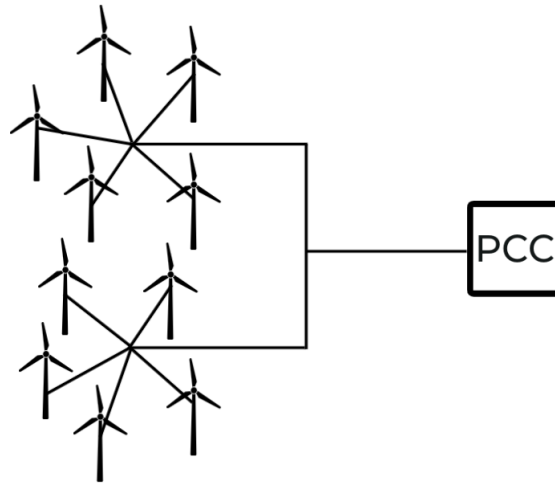


Fonte: Elaborado pelo Autor.

5.2.2 Topologia Estelar

Nessa topologia as turbinas são individualmente conectadas a um ponto principal que é cabeado para a coleta de energia (Figura 25). Esse sistema apresenta as vantagens de melhor regulação de tensão e maior confiabilidade uma vez que a falha em algum cabo individual não impediria outras turbinas de funcionarem como na topologia radial. As desvantagens que a topologia apresenta são que a sua configuração é mais complexa e a perda nos cabos é maior

Figura 25 – Sistema de coleta com topologia estelar

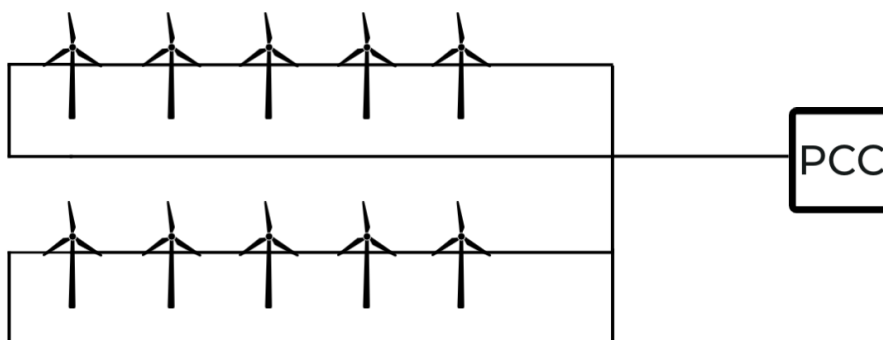


Fonte: Elaborado pelo Autor.

5.2.3 Topologia Anelar

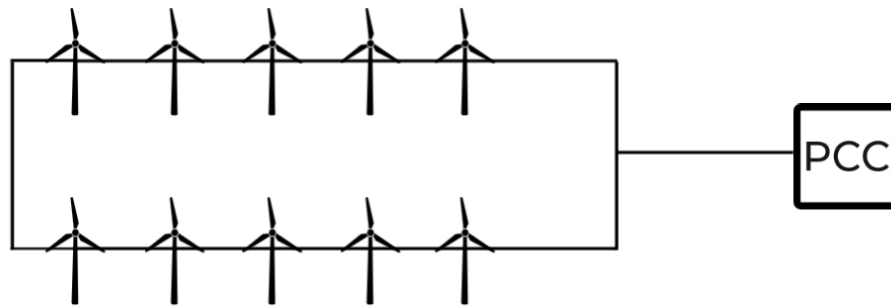
A topologia anelar é uma melhoria da topologia radial principalmente no quesito confiabilidade a medida que sua configuração de loop conecta a última turbina eólica da *string* a outro dispositivo. No caso de sistemas unilaterais, essa turbina é conectada por um longo cabo até o ponto central de coleta (Figura 26) o que acarreta em custo mais elevados. Em sistemas bilaterais, esse último aerogerador é conectado no outro aerogerador de outra *string* (Figura 27), o uso de menos cabos em relação a topologia unilateral diminui o custo, porém aumenta as perdas.

