

SARAH MENDES DE SÁ ABREU

**ESTUDO DE IMPLANTAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO NO TRIÂNGULO
MINEIRO**

UBERLÂNDIA

2023

SARAH MENDES DE SÁ ABREU

**ESTUDO DE IMPLANTAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO NO TRIÂNGULO
MINEIRO**

**Trabalho apresentado ao Curso
de Engenharia Elétrica, Universidade
Federal de Uberlândia, como requisito
parcial para a obtenção do título de
bacharel em Engenharia Elétrica**

**Orientador: Prof. Dr. Carlos
Eduardo Tavares**

UBERLÂNDIA

2023

FICHA CATALOGRÁFICA

Mendes de Sá Abreu, Sarah

Estudo de implantação de um parque eólico no Triângulo Mineiro – Uberlândia, 2023.

60

Área de concentração: Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Eduardo Tavares.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, Campus Santa Mônica, Uberlândia - MG, 2023.

1.Parque eólico; 2. Geração; 3. Triângulo Mineiro

SARAH MENDES DE SÁ ABREU

**ESTUDO DE IMPLANTAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO NO TRIÂNGULO
MINEIRO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado
como requisito parcial para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica,
pela Universidade Federal de Uberlândia
Orientador: Prof. Dr. Carlos Eduardo
Tavares.

Aprovado em:

BANCA EXAMINADORA

(Prof. Dr. Carlos Eduardo Tavares, Universidade Federal de Uberlândia).

(Prof. Dr. Luciano Coutinho Gomes, Universidade Federal de Uberlândia).

(Prof. Dr. Augusto Wohlgemuth Fleury Veloso da Silveira, Universidade
Federal de Uberlândia).

Dedico esse trabalho à todas as pessoas que me ajudaram na minha trajetória e meu crescimento pessoal e acadêmico.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, aos meus pais, Roberto e Leila, e avós, João dos Reis (in memorian) e Josina, que me apoiaram e orientaram com toda paciência e sabedoria nos momentos mais difíceis. Que puderam me dar o privilégio de conseguir conquistar esse sonho. Sou grata por todo seu amor e dedicação.

Aos meus irmãos Vitor e Roberto jr., que me incentivaram a curiosidade e autonomia desde nova. Que nossos laços fraternos continuem se fortalecendo ao longo dos anos, e que possamos continuar apoiando um ao outro em todas as nossas jornadas.

Ao Prof. Dr. Carlos Eduardo Tavares, pela dedicação nas correções e orientações neste período de aprendizado e, também, por ser uma grande inspiração de excelência profissional e pessoal.

Aos meus amigos Diego Lourenço, Júlia Karine, Pedro Lucas, João Pena, Robson Pinho, que estiveram comigo durante essa trajetória e celebraram cada vitória. Foram testemunhas da dedicação e tempo investidos, das minhas ansiedades e das minhas alegrias durante a graduação.

Agradeço aos meus professores, suas orientações foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho, e sou grata por toda a dedicação e apoio que me ofereceram.

Aos meus colegas de graduação que tornaram um período de longa dedicação em algo divertido.

Aos meus colegas de estágio, que generosamente compartilharam seus conhecimentos e experiências, minha gratidão. Suas contribuições enriqueceram este trabalho e abriram novas perspectivas sobre o meio profissional.

"A falha sempre foi minha maior mentora."

League of Legends

RESUMO

ESTUDO DE IMPLANTAÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO NO TRIÂNGULO MINEIRO

Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo realizar um estudo para a implantação de um parque eólico na região do triângulo mineiro, Minas Gerais, Brasil. O parque eólico é um empreendimento de geração de energia renovável que utiliza a força dos ventos para produzir eletricidade de forma sustentável.

Para análise da viabilidade de implantação, o estudo considera fatores como a velocidade média dos ventos, topografia local, disponibilidade de terrenos adequados e infraestrutura de transmissão de energia e a minimização de impactos ambientais conforme estudos já realizados na região.

Também são mencionados aspectos que levam em consideração o impacto do parque eólico na geração de empregos locais, desenvolvimento regional e diversificação da matriz energética.

Por fim, é feita uma simulação de investimento e tempo de retorno do projeto, comparando dados com informações existentes a respeito do atendimento à população.

Espera-se que este estudo contribua para o desenvolvimento da energia eólica em Minas Gerais, promovendo a sustentabilidade, a diversificação da matriz energética e a redução das emissões de gases de efeito estufa.

Palavras-chave: Energia, Eólica, Parque, Geração, Renovável, Viabilidade, Sustentabilidade.

ABSTRACT

STUDY OF A WIND FARM IMPLEMENTATION IN TRIANGULO MINEIRO

This thesis aims to conduct a detailed study for the implementation of a wind farm in the Triângulo Mineiro region of Minas Gerais, Brazil. The wind farm is a renewable energy project that harnesses wind power to generate electricity sustainably.

To assess the feasibility of implementation, the study considers factors such as average wind speeds, local topography, availability of suitable land, and energy transmission infrastructure, while also prioritizing the minimization of environmental impacts based on previous studies conducted in the region.

Furthermore, the study examines the implications of the wind farm on local job creation, regional development, and diversification of the energy matrix.

Finally, an investment simulation and project payback period are conducted, comparing data with existing information regarding community needs.

It is expected that this study will contribute to the development of wind energy in Minas Gerais, promoting sustainability, diversification of the energy matrix, and reduction of greenhouse gas emissions.

Keywords: Energy, Wind, Park, Generation, Renewable, Feasibility, Sustainability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|---|----|
| Figura 1 - Ilustração do moinho de vento de Blyth | 3 |
| Figura 2 - A turbina eólica de Brush | 3 |
| Figura 3 - Potencial eólico de minas gerais a 100m de altura | 5 |
| Figura 4 - Aquecimento do ar por condução, convecção e infravermelho. | 6 |
| Figura 5 - Relação de velocidade do vento x altura..... | 7 |
| Figura 6 - Sistema de controle de uma turbina eólica..... | 7 |
| Figura 7 - Turbinas com eixos horizontal (a e b) e vertical (c). | 8 |
| Figura 8 - Incidência do vento em uma turbina (a) upwind e (b) downwind. | 8 |
| Figura 9 - Vários modelos de turbinas com eixo de rotação vertical, (a) Darrieus;(b) Savonius; (c) Solarwind; (d) Helicoidal;(e) Noguchi; (f) Maglev e (g) Cochrane. | 10 |
| Figura 10 - Moinho com rotor multipás | 10 |
| Figura 11 - Turbina Horizontal com rotor de a) três pás; b) duas pás; c) uma pá | 10 |
| Figura 12 - Sistema eólico de uma turbina horizontal..... | 11 |
| Figura 13 - O princípio da conversão da energia cinética do vento em energia elétrica | 11 |
| Figura 14 - Modelo mecânico do eixo de transmissão de uma turbina eólica. | 12 |
| Figura 15 - Mapa do trajeto da geração eólica | 13 |
| Figura 16 - Características de potência de diferentes sistemas de controle de uma turbina eólica..... | 14 |
| Figura 17 - Seção transversal do perfil aerodinâmico da pá da turbina eólica (esquerda) e ângulos relevantes (direita). | 17 |
| Figura 18 - Diversas aplicações da eletrônica de potência..... | 21 |
| Figura 19 - Extração da energia do vento por uma turbina eólica | 22 |
| Figura 20 - Zonas de uma curva de potência de uma turbina eólica | 25 |
| Figura 21 - Influência do número de pás sobre o coeficiente de potência do rotor ... | 26 |
| Figura 22 – Gráfico de distribuições de Weibull com variações no fator de forma e escala | 27 |
| Figura 23 - Mapa de velocidade da região de sacramento e legenda | 31 |
| Figura 24 - Imagem do google maps da região próxima a subestação. | 31 |
| Figura 25 - Distância da área escolhida da subestação mais próxima | 32 |
| Figura 26 - Área escolhida para localização do parque eólico..... | 32 |
| Figura 27 - Curva de velocidade x Potência com diferentes tipos de turbinas | 33 |
| Figura 28 - Ilustração da turbina eólica modelo g90-2.0 mw | 34 |
| Figura 29 - Curva de potência do Aerogerador | 35 |
| Figura 30 - Esquema básico de um parque eólico. | 37 |
| Figura 31 - Extração da energia do vento por uma turbina eólica | 46 |
| Figura 32 - Razão de velocidade pelo coeficiente de potência..... | 47 |

LISTA DE TABELAS E QUADROS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 - Especificações do aerogerador | 34 |
| Tabela 2 - Produto da frequência de distribuição pela potência por velocidade do vento | 36 |
| Tabela 3 - Dados do Complexo Eólico Lagoa dos Ventos e do parque estudado. .. | 40 |
| Quadro 1 - Vantagens e desvantagens de acordo com eixo da turbina | 9 |
| Quadro 2 - Vantagens e Desvantagens de controle de uma turbina eólica | 15 |
| Quadro 3 - Vantagens e Desvantagens de modelo de geradores de turbinas eólicas..... | 19 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|-------|---|
| ABNT | Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| DFIG | Doubly-Fed Induction Generator |
| CEMIG | Companhia Energética de Minas Gerais |
| HAWT | Horizontal Axis Wind Turbine |
| VAWT | Vertical Axis Wind Turbine |
| AC | Alternating current |
| DC | Direct Current |
| TSR | Tip speed Ratio |
| IGBTs | Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor Bipolar de Porta Isolada) |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1 | Objetivo | 1 |
| 2 | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 2 |
| 2.1 | Histórico de utilização de energias renováveis. | 2 |
| 2.2 | Os primeiros geradores eólicos. | 3 |
| 2.3 | Potencial eólico brasileiro | 4 |
| 2.4 | O vento..... | 6 |
| 2.5 | Turbinas eólicas e sistema eólico | 7 |
| 2.5.1 | Classificação dos eixos | 8 |
| 2.5.2 | Controle de potência..... | 13 |
| 2.5.3 | Classificação das turbinas | 15 |
| 2.5.4 | Gerador | 18 |
| 2.5.5 | Conversores de Eletrônica de potência | 20 |
| 2.6 | Aerodinâmica das turbinas | 21 |
| 2.7 | Distribuição de frequência da velocidade do vento | 26 |
| 2.8 | Produção anual de energia..... | 28 |
| 2.9 | Fator de capacidade | 29 |
| 3 | METODOLOGIA | 30 |
| 3.1 | Escolha do local | 30 |
| 3.2 | Escolha da turbina..... | 33 |
| 3.3 | Curva de potência do aerogerador | 35 |
| 3.4 | Cálculo da energia gerada..... | 36 |
| 3.5 | Fator de Capacidade | 36 |
| 3.6 | Quantidade de turbinas | 37 |
| 3.7 | Potência total..... | 38 |
| 3.8 | Os custos da energia..... | 38 |
| 4 | CONCLUSÕES | 41 |
| 5 | REFERÊNCIAS | 42 |

1 INTRODUÇÃO

A crescente busca por métodos alternativos renováveis de extração de energia tem se intensificado no mundo desde a crise do petróleo nos anos 70. Com isso a energia eólica tem sido bastante visada para o suprimento de energia elétrica com uma alternativa limpa e sustentável. Com isso, o trabalho propõe um projeto para implantação de um parque eólico em Minas Gerais para explorar o conhecido potencial eólico da região, gerar empregos, promover o desenvolvimento regional e contribuir para a sustentabilidade ambiental.

Nesse trabalho serão abordados aspectos técnicos, econômicos, ambientais e sociais relacionados ao empreendimento, considerando desde a seleção do local mais adequado até a viabilidade financeira.

1.1 Objetivo

Estudar a viabilidade técnica, econômica e ambiental da implantação de um parque eólico em Minas Gerais. A análise tem como objetivo propiciar entendimento das técnicas de projeto de um parque eólico considerando aspectos econômicos e ambientais, auxiliando na tomada de decisões estratégicas e o desenvolvimento de políticas voltadas para a expansão da energia eólica em Minas Gerais.

Também investigar estratégias para maximizar a eficiência da turbina eólica e minimizar gastos envolvidos com instalação.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Histórico de utilização de energias renováveis.

De acordo com Paulo Roberto Rodrigues em seu livro *Energias Renováveis*:
“A energia pode ser definida como a capacidade de produzir ou a capacidade de se realizar um trabalho. A energia não se cria do nada; ela já existe em nosso universo e o que ocorre é a sua transformação de uma forma para outra ou outras.”
(RODRIGUES, 2011, p. 7)

A diferenciação das energias renováveis das não-renováveis se dá de acordo com sua forma de obtenção. Quando obtida de recursos que se renovam em tempo útil na natureza como da água ou vento, são chamadas de energias renováveis. Do mesmo modo que, quando obtida de recursos limitados na natureza, como petróleo e carvão natural, são chamadas de não-renováveis.

Desde a preocupação sobre limitação das fontes de combustíveis fósseis e os impactos no meio ambiente e, em conjunto com a crise do petróleo nos anos 70, houve um crescente interesse do uso de energias renováveis para suprir a demanda de eletricidade crescente no planeta.