Figura 26 – Sistema de coleta com topologia anelar unilateral



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 27 – Sistema de coleta com topologia anelar bilateral



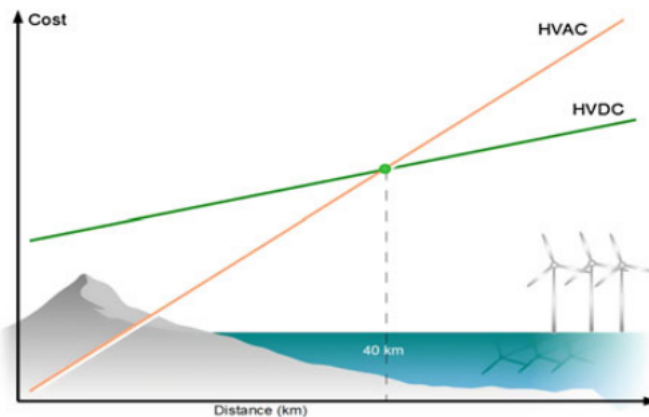
Fonte: Elaborado pelo Autor.

5.3 Sistema de transmissão

Atualmente, para região mais próximas a costa são utilizados sistemas HVAC devido ao seu custo mais baixo de toda operação, eles operam entre 110-220 kV através de transformadores que elevam a tensão vinda do sistema coletor. Os cabos podem ter a configuração de: três cabos com um núcleo ou um cabo com três núcleos, a vantagem devido aos três núcleos é que o custo é menor de instalação, já que para transmitir a mesma quantidade de energia, cada cabo com três condutores corresponde a três cabos de um condutor. Em relação as perdas, a corrente máxima transmitida pelos três cabos com um núcleo é superior à do cabo com três condutores, o que acarreta em maiores perdas no sistema.

A partir de certo ponto de distância chamado de *Breaking Point* (BP) sistemas HVDC são preferíveis uma vez que esses cabos em HVAC possuem uma alta capacitância por comprimento, logo existe uma corrente capacitiva que consome parte da capacidade transmitida na corrente total, dessa forma a potência reativa nesses cabos é muito grande e um problema para o sistema. O que pode ser feito é instalar compensação shunt nos terminais da linha, porém essa solução eleva bastante o custo operacional e portanto não é muito atrativa [Alagab, Tennakoon e Gould 2015].

O BP varia de acordo com os equipamentos utilizados mas normalmente fica em torno de 40-50Km de distância, figura 28, a partir daí sistemas HVDC são melhores aproveitados. Esses sistemas normalmente utilizam conversores baseados em fonte de tensão (*Voltage Source Converter - VSC*), que são conversores autocomutados que utilizam dispositivos semicondutores para aplicações eletrônicas de alta potência, como IGBTs que resulta em baixo número de harmônicos no sistema devido à frequência de comutação. Nos VSCs o controle da potência ativa e reativa é feito de forma independente, o que leva à estabilidade de tensão e frequência.

Figura 28 – *Breaking Point* de sistemas de transmissão

Fonte: [Torres, Garces e Diaz 2014]

5.4 Redução das emissões de CO₂ e NO_x

Nesse estudo, não foi possível encontrar as turbinas utilizadas em cada uma das bacias analisadas, então as reduções dos gases foram calculadas para diferentes modelos de turbinas convencionais no mercado, a turbina GE LM2500 +G4 DLE e SGT-A35 (GT30 34 MW) DLE c. Os dados da redução dos gases levando em conta as gerações calculadas no item com a turbina eólica Senvion 6.2M152 de potência 6,5 MW são apresentados nas tabelas 3 e 4.

Tabela 3 – Redução de CO₂

	Modelo turbina a gás	Potência (MW)	Emissões (1000 toneladas)/ano	Redução de acordo com a potência gerada (1000 toneladas por ano)				
				Santos	ES	Camamu	Potiguar	Campos
CO ₂	GE LM2500b+G4 DLE	34,1	154,44	6,12	5,88	0,60	9,54	10,27
				3,96%	3,80%	0,39%	6,18%	6,65%
	SGT-A35 (GT30 34 MW) DLE	32,5	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os dados de emissão de CO₂ da turbina SGT-A35 não foram encontrados. Com os cálculos feitos, podemos observar que as reduções de CO₂ da turbina GE LM2500+G4 DLE podem chegar perto de 10 mil toneladas nas plataformas de maior geração eólica (Campos e Potiguar) o que corresponde a valores entre 6 a 7 % de redução por turbina eólica instalada. Para o NO_x, as reduções máximas estão entre 8 e 9 toneladas para ambas turbinas a gás nas principais plataformas, o que corresponde a valores entre 5 a 6 % de redução por turbina eólica instalada.