A eólica ganhou destaque mundial entre as fontes renováveis. O uso em larga escala só começou nos anos 1980. O nível de potência alcançou rapidamente a faixa dos megawatts, e os parques eólicos cresceram consideravelmente pela boa experiência ocorrida em países como Dinamarca e Alemanha.

A energia eólica se tornou interessante devido a não emissão de CO_2 em sua produção e não contribuírem com o efeito estufa.

Em áreas remotas ou isoladas da rede, energia eólica pode ser utilizada para o carregamento de baterias combinadas com motores a óleo para poupar combustível sempre quando o vento está disponível. Nas regiões costeiras, o fluxo de calor é maior e conseqüentemente, temos ventos com maiores intensidades, tornando a exploração desse tipo de energia ainda mais interessante.

2.2 Os primeiros geradores eólicos.

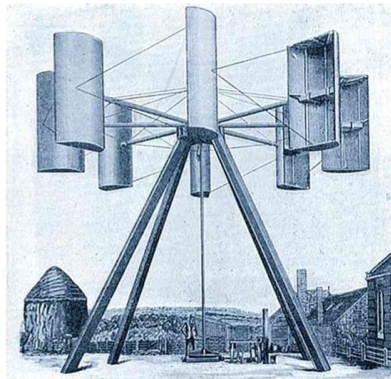
Não se tem clareza na data dos primeiros dispositivos identificados como eólico, gerando especulações contraditórias da sua história. As primeiras referências ao uso têm origem no Oriente, como os moinhos de vento.

Até o século XIX, todos os moinhos de vento produziam somente energia mecânica.

Com o advento da eletricidade, os engenheiros rapidamente perceberam que os moinhos de vento podiam ser usados como geradores elétricos e que a potência gerada poderia ser usada para iluminação e aquecimento.

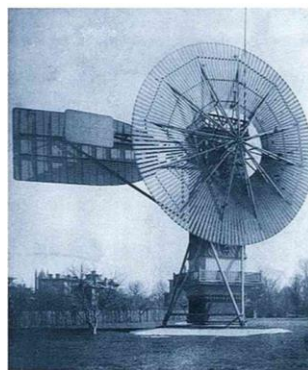
O primeiro moinho de vento com geração de eletricidade foi construído em 1887 por James Blyth que em 1891 conseguiu a patente britânica da turbina. Porém, costuma-se erroneamente atribuir o feito ao americano Charles Francis Brush, em Ohio em 1888 (MILTON, 2013),.

Figura 1 - Ilustração do moinho de vento de Blyth



Fonte: Fundamentos de energia eólica (2013)

Figura 2 - A turbina eólica de Brush



Fonte: Spera, 2009.

2.3 Potencial eólico brasileiro

Segundo a agência EPBR, O Brasil subiu uma posição no *Ranking de Capacidade Total Instalada de Energia Eólica Onshore* e ocupa agora a 6ª posição, com 21,5 GW. O país fica atrás de China (310,6 GW), Estados Unidos (134,3 GW), Alemanha (56,8 GW), Índia (40 GW) e Espanha (28,3 GW).

O atlas de potencial eólico brasileiro revela um grande potencial estimado de 143,47 GW para a geração de energia a partir dos ventos, o que possibilitaria a produção anual de 272,220 TWh/ano. Esse potencial é baseado em ventos com velocidade média anual a partir de 7,0 m/s e considera uma área equivalente a aproximadamente 0,8% do território nacional, abrangendo cerca de 71.735 km².

Os melhores locais para a energia eólica no Brasil, com maior potencial, estão localizados principalmente no litoral do Rio Grande do Norte e Ceará, bem como no litoral do Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Além disso, áreas em Minas Gerais e da Região Centro-Oeste, na fronteira com o Paraguai, também são consideradas promissoras para a geração de energia eólica.

Em 2010, a CEMIG elaborou um atlas eólico para o estado de Minas Gerais, que mostra um potencial de 40 GW a uma altura de 100 m acima do solo, tendo as melhores regiões localizadas ao longo da serra do Espinhaço e do Cipó (a norte de Belo Horizonte), seguida pela área do Triângulo Mineiro. As medições também mostraram que o regime de ventos predominante é aquele em que a velocidade média durante o dia é superior à média noturna.

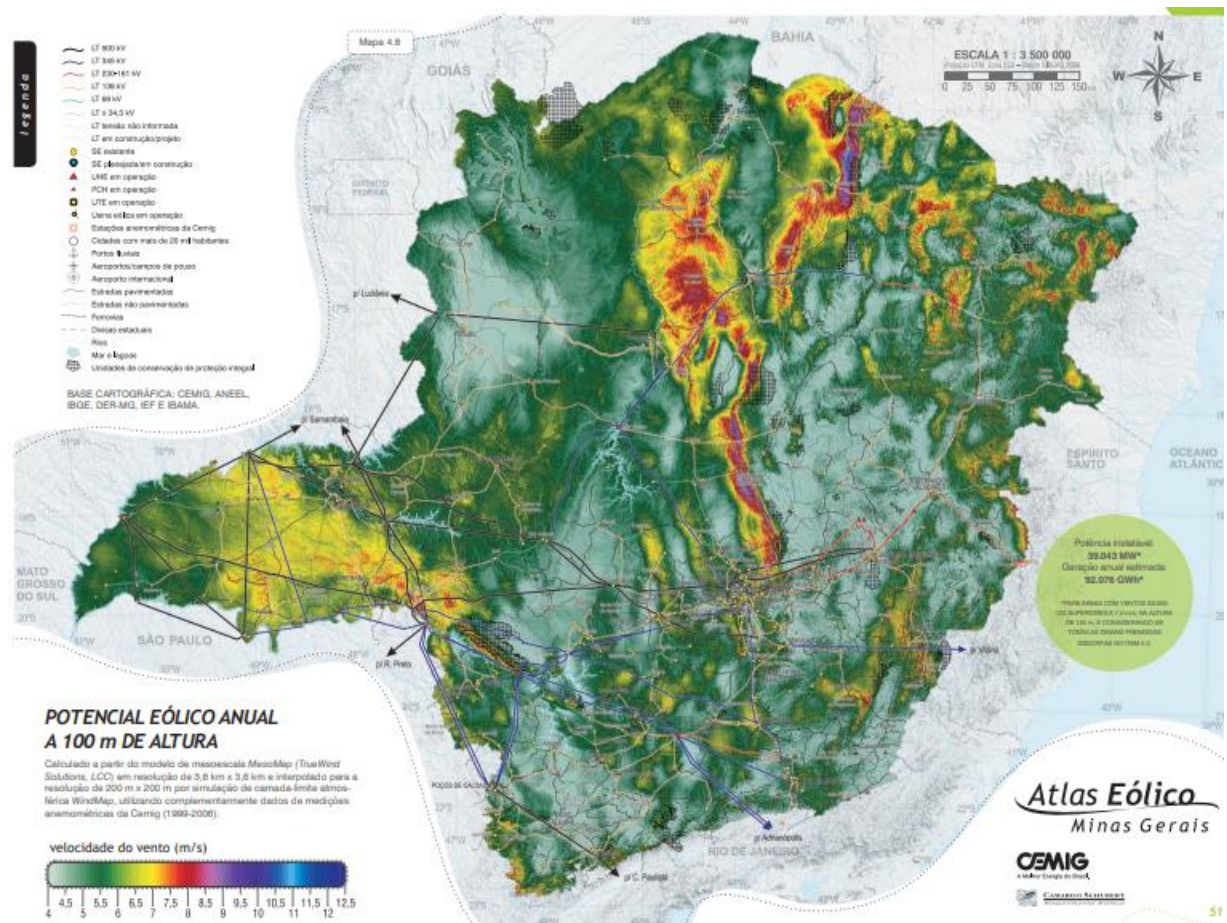
A região do Triângulo Mineiro apresenta o quarto maior potencial de geração de energia eólica, embora o valor exato desse potencial não seja mencionado pelo atlas. Destaca-se a atratividade dessa região em relação às demais do estado devido à diversos fatores, dentre eles destacam-se:

- a) Sua topografia pouco montanhosa;
- b) Ventos favoráveis;
- c) O clima;
- d) Acesso a infraestrutura;
- e) Disponibilidade de terras;
- f) Proximidade de várias Usinas Hidrelétricas, que pode permitir o compartilhamento de infraestrutura, como linhas de transmissão e subestações;
- g) Incentivos Governamentais com políticas favoráveis à energia renovável.

O estado tem uma região extensa, de aproximadamente 587 km² na qual pode comportar a instalação de vários gigawatts em locais com velocidades médias superiores a 7,0 m/s, a 100 m de altura. O regime de ventos predominante é aquele em que a velocidade média durante o dia é superior à média noturna.

Sazonalmente, na maior parte do território mineiro predominam ventos mais intensos no inverno e na primavera.

Figura 3 - Potencial eólico de minas gerais a 100m de altura



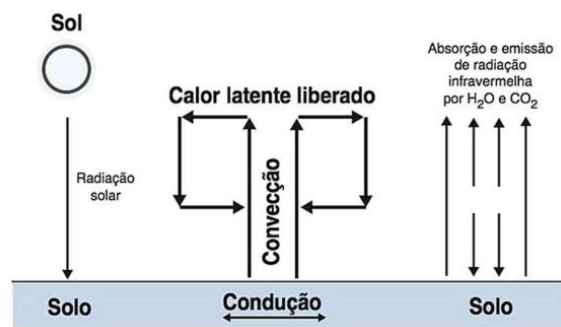
Fonte: Atlas eólico de Minas Gerais (2010)

2.4 O vento

A radiação solar desigual é responsável por aquecer a superfície terrestre de forma desigual. Isso ocorre devido à inclinação da Terra e à distribuição irregular de terra e água. Essa diferença resulta em variações de temperatura entre diferentes regiões, o que cria um gradiente térmico.

Nas regiões tropicais, onde os raios solares incidem mais diretamente, a radiação solar é intensa e causa um aquecimento mais intenso. Conseqüentemente, o ar próximo à superfície também é aquecido, tornando-se menos denso e mais leve. Esse ar quente sobe, criando áreas de baixa pressão nas altitudes mais baixas.

Figura 4 - Aquecimento do ar por condução, convecção e infravermelho.

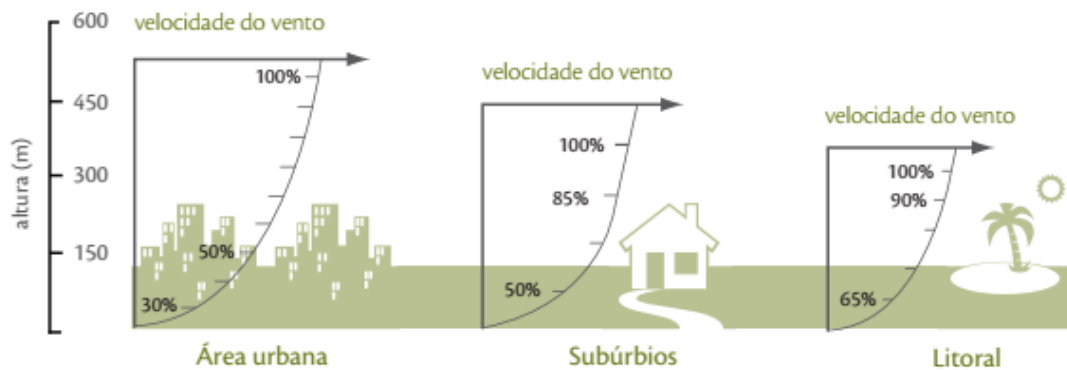


Fonte: Fundamentos de energia eólica (2013)

Por outro lado, nas regiões polares, os raios solares chegam em um ângulo mais oblíquo, resultando em uma menor quantidade de radiação solar e, conseqüentemente, menos aquecimento da superfície. Assim, o ar próximo à superfície nessas regiões é mais frio e mais denso, gerando áreas de alta pressão.

Devido à diferença de pressão entre as regiões tropicais e polares, ocorre um movimento de ar, conhecido como vento, que flui das áreas de alta pressão para as áreas de baixa pressão onde o ar mais frio das regiões polares se desloca em direção às regiões tropicais, enquanto o ar quente nas regiões tropicais sobe e se desloca em direção às regiões polares. Esse deslocamento de massas de ar é influenciado pelo gradiente de temperatura resultante da radiação solar desigual.

Figura 5 - Relação de velocidade do vento x altura



Fonte: Energias renováveis (2011)

Regiões que possuem construções elevadas como prédios e montanhas, só atingem velocidades razoáveis de vento após uma elevada altura, como ilustrado pela figura 5. Para um bom aproveitamento, o vento não deve possuir nenhum obstáculo como os mencionados anteriormente.

No último caso mostrado, ao nível do mar, se vê que os ventos já são muito mais rápidos em altitudes menos elevadas que nos exemplos anteriores, favorecendo as regiões litorâneas na implantação de parques eólicos devido ao movimento das massas de ar já mencionado anteriormente.

2.5 Turbinas eólicas e sistema eólico

A turbina eólica é uma máquina para a conversão de energia cinética do vento em energia mecânica e posteriormente em energia elétrica por meio de um gerador.