Tabela 4 – Redução de NO_x

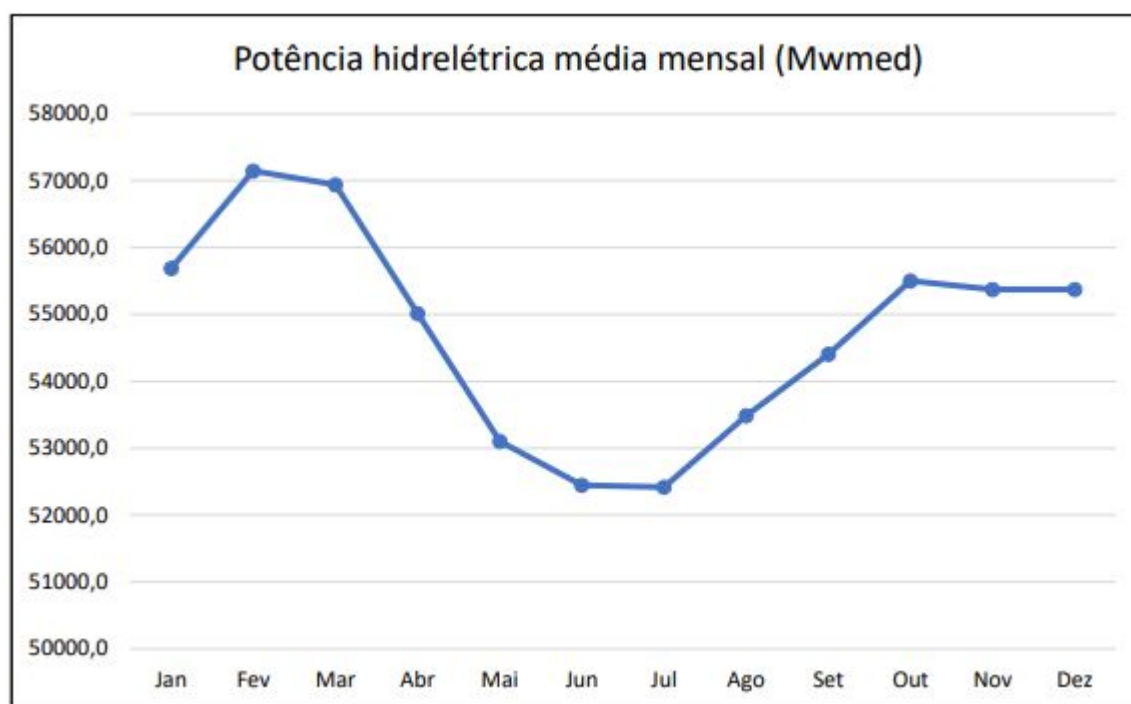
	Modelo turbina a gás	Potência (MW)	Emissões (toneladas)/ano	Redução de acordo com a potência gerada (1000 toneladas por ano)				
				Santos	ES	Camamu	Potiguar	Campos
NO _x	GE LM2500 +G4 DLE	34,1	132,90	5,27	5,06	0,51	8,21	8,84
				3,41%	3,27%	0,33%	5,32%	5,73%
	SGT-A35 (GT30 34 MW) DLE	32,5	127,81	5,31	5,10	0,52	8,29	8,92
				3,44%	3,30%	0,34%	5,37%	5,78%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