Figura 6 - Sistema de controle de uma turbina eólica



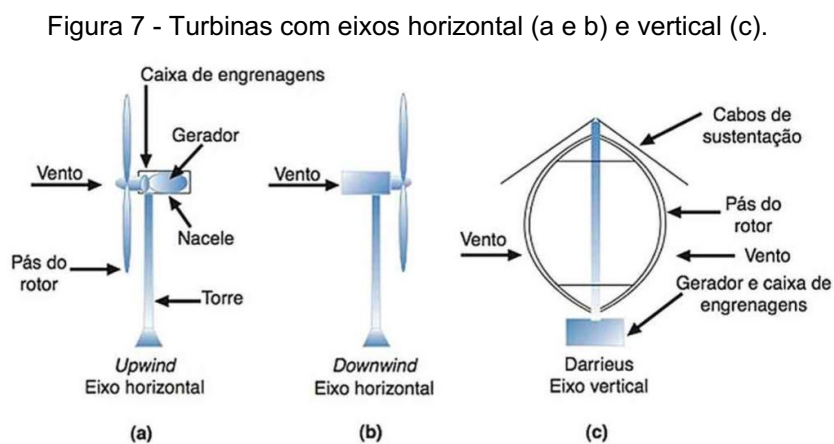
Fonte: Hansen, 2002.

Há diversas variações de modelagens para as turbinas eólicas, que dependerá do sistema onde será utilizada como se a região possui ventos

constantes ou variáveis, a turbulência do vento, se ela será implantada em regiões costeiras ou em cidades e o tipo de conexão com a rede, dentre outras que serão faladas a seguir.

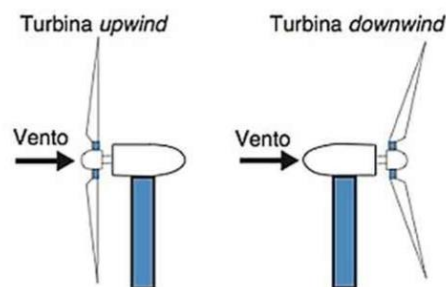
2.5.1 Classificação dos eixos

As turbinas podem ser classificadas baseadas no eixo de rotação como horizontal (HAWT) ou vertical (VAWT).



Fonte: FUNDAMENTOS DE ENERGIA EÓLICA (2013)

Figura 8 - Incidência do vento em uma turbina (a) upwind e (b) downwind.



Fonte: Fundamentos de energia eólica (2013)

A escolha do tipo de eixo depende de diversos fatores, incluindo o tamanho da turbina, as condições de vento locais, o ambiente de instalação e os objetivos específicos do projeto. Cada configuração tem suas vantagens e desvantagens, que podem ser observadas no quadro 1, e o projeto da turbina eólica é otimizado para maximizar a captura de energia eólica em cada caso específico.

As turbinas de eixo horizontal em geral são classificadas de acordo com o número de pás (1, 2, 3 ou multipás). Nas quais também podem ser classificadas pela

orientação do vento sendo upwind quando o vento incide na parte dianteira da área de varredura da turbina e downwind quando incide na parte traseira.

A máquina downwind tem a vantagem de deixar o vento por si só controlar o ajuste, ela naturalmente se orienta em respeito à direção do vento. Elas, entretanto, têm um problema: os efeitos de sombra do vento devidos à torre. Toda vez que a pá passa atrás da torre, ela encontra um curto período em que o vento é reduzido e que faz com que a pá se flexione. Essa flexão não somente tem o potencial de levar a pá à fadiga como também aumenta o ruído da pá e reduz o potencial de saída.

Turbinas upwind, por outro lado, necessitam de algum modo de um complexo sistema de ajuste para manter as pás voltadas para o vento. Entretanto, em troca dessa complexidade, a máquina upwind termina operando mais suavemente e fornecendo mais potência. A maioria das turbinas eólicas modernas é do tipo upwind.

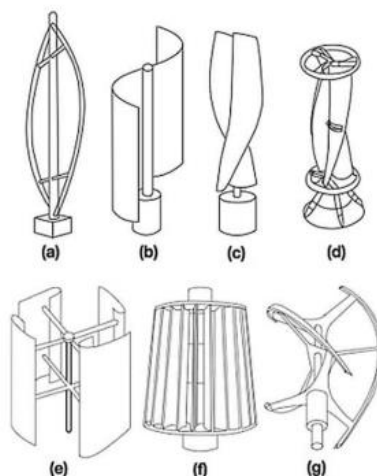
As turbinas de eixo vertical mais comuns são Darrieus, Savonius e Helicoidais.

Quadro 1 - Vantagens e desvantagens de acordo com eixo da turbina

| Eixo Vertical | | Eixo Horizontal | |
|--|---|---|---|
| Vantagens | Desvantagens | Vantagens | Desvantagens |
| Menor custo de instalação e manutenção facilitada pela caixa de engrenagens e gerador serem próximos ao solo | Menor eficiência devido a velocidades baixas do vento | Maior eficiência em altas velocidades de vento | Maiores custos de instalação |
| Operam independente da orientação do vento | Maiores flutuações de torque e mais propensas a vibrações mecânicas | Capacidade de serem construídas com maior altura e diâmetro | Necessita projeto de acordo com a orientação do vento |
| Menor impacto visual e ruído | - | - | Ruído e impacto visual |

Fonte: Elaboração do autor

Figura 9 - Vários modelos de turbinas com eixo de rotação vertical, (a) Darrieus; (b) Savonius; (c) Solarwind; (d) Helicoidal; (e) Noguchi; (f) Maglev e (g) Cochrane.



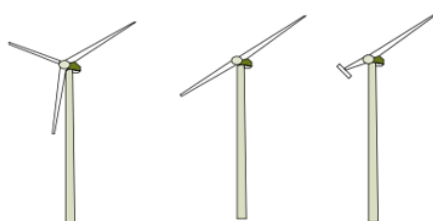
Fonte: Tong, 2010.

Figura 10 - Moinho com rotor multipás



Fonte: Energias renováveis (2011)

Figura 11 - Turbina Horizontal com rotor de a) três pás; b) duas pás; c) uma pá



Fonte: Energias renováveis (2011)

Na figura 12, podemos ver alguns dos componentes de uma turbina eólica.

Figura 12 - Sistema eólico de uma turbina horizontal

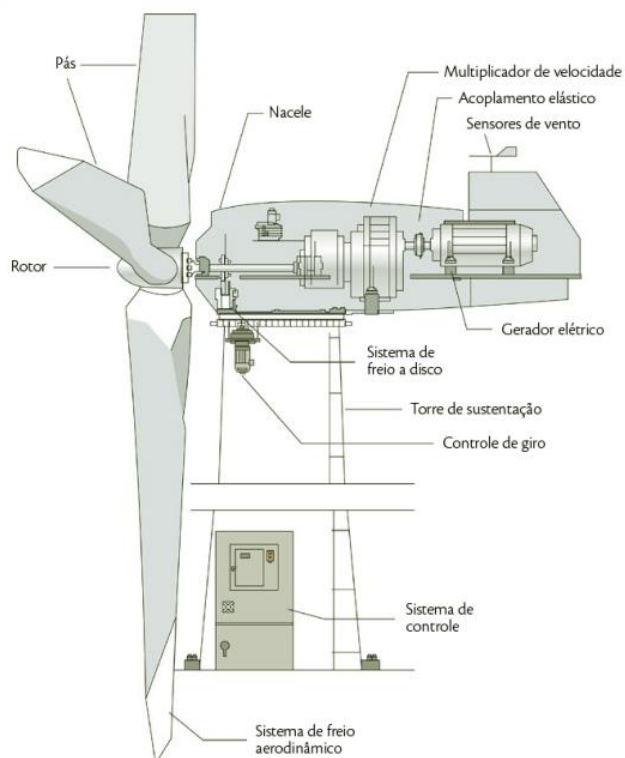
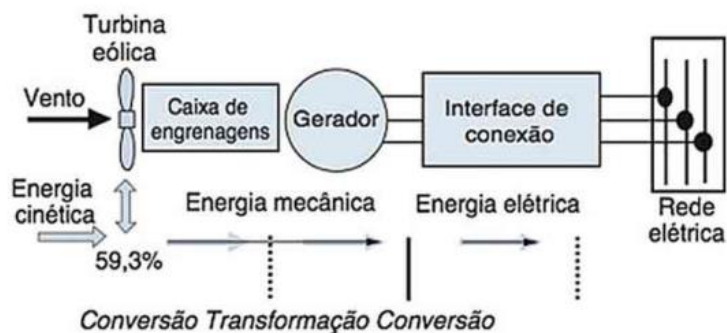


Figura 5 - Sistema eólico ?

Fonte: Energias renováveis (2011)

O trabalho da torre é de elevar a turbina acima do solo de forma a alcançar os ventos de alta velocidade para maior obtenção da energia.

Figura 13 - O princípio da conversão da energia cinética do vento em energia elétrica



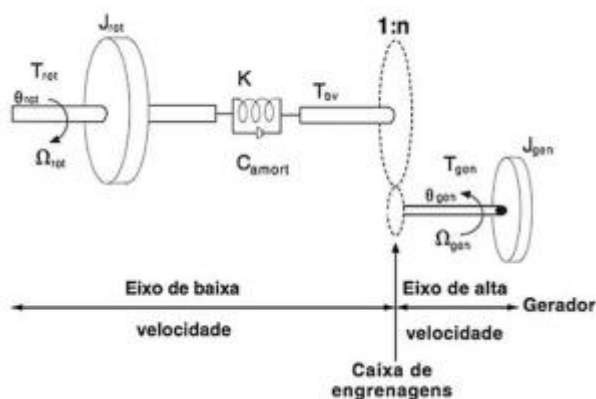
Fonte: Fundamentos de energia eólica (2013)

O vento incidirá nas pás que rotacionam o rotor, que está conectado a um eixo central, que converte o máximo da energia cinética possível em mecânica em energia mecânica.

A Nacele, é a estrutura montada em cima da torre onde estão contidos o gerador e a caixa de acoplamento.

O eixo central transmite o movimento relativo para o gerador. Esse eixo pode ser conectado por meio de uma caixa de transmissão, dependendo do projeto da turbina. Nela se abrigam eixos, mancais, engrenagens de transmissão, que aumentam a velocidade do eixo do rotor, e acoplamentos.

Figura 14 - Modelo mecânico do eixo de transmissão de uma turbina eólica.



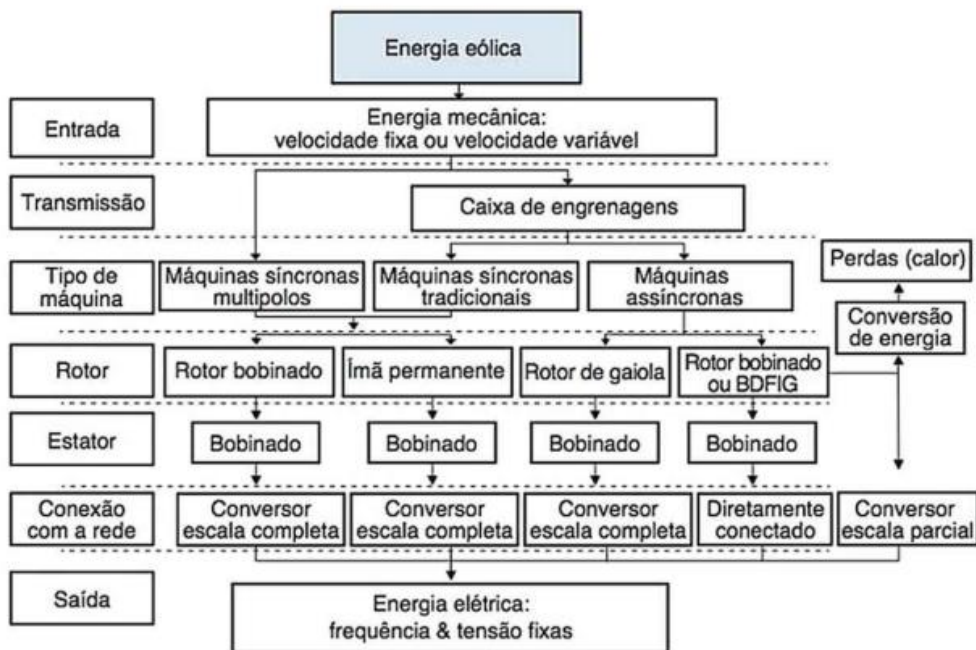
Fonte: Fundamentos de energia eólica (2013)

O gerador recebe a energia mecânica do movimento e converte em energia elétrica que posteriormente será transmitida para a rede da concessionária. É composto por um rotor, que recebe o movimento, e um estator, que é fixo. O movimento do rotor em relação ao estator cria um campo magnético variável, que induz a geração de corrente elétrica no estator.

Algumas turbinas podem possuir controle do sistema de potência, este monitorará a velocidade do vento e outras condições, ajustando a orientação das pás e a velocidade de rotação do rotor para otimizar a eficiência de conversão de energia.

O sistema de potência converte a eletricidade gerada em uma forma adequada para a transmissão e distribuição na rede elétrica. Conversores eletrônicos de potência podem ser usados para regular a saída de potência real e reativa da turbina.

Figura 15 - Mapa do trajeto da geração eólica



Fonte: Blaabjerg, 2006

2.5.2 Controle de potência

O limite de velocidade é uma preocupação primordial quando ocorre uma queda na rede elétrica, resultando na perda súbita de torque do gerador. Nesse caso, a velocidade do rotor aumentaria drasticamente e poderia levar à destruição da turbina, a menos que medidas corretivas fossem imediatamente tomadas.

Uma vez que a velocidade do vento não pode ser controlada, a velocidade efetiva do fluxo de ar nas pás do rotor só pode ser alterada pela velocidade do próprio rotor. Portanto, a velocidade do rotor pode ser usada como uma variável para o controle de potência, a fim de corrigir esse problema.

Há três tipos conhecidos de controle de potência em uma turbina eólica:

- a) Ativo: sistema de controle de passo (*pitch control*)

Nas turbinas com controle de passo há um sistema eletrônico que monitora a saída de potência do gerador para que não vá além das especificações predefinidas. Se isso acontece, então o controle de passo da turbina é acionado visando “perder” aquela parcela do vento. A pá da turbina é inclinada em alguns graus, permitindo que ele passe com menor ou nenhuma resistência.

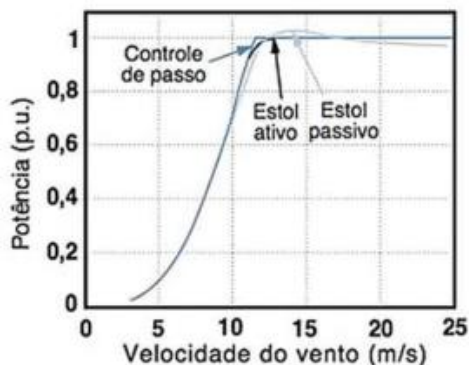
b) Passivo: sistema de controle por estol (*stall control* ou *passive stall*)

Nas turbinas com controle de estol, as pás do rotor estão fixas. Chama-se de controle passivo, pois as pás já são projetadas para que elas diminuam a eficiência quando o vento atinge valores altos. O controle é apenas usado na construção da pá.

c) Híbrido: combinação dos dois sistemas anteriores (*active stall*).

O sistema é combinado e geralmente indicado para máquinas de grande porte, acima de 1 MW. As pás giram como se elas estivessem no modo por controle ativo e quando a velocidade do vento ultrapassa a velocidade nominal, em vez de diminuir o ângulo de ataque, ele é, na verdade, aumentado para provocar o estol. Enquanto no estol o rompimento do fluxo do ar acontece com as pás em uma posição fixa, no estol ativo as pás realizam uma variação automática do ângulo na direção do vento, procurando assim controlar a separação do fluxo do ar.

Figura 16 - Características de potência de diferentes sistemas de controle de uma turbina eólica



Fonte: Fundamentos de energia eólica (2013)

Dependendo do tipo de turbina, duas técnicas podem ser utilizadas para evitar que ventos de alta velocidade façam a turbina operar acima de sua potência nominal. Essa condição é indesejável porque causa desgaste prematuro nos componentes da turbina e reduz sua vida útil. A primeira técnica é chamada de regulação por perda de sustentação (*stall regulation*). Nessa técnica, as pás da turbina são projetadas de modo que, quando o ângulo de ataque se torna muito alto (em altas velocidades do vento), forma-se um escoamento turbulento acima do perfil

aerodinâmico, a sustentação aerodinâmica falha, o arrasto aumenta e a potência líquida extraída do vento diminui. As vantagens das turbinas reguladas por perda de sustentação são que elas são simples, pois não requerem controladores adicionais. No entanto, há uma desvantagem considerável: parte da energia que poderia ter sido capturada é perdida.

A estratégia alternativa é conhecida como ajuste das pás (blade pitching). Nessa estratégia, um sistema de controle altera os ângulos das pontas das pás do rotor ou gira toda a pá para controlar o ângulo de ataque e a potência extraída. As turbinas eólicas com ajuste das pás podem extrair mais energia de regimes de vento semelhantes do que as máquinas sem ajuste das pás, mas requerem controladores e mecanismos adicionais, aumentando a complexidade e o custo. As turbinas eólicas de velocidade fixa podem ser reguladas por perda de sustentação ou podem utilizar o ajuste das pás.

Quadro 2 - Vantagens e Desvantagens de controle de uma turbina eólica

| Tipo de controle | Vantagens | Desvantagens |
|--------------------------------|--|---|
| Ativo (<i>pitch control</i>) | <p>Maior produção de energia sem diminuir a eficiência na adaptação ao estol da pá</p> <p>Controle de potência ativa sob diversas condições do vento.</p> <p>Partida simples do rotor.</p> | <p>Alta energia exigida pelos mecanismos hidráulicos e elétricos. Se for elétrico, pode exigir maior manutenção de anéis e escovas</p> |
| Passivo (<i>estol</i>) | <p>Não precisa de sistema auxiliar de intervenção elétrica ou mecânica.</p> | <p>Potência captada é apenas em função da velocidade do vento e rotacional, sendo necessariamente constantes.</p> <p>Em uma falha na transmissão de energia, é necessário um sistema de frenagem para absorver a energia cinética da turbina.</p> |
| Híbrido | <p>Controle simples da potência por leves ajustes no ângulo de passo.</p> <p>Turbinas mais simples de ser construídas do que as turbinas com controle de passo.</p> | |

Fonte: Elaboração do autor

2.5.3 Classificação das turbinas

Os geradores das turbinas podem ser classificados em dois tipos: de acordo com sua velocidade de operação e o tamanho dos conversores:

2.5.3.1 Turbinas de velocidade fixa

As turbinas de velocidade fixa rotacionam em velocidade constante que é determinada pela relação de engrenagens, frequência da rede, e o número de polos do gerador. Elas utilizam máquinas de indução com rotor em gaiola de esquilo (IM) diretamente conectadas à rede elétrica por meio de um transformador. Algumas dessas turbinas não possuem capacidade de ajuste das pás. Embora sejam relativamente robustas e confiáveis, existem desvantagens significativas nessa tecnologia, como a captura subótima de energia eólica e a necessidade de compensação de potência reativa.

Sua eficiência máxima pode ser atingida somente em uma determinada velocidade, e reduzida em velocidades fora da nominal. É protegida pelo controle aerodinâmico das pás por possíveis danos causados por rajadas de vento.

Como não há uma eletrônica de potência envolvida na configuração, então não se faz possível controlar o consumo de potência reativa ou da qualidade de energia. Assim, é necessário um compensador de energia reativa para reduzir (quase eliminando) a demanda de reativos que a turbina eólica injeta na rede. Isso geralmente é feito pela contínua comutação de um banco de capacitores que segue a variação da produção.

Turbinas eólicas de velocidades fixas permitem o uso de geradores simples no qual sua velocidade pode ser fixada de acordo com a frequência da rede, geradores síncronos.

As principais características do modelo de gerador com velocidade fixa são:

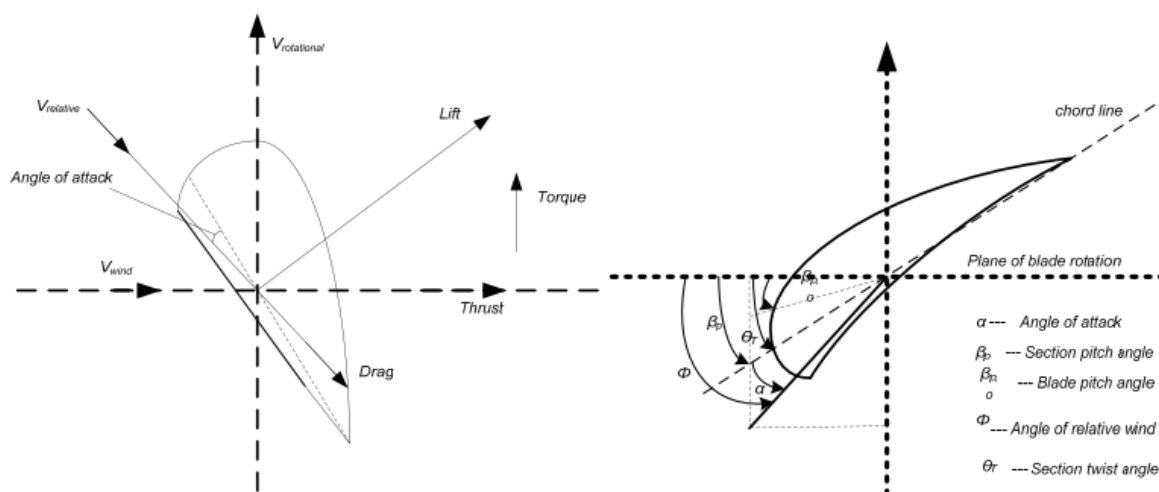
- a) Controle de velocidade decidido pela frequência da rede;
- b) Excitação do gerador através da rede;
- c) Controle de potência por estol, passo ou estol ativo;
- d) Necessidade de capacitores para compensação de energia reativa;
- e) Uso de soft-starters para suavizar a conexão com a rede;
- f) Rígido acoplamento com a rede - baixa elasticidade.

2.5.3.2 Turbinas de velocidade variável

As turbinas mais modernas utilizam de aerofólios para aproveitar a energia cinética do vento. Dois tipos de forças atuam sobre o perfil aerodinâmico: a força de sustentação (lift) e a força de arrasto (drag). As turbinas dependem principalmente da força de sustentação para aplicar torque às

pás do rotor, embora parte do torque também seja causado pela força de arrasto. A força de sustentação é perpendicular à direção efetiva do fluxo de ar e é a responsável pelo torque que gira o rotor. As pontas das pás, estando mais distantes do cubo, são responsáveis pela maior parte do torque.

Figura 17 - Seção transversal do perfil aerodinâmico da pá da turbina eólica (esquerda) e ângulos relevantes (direita).



Fonte: Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants (2011)

Turbinas de velocidade variável podem atingir máxima eficiência, ajustando sua velocidade rotacional de acordo com a velocidade do vento. Fazendo isso, a velocidade de ponta que é a razão entre a velocidade de ponta da pá e a velocidade do vento, pode ser mantida em um valor ideal para atingir a máxima conversão de potência e eficiência em diferentes velocidades de vento.

Turbinas de escorregamento variável ou resistência dinâmica do rotor controlam a resistência no circuito do rotor da máquina para permitir uma ampla variação do escorregamento operacional (velocidade) (até 10%). No entanto, ocorre perda de potência como calor na resistência do rotor.

São normalmente equipadas com controle de passo, permitindo geralmente que a sua inicialização seja mais suave do que uma turbina com velocidade fixa. Se a velocidade do vento for baixa ou alta demais, a turbina eólica para automaticamente. A parada ocorre, no primeiro caso, a fim de evitar fluxo de potência reativa e, no segundo caso, a fim de evitar cargas mecânicas.

As turbinas eólicas de velocidade variável são equipadas com um gerador síncrono ou assíncrono conectado à rede através de um conversor de potência. A operação com velocidade variável se fez possível devido ao uso de conversores de potência, que convertem a tensão e frequência gerada para a frequência de tensão da rede.

Dentre as principais características do modelo de gerador com velocidade variável, tem-se a excitação do gerador através da rede, controle de potência por estol, passo ou estol ativo e rígido acoplamento com a rede, mas com menor elasticidade (devido ao maior escorregamento).

2.5.4 Gerador

São classificados em geradores síncronos ou geradores de indução.

Geradores de indução dispensam mecanismos para efetuarem o sincronismo devido à não operação na velocidade síncrona. Possuem construção mais barata que a da máquina síncrona, porém necessita de uma alta corrente de partida. A maior desvantagem é que o estator necessita de uma corrente reativa de magnetização, precisando receber sua excitação de uma outra fonte. Ele também consome energia reativa, que pode ser suprida por uma rede ou por um sistema de eletrônica de potência.

Há dois modos de se conectarem à rede: via conexão direta ou passando por uma conversão.

Na conexão direta se escolhem duas soluções: se adiciona um gerador duplamente alimentado fed induction generator - DFIG) ou se faz o controle do escorregamento da máquina.

Basicamente, são usados três tipos de geradores de indução nos sistemas de conversão de energia eólica: rotor em gaiola, rotor bobinado com controle de escorregamento pela mudança da resistência e o DFIG, que tem tomado boa parte do mercado e será o foco deste trabalho. No Apêndice 1 a forma de funcionamento deste gerador é explicada.

Os geradores síncronos são mais escolhidos por se ter um controle maior da potência (ativa e reativa) e da frequência do gerador. O enrolamento do estator apresenta um alto número de polos, o que capacita o gerador a girar com velocidades mecânicas da mesma ordem do rotor da turbina, não havendo

necessidade de uma caixa de engrenagens, assim o eixo do gerador está diretamente ligado ao eixo da turbina. Entretanto, essa máquina exige o uso de um conversor de potência nominal entre o estator e a rede. Sua grande vantagem de preferência, também, não precisa de uma corrente de magnetização. Podem ser utilizados geradores síncronos de rotor bobinado e de ímã permanentes.