5.5 Comparação com a geração hidrelétrica

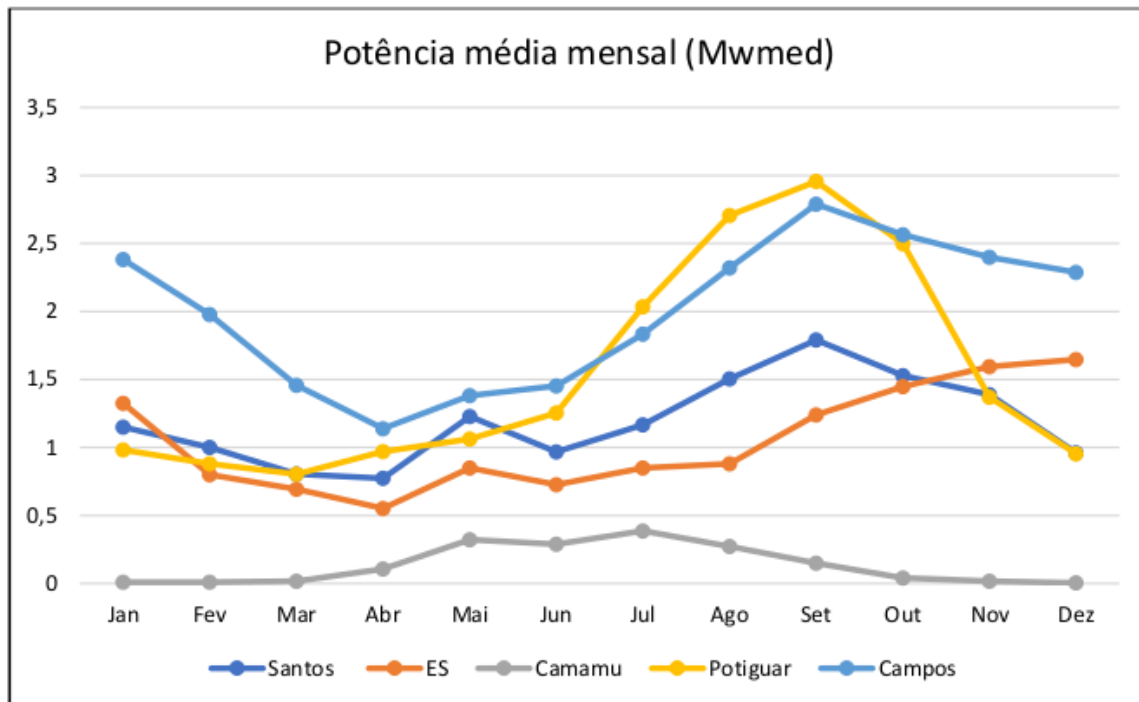
Uma vez que a maior fonte de geração de energia elétrica são as usinas hidrelétricas, foram coletados os dados de geração no Brasil para efeito de comparação e análise do complemento da geração em período mensal. Os dados foram obtidos através do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) no mesmo período de amostragem das velocidades de vento analisadas (2001-2020) e assim traçadas médias mensais. A figura 29 mostra a geração média mensal das hidrelétricas no Brasil em comparação o que pode se gerar com a turbina Senvion 6.2M152 nas bacias analisadas (30).

Figura 29 – Potência média provinda de hidrelétricas no Brasil



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 30 – Potência média das bacias



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Como trata-se de uma geração nacional contra a geração de uma única turbina, a análise feita leva em consideração a forma relativa das curvas e não o valor da potência em si. Assim, pode-se observar que o período em que ocorre a menor produção de energia nas hidrelétricas é de maio a setembro, aglomerando assim um dos melhores períodos de produção de energia eólica nos meses de agosto e setembro, sendo assim um interessante complemento para a matriz energética brasileira, o que era de se esperar visto a expectativa do crescimento do uso da energia eólica offshore descrito na seção 1.3.

6 Conclusão

O objetivo do trabalho foi estimar o potencial eólico offshore de regiões na costa brasileira em que se localizam bacias de exploração de petróleo e gás natural. Foram selecionados os pontos na costa com base na diversificação das regiões, a validação do estudo foi realizada utilizando dados diários extraídos de velocidades médias do vento no intervalo de 20 anos entre 2001 e 2020.

Foram apontados os processos que consistiam como base de cálculo para encontrar o potencial eólico abordando as funções e variáveis utilizadas, destacando-se principalmente o coeficiente de Hellmann, fundamental para encontrar a velocidade média em alturas distintas e a curva de probabilidade de Weibull. Esses dados são fundamentais para realização desse cálculo de potencial, servindo como dados de entrada. Para tratamento dos dados foi utilizado o softwares MS Excel e para os cálculos mais complexos foi feito uso do software MATLAB. Visando um cenário mais próximo a realidade, o desenvolvimento contou parâmetros de aerogeradores comerciais para estimar potência gerada nesses sistemas de acordo com cada tipo de turbina e avaliar em quais cenários é possível obter o melhor rendimento.

Os resultados apontaram que as bacias de Campos e Potiguar possuem os melhores potenciais eólicos dentre as cinco avaliadas em praticamente todo o período anual, ressaltando que na bacia Potiguar se deve tomar um maior cuidado com a turbina utilizada, uma vez que turbinas de diferentes parâmetros apontaram uma grande variação quanto ao fator de capacidade produzido. As bacias de Santos e Espírito Santo foram as que tiveram em média os resultados mais próximos, a bacia de Santos com melhor potencial de fevereiro a outubro ficando caracterizada como a terceira melhor dentre as cinco analisadas e Espírito Santo a quarta. Ainda também avaliou-se que a bacia de Camamu apresentou resultados muito baixos de geração em todo período de análise e se mostrou inadequada para instalação desse tipo de projeto.

O estudo em seguida apresentou algumas aplicações complementares para esse segmento, explicando os possíveis sistemas de coleta energia e também o sistema de armazenamento da energia utilizando BESS capaz de aumentar a qualidade do fornecimento de cada turbina com a diminuição de grandes oscilações em curtos períodos de tempo. Também foram colocadas as possibilidades quanto aos sistemas de transmissão de energia, ressaltando as diferenças de sistemas em CA e CC e indicando principalmente o quanto a distância esperada interfere na escolha do sistema utilizado.

Por fim, avaliadas as reduções de gases poluentes CO_2 e NO_x das turbinas à gás utilizadas nas plataformas de petróleo com a integração de aerogeradores a sua alimentação.

Essa foi uma das principais motivações do estudo e os resultados indicaram que nos melhores casos a redução dos gases chega a até quase 7% em um cenário com uma única turbina instalada. Além disso, foi feita a comparação com a produção de energia provinda de hidrelétricas, sabe-se que esse tipo de energia é a maior fonte da matriz brasileira, e o estudo concluiu que o uso dos aerogeradores como energia alternativa pode ser um complemento a hídrica, principalmente nos meses de maior seca, que são os meses de maior vento.

Sugere-se, para trabalhos futuros, a maior abordagem dos sistemas de armazenamento, coletores e de transmissão, que neste estudo foram explorados em um contexto mais teórico e não foram propriamente envolvidos os cálculos que sustentam esses processos e os custos envolvidos. Sabe-se que em todo projeto a dificuldade de implantação e o aspecto financeiro são primordiais para o desenvolvimento, então esses fatores poderão ser melhor abrangidos.

Referências

ABEEÓLICA. Relatório anual. 2020. Citado na página 23.

ABEYNAYAKE, G. et al. A review on mvdc collection systems for high-power offshore wind farms. In: *2019 14th Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 407–412. Citado na página 54.

ALAGAB, S.; TENNAKOON, S.; GOULD, C. Review of wind farm power collection schemes. In: . [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 57.

ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. Wind turbines capacity factor modeling—a novel approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 3, p. 1637–1638, 2009. Citado na página 36.

CELESKA, M. et al. Estimation of weibull parameters from wind measurement data by comparison of statistical methods. In: *IEEE EUROCON 2015 - International Conference on Computer as a Tool (EUROCON)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6. Citado na página 34.

DÍAZ, H.; SOARES, C. G. Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms. *Ocean Engineering*, v. 209, 06 2020. Citado na página 25.

EPE. Roadmap eólica offshore brasil. 2020. Citado na página 26.

GWEC. Global wind report 2019. 2019. Disponível em: <<https://gwec.net/global-wind-report-2019/>>. Citado na página 25.

HADI, F. Diagnosis of the best method for wind speed extrapolation. *Int. J. Adv. Res. Electr. Electron. Instrum. Eng.*, v. 4, p. 8176–8183, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.15662/IJAREEIE.2015.0410058>>. Citado na página 35.