Quadro 3 - Vantagens e Desvantagens de modelo de geradores de turbinas eólicas

| Tipo do gerador | Vantagens | Desvantagens |
|---|--|--|
| De indução gaiola de esquilo | Fácil de projetar, construir e controlar; Operação robusta; Baixo custo. | Baixo rendimento de energia; Não controle da potência ativa/reactiva; Alto estresse mecânico. |
| Síncrono a ímã permanente | O mais alto rendimento de energia; Maior controle de potência ativa/reactiva; Ausência de escovas/enrolamento; Baixo estresse mecânico; Sem perdas de cobre no rotor. | Elevado custo do material magnético; Desmagnetização do ímã permanente; Complexo processo de construção; Maior custo e perdas dos conversores de potência; Tamanho grande. |
| Síncrono com rotor bobinado | Alto rendimento de energia; Maior controle de potência ativa/reactiva; Ausência de escovas/enrolamento; Baixo estresse mecânico. | Maior custo do enrolamento do cobre; Maior custo e perdas dos conversores de potência; Tamanho grande. |
| De indução duplamente alimentado | Alto rendimento de energia; Alto controle de potência ativa/reactiva; Baixo custo e perdas dos conversores de potência; Menos estresse mecânico; Tamanho compacto. | Existência de enrolamento; Altas perdas das engrenagens. |
| De indução duplamente alimentado sem escovas | Maior rendimento de energia; Alto controle de potência ativa/reactiva; Menor custo e perdas dos conversores de potência; Ausência de escovas/enrolamentos; Menos estresse mecânico; Tamanho compacto. | Complexidade na montagem, projeto e controle; Altas perdas das engrenagens. |
| De relutância duplamente alimentado sem escovas | Maior rendimento de energia; Alto controle de potência ativa/reactiva; Menor custo e perdas dos conversores de potência; Ausência de escovas/enrolamentos; Sem perdas de cobre no rotor; Menos estresse mecânico; Construção mais fácil. | Complexidade na montagem, projeto e controle; Altas perdas das engrenagens; Maior tamanho que o DFIG. |

Fonte: Kim, 2010.

2.5.5 Conversores de Eletrônica de potência

Os dispositivos de eletrônica de potência, como inversores e conversores, desempenham um papel importante na adaptação e controle da potência ativa e reativa em sistemas elétricos, permitindo a conversão de potência ativa gerada em relação à tensão e frequência necessárias na saída para o consumidor.

Existem quatro tipos principais de inversores descritos:

- a) Inversores AC/DC (Retificador): Convertem corrente alternada em corrente contínua. Podem ser não controlados, utilizando diodos, ou controlados por comutação, como tiristores e transistores bipolares. São usados em esquemas autocomutáveis ou comutação externa.
- b) Inversores DC/AC: Convertem corrente contínua em corrente alternada. Podem ser externos ou autocontrolados. Quando conectados a uma rede de corrente alternada, esses inversores também podem atuar como inversores AC/DC, permitindo a troca de potência em ambas as direções.
- c) Inversores AC/AC: Transformam a corrente alternada de uma dada tensão em corrente alternada com tensão e frequência diferentes da original. Utilizam um retificador controlado ou não controlado e um inversor DC/AC externo ou autocontrolado. Ambos os inversores são acoplados por um circuito intermediário.
- d) Inversores DC/DC (Choppers): Transformam a corrente contínua de uma dada tensão e polaridade em outra tensão e polaridade. Utilizam um elemento de armazenamento de energia e um esquema de controle de pulso chamado de chopper. Dependendo da taxa de entrada/saída de tensão, podem aumentar (boost) ou diminuir (buck) a tensão. Alguns inversores são capazes de operar nos dois modos, conhecidos como buck-boost.

O "soft-starter" (chave de partida suave) é um dispositivo eletrônico utilizado em turbinas com velocidade fixa para reduzir a corrente de partida e limitar os distúrbios na rede. O soft-starter contém tiristores como dispositivos de comutação e sua conexão suave com a rede é alcançada ajustando o ângulo de disparo dos tiristores.

As turbinas eólicas de velocidade variável são equipadas com um gerador síncrono ou assíncrono conectado à rede através de um conversor de potência. A operação com velocidade variável se fez possível devido ao uso de conversores de

potência, que convertem a tensão e frequência gerada para a frequência de tensão da rede. O conversor pode ser inserido de dois modos:

a) Do lado do rotor e a rede:

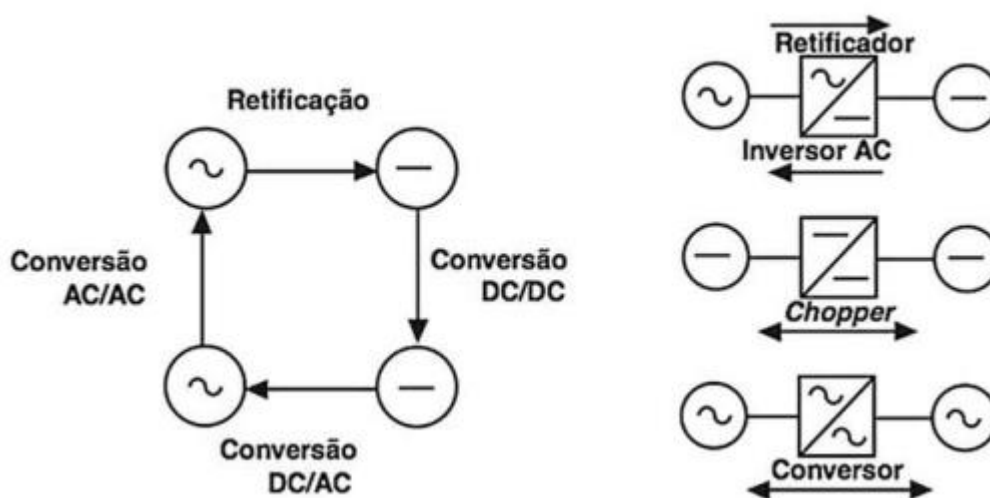
Para uma estreita faixa de operação de velocidade (de 0% a 10% de variabilidade). Ex: Gerador de indução com rotor bobinado;

Para uma limitada faixa de operação de velocidade (de -40% a 30% de variabilidade). Ex: Gerador de indução duplamente alimentado.

b) Do lado do estator e a rede:

Para uma ampla faixa de operação de velocidade, de 2,5 vezes a velocidade nominal. Ex: Gerador síncrono de rotor bobinado e gerador síncrono a ímã permanente.

Figura 18 - Diversas aplicações da eletrônica de potência



Fonte: Fundamentos de energia eólica (2013)

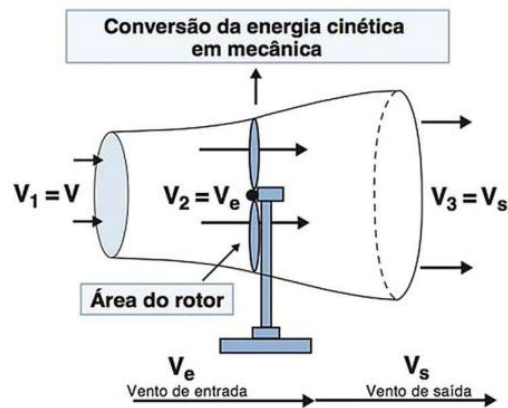
2.6 Aerodinâmica das turbinas

Temos potência como trabalho (Energia) dividido pelo tempo:

$$P = \frac{W}{\Delta t} \quad (1)$$

Energia Eólica pode ser definida como a energia cinética produzida pelo ar em movimento.

Figura 19 - Extração da energia do vento por uma turbina eólica



Fonte: Fundamentos de energia eólica (2013)

Uma massa de ar m , que se desloca a uma velocidade V que cruza perpendicularmente um cilindro, podemos representar a energia cinética dessa equação como:

$$E_c = \frac{1}{2} m \cdot v^2 \quad (2)$$

Assim, dizendo que a energia cinética aumenta com o quadrado da velocidade do vento. Ao verificarmos como essa energia cinética varia com o passar do tempo, teremos então a potência. Isso é feito por meio da taxa de variação da função. Logo, a potência P disponível pelo vento é simplesmente a derivada da energia cinética para aquele intervalo de tempo:

$$P = \frac{\partial E_c}{\partial t} = \frac{mv^2}{2} \quad (3)$$

Substituindo m por ρAv , temos:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4)$$

Onde:

P é a potência disponível do vento (W)

m é o fluxo de massa de ar (kg/s)

ρ é a massa específica do ar (kg/m³) - também chamada de densidade absoluta

A é a área da seção transversal do cilindro que é ultrapassada pelo vento (m^2)

V é a velocidade do vento (m/s)

E_c é a energia cinética do vento (joules/s)

Isso significa que, se o vento aumentar sua velocidade apenas em 10%, a potência disponível aumentará em 33%.

Lembrando que a relação vento-potência não é linear e que idealmente não é possível extrair completamente a energia do vento pois a turbina agiria como uma barreira, interrompendo o deslocamento da massa de ar (fluxo de massa de ar nulo).

Betz provou que a máxima potência extraída por uma turbina ideal com um rotor com pás infinitas com o vento em condições ideais é 59,26% (0.5926 vezes) a potência disponível no vento. Esse limite é conhecido como limite de Betz, demonstrado no Apêndice 2. Na prática, as turbinas são limitadas a duas ou três pás devido a viabilidades estruturais e econômicas e, na quantidade de potência extraída próximo de 50% da potência disponível.

Então, como a performance da turbina é dependente da sua geometria, C_p como o coeficiente da potência possível de ser extraída do vento, a nova equação pode ser escrita como:

$$P = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot A v^3 \cdot \eta \quad (5)$$

Sendo A como a área varrida pelas pás do rotor, tem-se:

$$P_{rotor} = \frac{1}{2} \rho \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \pi R_{rotor}^2 \cdot v^3 \cdot \eta \quad (6)$$

Onde η é o rendimento da turbina.

O sistema aerodinâmico das pás consiste em três subsistemas: cálculo da relação de velocidade de ponta, coeficiente de potência do rotor (C_p) e o cálculo do torque aerodinâmico. A velocidade do vento e o ângulo de passo são parâmetros definidos pelo projetista. A velocidade média anual da região do triângulo mineiro divulgada pela CEMIG em seu atlas eólico é de 7,0 m/s a 100 metros de altura, portanto será considerada a velocidade do vento constante durante a simulação.

Quando uma turbina eólica, de forma mecânica, extrai potência do vento, ela transmite essa energia aos eixos rotativos da turbina. A aplicação do torque ao eixo causa forças internas ou pressões ao material do eixo. Quando a potência está sendo transmitida através do eixo, um torque T será gerado. Esse torque é dado por:

$$T = \frac{P}{\omega_{rotor}} \quad (N.m/rad) \quad (7)$$

em que P é a potência mecânica em watts e ω_t é a velocidade angular tangencial em rad/s.

O torque aerodinâmico finalmente pode ser descrito por:

$$T = \frac{P_{rotor}}{\omega_{rotor}} = \frac{\frac{1}{2} \rho \cdot C_p \cdot \pi R_{rotor}^2 \cdot v^3}{\omega_{rotor}} \quad (8)$$

O coeficiente de velocidade de ponta (TSR), denotado por λ , é a relação entre a velocidade linear da ponta da pá e a velocidade do vento. Ele determina a fração de potência disponível que pode ser extraída do vento pelo rotor. Em uma turbina de velocidade fixa, TSR é relativamente constante devido ao rotor ser conectado diretamente ao gerador de indução por engrenagens, e o gerador diretamente conectado à rede.

O TSR pode ser calculado como:

$$TSR = \lambda = \frac{\omega_{rotor} R_{rotor}}{v} \quad (9)$$

Onde:

ω_{rotor} = velocidade angular do rotor [rad/s]

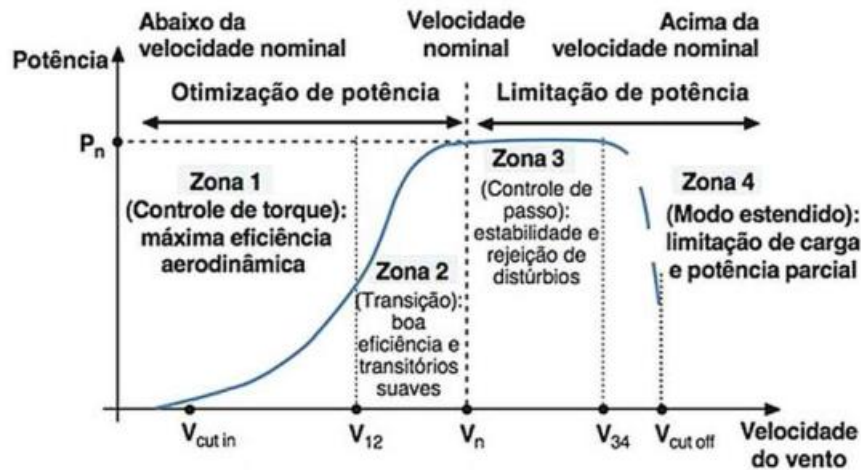
R_{rotor} = raio do rotor [m]

v = velocidade do vento [m/s]

No caso de uma turbina eólica de velocidade fixa, que está diretamente conectada à rede elétrica, a velocidade do gerador elétrico, ω_{gen} , é essencialmente fixada pela frequência da rede. Por sua vez, a velocidade do rotor, ω_{rot} , também é fixa, uma vez que está diretamente conectada ao gerador por meio de uma caixa de câmbio. Como resultado, a velocidade da ponta da pá praticamente não é alterada. Conforme a velocidade do vento aumenta, o coeficiente de potência (CP) de uma

turbina eólica de velocidade fixa conectada diretamente aumentará inicialmente, atingirá um valor ótimo na velocidade do vento nominal (a velocidade do vento correspondente à potência nominal) e diminuirá em velocidades de vento mais altas.