KORPÅS, M. et al. A Case-Study on Offshore Wind Power Supply to Oil and Gas Rigs. *Energy Procedia*, v. 24, p. 18–24, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 37.

LAKSHMANAN, P.; SUN, R.; LIANG, J. Electrical collection systems for offshore wind farms: A review. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, v. 7, n. 5, p. 1078–1092, 2021. Citado na página 55.

LARSSON, J. Transmission systems for grid connection of offshore wind farms: Hvac vs hvdc breaking point. 2021. Disponível em: <<http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-444333>>. Citado na página 54.

MAHMOOD, F. H.; RESEN, A. K.; KHAMEES, A. B. Wind characteristic analysis based on Weibull distribution of Al-Salman site. *Energy Reports*, v. 6, p. 79–87, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2019.10.021>>. Citado na página 36.

OKORIE, M.; INAMBAO, F.; CHIGUVARE, Z. Evaluation of Wind Shear Coefficients, Surface Roughness and Energy Yields over Inland Locations in Namibia. *Procedia Manufacturing*, v. 3, p. 89–96, 2014. Disponível em: <[HTTPS://DOI.ORG/10.2118/169811-PA](https://doi.org/10.2118/169811-PA)>. Citado na página 33.

- PALLABAZZER, R. Parametric analysis of wind siting efficiency. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 91, n. 11, p. 1329–1352, 2003. ISSN 0167-6105. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S016761050300103X>>. Citado na página 36.
- SOHONI, V.; GUPTA, S. C.; NEMA, R. K. A critical review on wind turbine power curve modelling techniques and their applications in wind based energy systems. *Journal of Energy*, Hindawi Publishing Corporation, v. 2016, p. 8519785, Jul 2016. ISSN 2356-735X. Disponível em: <<https://doi.org/10.1155/2016/8519785>>. Citado na página 36.
- SOUZA, A. d.; OLIVEIRA, S. S. d.; OZONUR, D. Análise estatística de parâmetros de Weibull para avaliação de potencial de energia eólica em Campo Grande. *Journal of Environmental Analysis and Progress*, v. 4, p. 168–179, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.24221/jeap.4.3.2019.2468.168-179>>. Citado na página 23.
- SPERA, D.; RICHARDS, T. Modified power law equations for vertical wind profiles. 02 1979. Citado na página 35.
- TELEKE, S. et al. Control strategies for battery energy storage for wind farm dispatching. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 24, p. 725 – 732, 10 2009. Citado na página 52.
- TORRES, R.; GARCES, A.; DIAZ, G. B. HvdC transmission for offshore wind farms. *Green Energy and Technology*, p. 289–310, 01 2014. Citado na página 58.
- TR, A.; ASO, O.; TO, A. Wind Power Utilization Assessment and Economic Analysis of Wind Turbines across Fifteen Locations in the Six Geographical Zones of Nigeria. *Journal of Cleaner Production*, 1996. Citado na página 35.
- VAICBERG, H.; VALIATT, G.; FERREIRA, M. Energia eólica offshore: Um overview do cenário global e o contexto brasileiro. *Revista de Direito e Negócios Internacionais da Maritime Law Academy - International Law and Business Review*, v. 1, n. 1, p. 114–143, jun. 2021. Disponível em: <<https://mlawreview.emnuvens.com.br/mlaw/article/view/6>>. Citado na página 24.
- VERONESI, F.; GRASSI, S. Comparison of hourly and daily wind speed observations for the computation of weibull parameters and power output. In: *2015 3rd International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6. Citado na página 34.
- WEI, Z.; MOON, B.-Y.; JOO, Y. H. Smooth wind power fluctuation based on battery energy storage system for wind farm. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, v. 9, p. 2134–2141, 11 2014. Citado na página 51.
- WHARTON, S.; LUNDQUIST, J. K. Assessing atmospheric stability and its impacts on rotor-disk wind characteristics at an onshore windfarm. *Wind Energy*, v. 15, n. 4, p. 525–546, 2012. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.483>>. Citado na página 34.