Figura 20 - Zonas de uma curva de potência de uma turbina eólica



Fonte: Mathew (2011).

Sabe-se que a potência extraída ($P = P_{ext}$) de uma turbina é:

$$P = \left(\frac{1}{2}\right) C_p \rho A v^3 \quad (10)$$

Substituindo as Equações 9 e 8 em 5, temos:

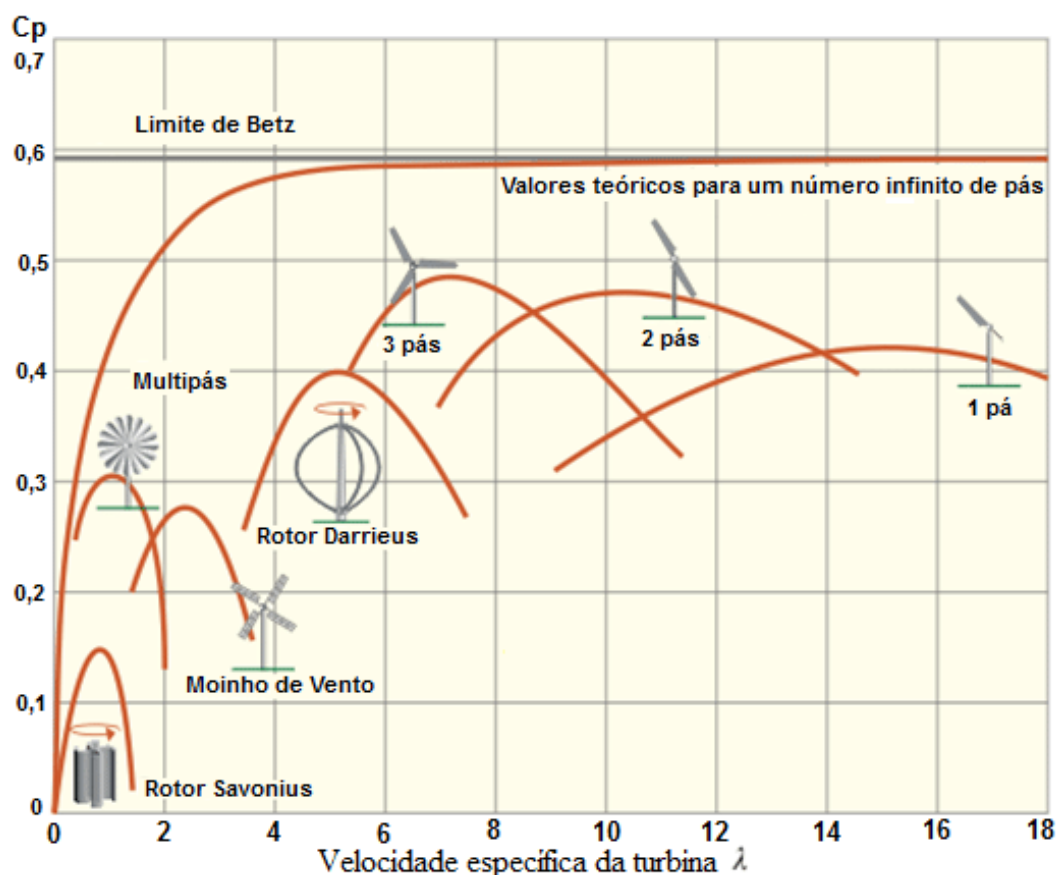
$$T = \frac{C_p}{2} \cdot \frac{\rho A v^2 D}{2\lambda}, \text{ como } \lambda = \frac{C_p}{C_t}, \text{ então} \quad (11)$$

$$T = \frac{C_t \rho A v^2 D}{2} \quad (12)$$

Note que o torque varia com o quadrado da velocidade v e a potência varia com o cubo da velocidade do vento, v^3 .

O gráfico a seguir da figura representa o comportamento típico do coeficiente de potência de algumas turbinas em função da velocidade específica.

Figura 21 - Influência do número de pás sobre o coeficiente de potência do rotor



Fonte: <https://abrir.link/Ge3SE>

2.7 Distribuição de frequência da velocidade do vento

Quando um evento ocorre aleatoriamente, ele então é estocástico. O vento, por exemplo, tem características estocásticas e sua velocidade é uma variável aleatória contínua. A variação anual da velocidade do vento tem comportamento sazonal. Significa que todo ano o mesmo comportamento se repete, ou seja, o vento tende a atender a um determinado perfil de velocidade.

Em tais casos é necessário discretizar os dados para facilitar a análise do vento. Para isso, a distribuição de probabilidade contínua de Weibull foi utilizada no estudo para analisar o tempo de vida e estimar falhas de forma contínua, buscando uma melhor compreensão da variação do vento. Essa distribuição se aproxima dos histogramas de velocidade e é empregada principalmente devido à sua precisão na descrição do comportamento do vento e para uma melhor análise do potencial eólico.

A distribuição de Weibull segue a equação a seguir:

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (13)$$

Sendo:

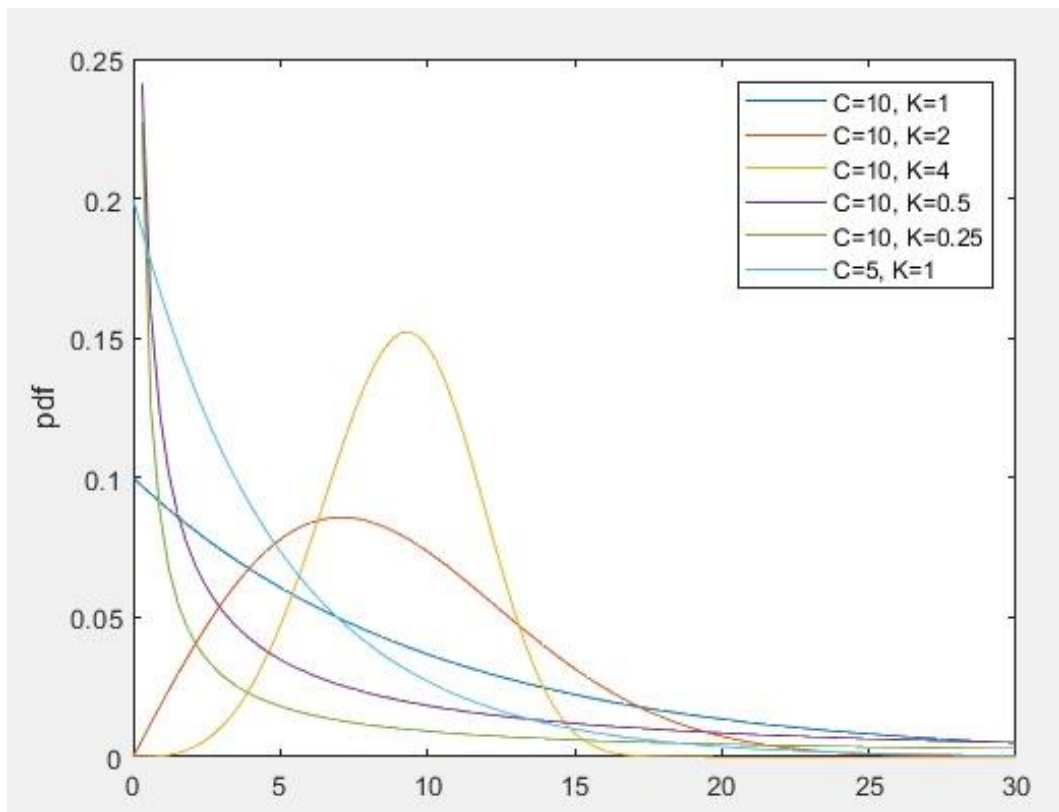
v é a velocidade do vento (m/s);

k é o fator de forma (m/s)

c é o fator de escala (adimensional).

Como o nome indica, o fator de forma k muda o formato da função. Fixando o fator de escala em $c = 10$ e variando o fator de forma para $k = 1$, $k = 2$ e $k = 3$.

Figura 22 – Gráfico de distribuições de Weibull com variações no fator de forma e escala



Fonte: Elaboração do Autor

Observando que com $K = 2$ temos a área da curva mais provável para área de ação de uma turbina eólica (área esta que tem ventos fortes, com períodos de ventos bem baixos), tem-se:

$$f(v) = \left(\frac{2v}{c^2}\right) e \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (14)$$

Sendo a velocidade média do vento definida por:

$$\bar{v} = \int v \cdot f(v) dv = \int \frac{2v^2}{c^2} \exp \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] = \frac{\sqrt{\pi}}{2} c \approx 0,886c \quad (15)$$

Ou

$$c = \frac{\bar{v}}{\sqrt{\pi}} \approx 1,118\bar{v} \quad (16)$$

Assim, chega-se na equação de Rayleight que descreve o comportamento em termos de velocidade média:

$$f(v) = \frac{\pi v}{2v_{med}^2} \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_{med}}\right)^2\right] \quad (17)$$

2.8 Produção anual de energia

Com a equação de Reyleight, a Produção Anual de Energia (PAE) de uma turbina eólica pode ser calculada pela integração das curvas de potência ($P(v)$, em kW) e da frequência de ocorrência das velocidades de vento ($f(v)$)

$$PAE = 8,76 \cdot \int_u P(v) \cdot f(v) dv \quad [MW h] \quad (18)$$

$$PAE \cong 8,76 \cdot \sum_{i=1}^N P(v_i) \cdot f(v_i) \Delta v_i \quad [MW h] \quad (19)$$

Sendo $f(v)$ como a frequência percentual de ocorrência da velocidade do vento e P a potência produzida pela turbina na velocidade do vento v .

2.9 Fator de capacidade

O fator de capacidade, F_c é uma taxa percentual que relaciona a energia elétrica gerada pela turbina a sua capacidade de produção.

$$FC = \frac{E_g}{P_n \cdot 8760} \quad (20)$$

Geralmente, o fator de capacidade de uma turbina eólica varia na faixa de 40 a 50%

3 METODOLOGIA

Devido ao caráter acadêmico deste trabalho, serão estudados tópicos voltados à engenharia elétrica e execução de projetos, onde as informações estejam disponíveis e de fácil acesso.

Para o projeto de implantação do parque serão definidos:

1. Escolha do local, obedecendo as orientações e legislações vigentes;
2. Energia gerada pela turbina escolhida no local definido;
3. Fator de capacidade da turbina;
4. Número de turbinas e disposição;
5. Potência total;
6. Conexão;
7. Custos.

3.1 Escolha do local

Com o objetivo de implementação do parque eólico o principal fator a ser definido será o local. O atlas eólico de Minas Gerais considera favorável a exploração de energia eólica em locais com ventos com velocidades médias anuais a partir de 6 m/s.

Pela região do triângulo mineiro ter o quarto maior potencial eólico de Minas Gerais, é procurada na região locais onde a velocidade média anual é a mais alta.

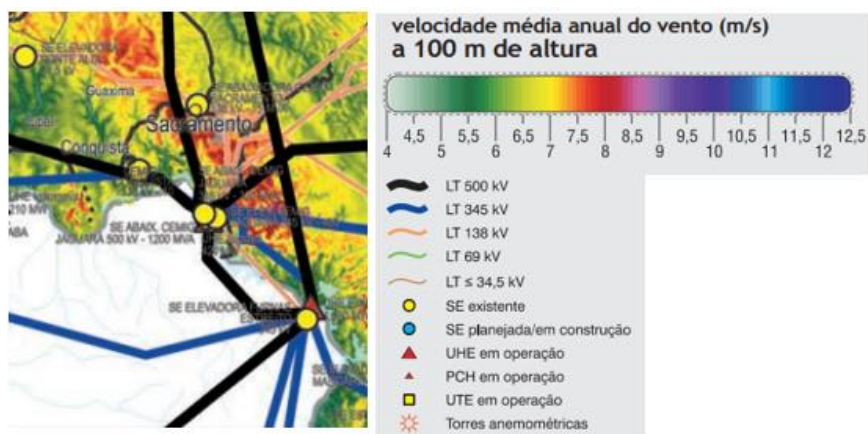
De acordo com a Figura 24, Sacramento é uma região favorável para a implantação de turbinas eólicas. A região apresenta uma velocidade média anual do vento de aproximadamente 8 m/s a 100 metros de altura. Além disso, a proximidade de rodovias facilita o transporte necessário para a montagem das turbinas. A região é extensamente agrícola, oferecendo amplo espaço disponível e uma topografia favorável. Essa combinação permite uma sinergia entre a atividade agrícola existente e a instalação das turbinas, sem interferências significativas nas operações.

A região também é próxima de várias linhas de transmissão de até 500kV, o que favorece uma diminuição dos custos da conexão do parque à rede, tem subestações próximas e é próxima de uma torre anemométrica localizada em Uberaba.

Pequenos parques eólicos são quase sempre conectados a redes de média tensão, geralmente entre 15 kV a 30 kV. Quando possível, este é o melhor custo-

benefício, conforme Milton Pinto (2012, p.191). A aparelhagem e os transformadores são muito mais baratos do que a necessária para a conexão em alta tensão.

Figura 23 - Mapa de velocidade da região de sacramento e legenda

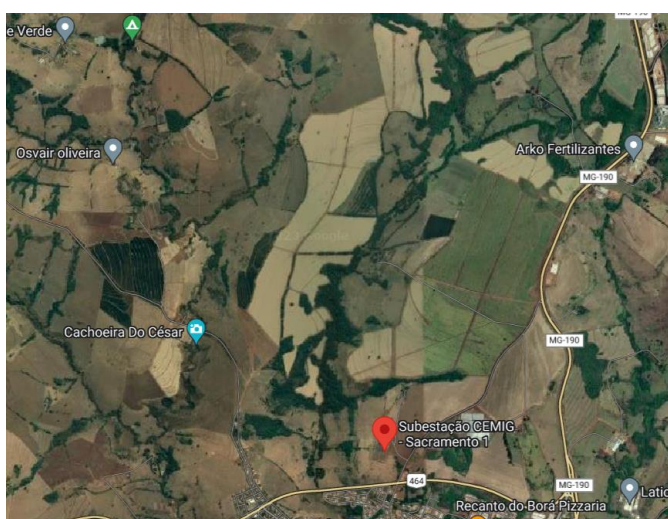


Fonte: Atlas eólico de Minas Gerais (2010)

Na região, foi escolhido um local próximo a uma subestação, distanciado em aproximadamente 10km, e que possui distanciamento suficiente da região urbana, obedecendo a legislação e com o intuito de diminuir da poluição sonora causada pelo parque.

Essa escolha teve como objetivo minimizar os custos de transporte de materiais e gasto com linhas de transmissão.

Figura 24 - Imagem do google maps da região próxima a subestação.



Fonte: Google maps. Disponível em: <https://goo.gl/maps/iVW9Cxe9mFpUgQ6p9>

Figura 25 - Distância da área escolhida da subestação mais próxima



Fonte: Google maps. Disponível em: <https://goo.gl/maps/iVW9Cxe9mFpUgQ6p9>

A área escolhida para o parque possui aproximadamente 2 Km², é próxima a uma rodovia e com terreno limpo, sem muita presença da vegetação local. É provavelmente uma região de atividade agrícola.

Figura 26 - Área escolhida para localização do parque eólico

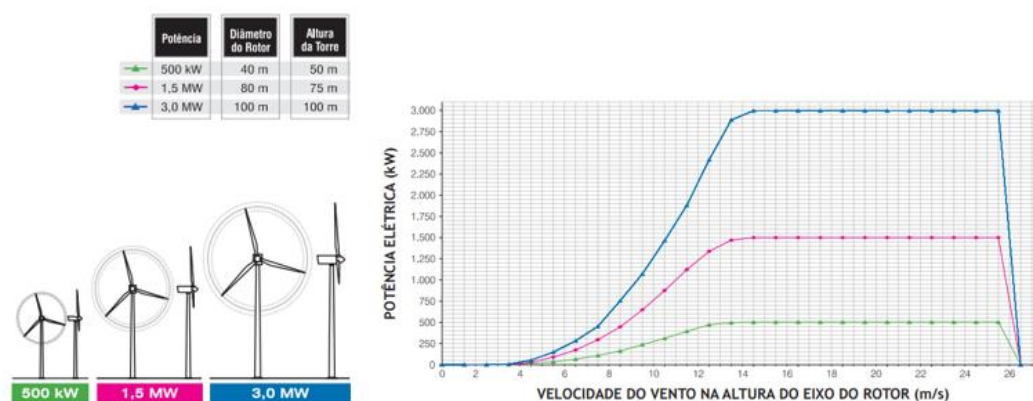


Fonte: Google maps. Disponível em: <https://goo.gl/maps/iVW9Cxe9mFpUgQ6p9>

3.2 Escolha da turbina

Para estimar o potencial eólico do estado, o atlas realizou cálculos com turbinas de diferentes potências, alturas da torre e diâmetros do rotor.

Figura 27 - Curva de velocidade x Potência com diferentes tipos de turbinas



Fonte: Atlas eólico de Minas Gerais (2010)

Como o intuito do estudo é analisar a contribuição de produção de energia do parque escolhido para o potencial eólico de Minas Gerais já estimado pelo atlas, a altura da torre e diâmetro do rotor escolhido seguirá os parâmetros utilizados para a elaboração da curva de potência para a região.

Como a velocidade média da região foi medida a 100m do solo, conseqüentemente a altura da torre será de 100m pois o intuito é de trabalhar com a velocidade calculada para a região.

O diâmetro do rotor é escolhido de forma a capturar a máxima quantidade de energia cinética do vento disponível na altura da torre.

Obedecendo a curva de desempenho das turbinas utilizadas no cálculo de potência do atlas, o diâmetro escolhido será próximo de 100m.

A potência escolhida para a turbina será próxima de 3 MW.

O tipo de gerador escolhido foi DFIG por possuir alto custo-benefício e ampla fabricação nacional no mercado e alto rendimento, além de ser muito utilizado neste tipo de empreendimento.

Finalmente, o modelo escolhido foi da Gamesa G90-2.0 MW que atende os parâmetros definidos e por possuir outros benefícios como:

- a) Alta eficiência e produção;
- b) Controle de potência ativa e reativa;

- c) Baixa geração de harmônicos e perdas mínimas;
- d) Vida útil da turbina prolongada.

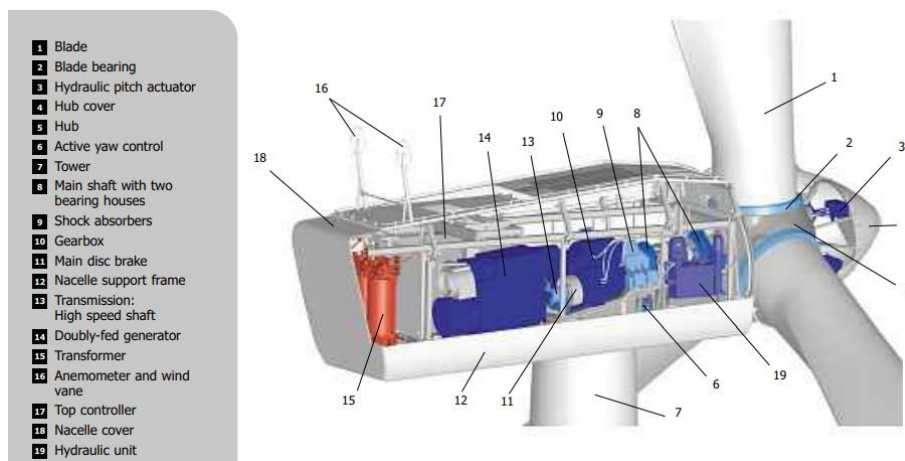
Segundo a fabricante: “Esse gerador possui tecnologia Active crowbar e conversores superdimensionados, garantindo conformidade de conexão à rede. Além disso, esses aerogeradores possuem capacidade de suportar quedas de tensão (low voltage ride-through) e regulam de forma dinâmica a potência ativa e reativa.”

Há também o controle Yaw, que é o controle ativo da direção do rotor para manter na direção do vento.

Conforme explicado no Apêndice 1, o controle de potência de um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG - Doubly Fed Induction Generator) é geralmente realizado por meio do controle do conversor de frequência variável que está conectado ao rotor do gerador.

De acordo com as especificações do aerogerador, os cálculos foram feitos considerando a densidade média do ar $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$.

Figura 28 - Ilustração da turbina eólica modelo g90-2.0 mw



Fonte: Manual de especificações do gerador. Disponível em: <https://l1nk.dev/iqAZB>

Suas especificações estão dispostas na tabela 1:

Tabela 1 - Especificações do aerogerador

| Especificação | |
|-------------------|-------------------|
| Fabricante/modelo | Gamesa G90-2.0 MW |
| Potência | 2000 kW |

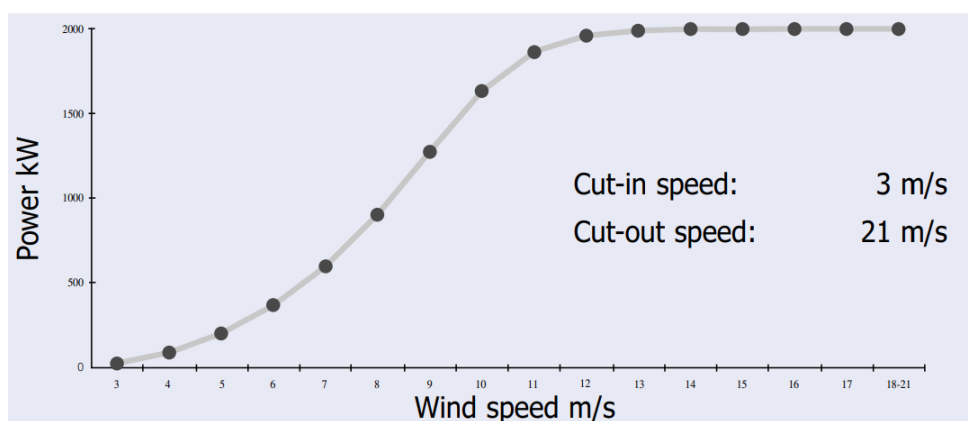
| | |
|-----------------------|--|
| Diâmetro do rotor | 90 m |
| Área do rotor | 6,362 m ² |
| Velocidade rotacional | 9.0 - 19.0 rpm |
| Pás | 3 |
| Comprimento das pás | 44 m |
| Tipo de gerador | Gerador de indução duplamente alimentado DFIG |
| Altura do Hub | 94 m |
| Frequência | 60 Hz |
| Diâmetro das pás | 56,9 m |
| Número de polos | 4 |
| Tensão | 690 V |

Fonte: <https://l1nk.dev/igAZB>

3.3 Curva de potência do aerogerador

A curva de potência do gerador foi retirada do seu manual

Figura 29 - Curva de potência do Aerogerador



| | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|
| Velocidade (m/s) | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17-21 |
| Potência (kW) | 21,3 | 84.9 | 197.3 | 363.8 | 594.9 | 900.8 | 1,274.4 | 1,633.0 | 1,863.0 | 1,960.4 | 1,990.4 | 1,997.9 | 1,999.6 | 1,999.9 | 2,000.00 |

Fonte: Manual de especificações do gerador. Disponível em:

<https://pt.scribd.com/document/381260910/Gamesa-G90-2mw-pdf>

A velocidade de partida de 3 m/s que é a velocidade de início de operação do gerador e a velocidade de corte de 21 m/s. Valores que atendem o projeto pois os valores de velocidade médio na região são de 8 m/s e não ultrapassam os 12 m/s.

3.4 Cálculo da energia gerada

Para o cálculo de potência, é utilizada a distribuição de Rayleigh (equação 16) e os dados da velocidade média anual do vento com a curva de potência disponibilizada nas especificações da turbina para calcular a energia gerada anualmente:

$$f(v) = \frac{\pi v}{2v_{med}^2} \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_{med}} \right)^2 \right]$$

$$Utilizando \omega_{med} = 8 \text{ m/s}$$

Tabela 2 - Produto da frequência de distribuição pela potência por velocidade do vento

| Velocidade do vento (v) | Frequência de distribuição f(V) | Potência (kW) | F(v).P(v) [kW] |
|-------------------------|---------------------------------|---------------|----------------|
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 0,0242 | 0 | 0 |
| 2 | 0,0467 | 0 | 0 |
| 3 | 0,0659 | 21,3 | 1,404 |
| 4 | 0,0807 | 84,9 | 6,849 |
| 5 | 0,0903 | 197,3 | 17,815 |
| 6 | 0,0947 | 363,8 | 34,442 |
| 7 | 0,0942 | 594,9 | 56,019 |
| 8 | 0,0895 | 900,9 | 80,651 |
| 9 | 0,0818 | 1274,4 | 104,18 |
| 10 | 0,0719 | 1633 | 117,48 |
| 11 | 0,0612 | 1863 | 113,94 |
| 12 | 0,0503 | 1960,4 | 98,629 |
| 13 | 0,0401 | 1990,4 | 79,822 |
| 14 | 0,031 | 1997,9 | 61,95 |
| 15 | 0,0233 | 1999,6 | 46,539 |
| 16 | 0,017 | 1999,9 | 33,938 |
| 17 | 0,012 | 2000 | 24,053 |
| Total | | | 877,711 |

Fonte: Elaborada pelo autor

Energia anual gerada (por turbina)

$$EAG = 877,11 * 8760 = 7688,74811 \text{ MWh/ano} \quad (21)$$

3.5 Fator de Capacidade

Um importante fator para avaliar a eficiência e desempenho de uma turbina é o fator de capacidade. É uma medida que indica a capacidade de uma turbina de

gerar eletricidade em relação a sua capacidade máxima teórica em um determinado período.

Para o cálculo do fator de capacidade da turbina, tem-se:

$$FC = \frac{E_g}{P_n \cdot 8760} = \frac{7689}{(2) \cdot (8760)} = 43,89\% \quad (22)$$

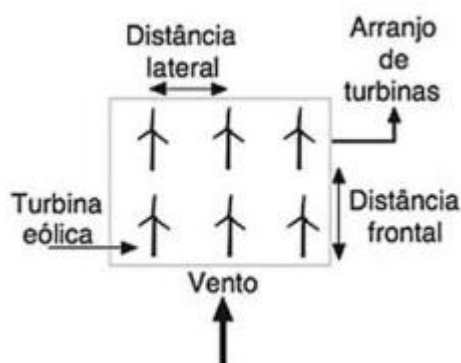
O fator de capacidade está entre os valores aceitáveis para regiões com bons regimes de vento (entre 40 a 50%). Confirmando a viabilidade do local escolhido para a implantação do parque eólico.

3.6 Quantidade de turbinas

Agora é necessário calcular a quantidade de turbinas que serão dispostas na área escolhida. Para isso, Milton Pinto, em seu livro Energias Renováveis, propõe o método 3Dx5D para a disposição das turbinas como sendo baseado na área (em m²) do local.

Conforme o cálculo de área feito pelo google maps, a região se aproxima de 2 km².

Figura 30 - Esquema básico de um parque eólico.



Fonte: Fundamentos de energia eólica (2013)

Assim seguindo o método:

$$A = 22,5.D.(n + 2); n = \frac{2000000m^2}{22,5.(90m)^2} - 2 = 8,9739 \quad (23)$$

$$A \approx 9 \text{ turbinas}$$

3.7 Potência total

Considerando a disponibilidade técnica de 95%, a energia total produzida pelas turbinas em seu tempo de operação em relação ao tempo total de produção, pode-se calcular a potência total anual gerada:

$$P_{anual_g} = n.P_{anual_{prod}}.Disponibilidade \quad (24)$$

$$P_{anual_g} = (9)(7688,7481)(0,95) = 65738,7954 \text{ MWh/ano} \quad (25)$$

Um parâmetro usado para comparar o desempenho de uma turbina eólica juntamente com as características do seu local de instalação é o FCB, o fator de capacidade bruto, que mostra o percentual de tempo (em horas anuais) em que a turbina está trabalhando em plena carga, ou seja, em sua potência nominal. Um FCB de 30% indica, por exemplo, que a quantidade total de horas de operação a plena carga é de 30% x 8760 h = 2628 horas. Nas 6132 horas que faltam (8760 - 2628), a turbina está atuando com potência nula. Um FCB de 30% equivale a um FLH de 6132 horas

Com isso, tem-se uma potência instalada de 18 MW (9 x 2000kW), com capacidade de geração anual de

$$CG_{anual} = n^{\circ} \text{ turbinas} FCB.P_{instalada} = (9).(30\%).(18 \text{ MW}) = 5,4 \text{ MW} \quad (26)$$

3.8 Os custos da energia

Para os seus primeiros dois anos de vida útil, uma turbina é geralmente coberta pela garantia do fabricante. Os custos com operação e manutenção constituem uma parte considerável do custo total anual da turbina, podendo chegar - no caso de uma turbina nova - facilmente a 25% do percentual total do custo por kW produzido ao longo da vida útil da turbina.

Há três modos de se calcular os custos da energia: por potência nominal da turbina, custo pelo tamanho do rotor e custo por kWh de eletricidade gerada. Como o foco é a geração de eletricidade e entendimento da implementação do parque, não

foi feito o orçamento das turbinas. A partir disso, inicialmente é calculado a receita gerada pela turbina durante o tempo de 20 anos de operação.

Essa receita gerada pelo parque toma como parâmetro o preço do MWh negociado no Leilão de Energia existente A-1 fornecidos para o sistema.

$$\begin{aligned}
 \text{Receita}_{gerada} &= CG_{anual} \cdot \text{Preço MWh} \cdot \text{Tempo}_{operação} [\text{anos}] \cdot (8760 \text{ horas}) \\
 \text{Receita}_{gerada} &= (5,4 \text{ MW}) \left(R\$ \frac{237,48}{\text{MWh}} \right) (20)(8760) = R\$ 224.675.078 \quad (27) \\
 \text{Receita}_{gerada} &\approx R\$ 225 \text{ milhões}
 \end{aligned}$$

Para o cálculo do custo de implantação do parque, segundo o National Renewable Energy Laboratory's, em 2021 o custo de instalação por Megawatt foi de U\$1,3 milhões, que convertido em reais a R\$ 4,88/dólar, aproxima de R\$ 6,344 milhões. Esse valor de instalação engloba aproxima todos os custos de transporte da turbina, reposição de componentes, instalação, custo de estradas e engenharia civil, custo de produção da turbina, custo de arredondamento da terra, custo de operação e manutenção do parque, dentre outros. Por se tratar de um local de atividade agrícola, também deve se levar em consideração o potencial custo de aluguel do terreno. Como os valores de instalação do parque são mais gerais e a redução de custos não foi considerada (proximidade do terreno a rodovias e terras em locais mais planos), pode-se assumir que o custo do aluguel pode ser ignorado.

Com uma estimativa de acordo com o preço do dólar comercial atualmente, o custo para a instalação estaria aproximadamente R\$8,26 milhões por Megawatt instalado:

$$C_{implantação} = R\$ 6,344 \frac{\text{milhões}}{\text{MW}} * 18 \text{ MW} = R\$ 114 \text{ milhões} \quad (28)$$

Assim, tendo receita de:

$$\text{Receita} = \text{Receita}_{gerada} - C_{implantação} = R\$225 - R\$114 = R\$111 \text{ milhões} \quad (29)$$

O empreendimento geraria uma receita de aproximadamente R\$111 milhões durante esses 20 anos de operação do parque. Com base nisso, o projeto se pagaria com aproximadamente 10 anos de operação.

Como não há dados recentes sobre o consumo médio de energia em sacramento, a estimativa de atendimento foi feita com base na população de Uberlândia.

De acordo com dados disponíveis, o consumo médio de energia elétrica em residências de Uberlândia é estimado em 2.000 kWh a 3.000 kWh por ano.

O potencial anual de geração do parque calculado foi de $P_{anualg} = 65738,7954$ MWh/ano.

Com base nessas informações, a produção de energia do parque atenderia aproximadamente 22.000 residências por ano.

Por fim, para uma comparação da eficiência do estudo é tomado como referência o Complexo Eólico Lagoa dos ventos, localizado no Piauí. Os dados dos parques foram dispostos na tabela abaixo:

Tabela 3 - Dados do Complexo Eólico Lagoa dos Ventos e do parque estudado.

| Dados | Complexo Eólico Lagoa dos Ventos | Parque estudado |
|---------------------------|---|------------------------|
| Número de turbinas | 230 | 9 |
| Altura da torre | 120 m | 94 m |
| Potência Instalada | 1.063 MW | 18 MW |
| Potência da turbina | 4,5 MW | 2 MW |
| Geração Anual Total | 3,3 TWh/ano | 65,7 MWh/ano |
| Geração Anual por turbina | 14.347,66 MWh | 7.304 MWh |

Fonte: Elaboração do Autor.

Levando em consideração que a potência das turbinas e a velocidade média dos ventos na região são diferentes, pode-se perceber que a região escolhida teve boa geração anual de energia para a implantação do parque eólico (considerando a disponibilidade) se comparada com dados de projetos já existentes.

Como os dados de geração de energia do complexo eólico são de operação, assim, é esperado que a geração anual estimada pela turbina no parque estudado seja menor na prática devido a fatores que influenciam a velocidade dos ventos na região, como a temperatura decorrente da sazonalidade.

4 CONCLUSÕES

Ao longo desta pesquisa, foram explorados os potenciais eólicos da região do triângulo mineiro, as técnicas necessárias para a instalação dos aerogeradores, os aspectos econômicos relacionados aos investimentos e retorno financeiro.

Contudo, é importante ressaltar que os aspectos estudados e abordados não contemplam todas as questões associadas à implantação e materialização de um sistema completo e real. A implementação desse tipo de empreendimento requer um planejamento mais aprofundado, considerando alguns aspectos técnicos como:

- a) O preço de compra, instalação e manutenção dos aerogeradores;
- b) Econômicos como o custo de envio e compra dos materiais para instalação;
- c) Ambientais e sociais como mitigação de danos ambientais e ecológicos;
- d) Regulamentação que incentive o desenvolvimento da energia eólica;
- e) Manutenção dos equipamentos instalados e da rede elétrica próxima, dentre outros.

A análise do potencial eólico demonstrou a existência de ventos favoráveis em determinadas áreas do estado, favorecendo a instalação de aerogeradores e a geração de energia limpa e sustentável. Características que tornaram a viabilidade técnica promissora, pois o acesso da região a rodovias e linhas de transmissão minimizam os custos relacionados ao transporte de energia e materiais.

Considerando o potencial eólico do estado próximo de 40 GWh a 100m do solo, o potencial eólico do parque, de 65MWh, corresponderia a apenas 1,7% do potencial eólico do estado. Isso significa que mesmo que o custo de implantação do parque seja alto nos primeiros anos e com uma área escolhida não tão significativa, os investimentos contribuem para a produção de energia, por ser um local estratégico, com potenciais reduções de custo para o projeto.

Em adição, a instalação de parques eólicos em regiões agrícolas pode oferecer uma fonte adicional de renda para os agricultores, por meio de acordos de arrendamento de terras ou participação nos ganhos da produção de energia.

Por fim, a implantação de um parque eólico em Minas Gerais representa uma oportunidade promissora para o aproveitamento dos recursos naturais do estado, impulsionando o setor de energia renovável e contribuindo para um futuro mais sustentável e resiliente.

5 REFERÊNCIAS

AMARANTE, Odilon A. Camargo do; SILVA, Fabiano de Jesus Lima da; ANDRADE, Paulo Emiliano Piá de. **Atlas eólico: Minas Gerais**. Belo Horizonte, MG: Cemig, 2010.

ANDRADE GUERRA, José Baltazar Salgueirinho Osório de; YOUSSEF, Youssef Ahmad. **Energia Eólica: Energias Renováveis**. Santa Catarina: Editora Unisul, 2011.

ANEEL – **Agencia Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: . Acesso em: 14 de junho de 2023.

Atlas adquire parque eólico da Voltalia em Minas Gerais. Disponível em: <<https://epbr.com.br/atlas-adquire-parque-eolico-da-voltalia-em-minas-gerais/>>. Acesso em: 11 jul. 2023.

DHANUKA, R. **MODELLING OF DOUBLY FED INDUCTION GENERATOR BASED WIND TURBINE**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://core.ac.uk/download/pdf/53189852.pdf>>. Acesso em: 14 jun. 2023.

ELI; OLIVEIRA ADILSON DE; PEREIRA OSVALDO SOLIANO. **Energia eólica**. [s.l.] Editora Senac São Paulo, 2019.

Gamesa G90-2.0 MW. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://bpb-us-w2.wpmucdn.com/sites.udel.edu/dist/5/8632/files/2019/01/2009-dic-G90-ingles-01-1nkai6l.pdf>>. Acesso em: 14 jun. 2023.

HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of wind turbines**. New York, Ny: Routledge, 2015.

Leilões de Energia Existente A-1 e A-2 movimentam R\$ 440 milhões em contratos e garantem energia segura e barata. Disponível em: <<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2022/12/leiloes-de-energia-existente-a-1-e-a-2-movimentam-r-440-milhoes-em-contratos-e-garantem-energia-segura-e-barata>>. Acesso em: 14 jun. 2023.

Marmo, Mariane, **Análise de desempenho de Parques Eólicos: estimativa de produção e análise dos dados de operação**. 2015. 86 p. Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Programa de Educação Continuada – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2015.

Parque Eólico Lagoa dos Ventos. Disponível em: <<https://www.enelgreenpower.com/pt/nossos-projetos/highlights/parque-eolico-lagoa-dos-ventos>>.

PAULO, S. ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM PARQUE EÓLICO NO INTERIOR DE SÃO PAULO. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://repositorio.usp.br/directbitstream/ea89fe5c-f829-4736-aaf2-b0675a759c77/PIERRE%20G>>. Acesso em: 14 jun. 2023.

PINTO, Milton de Oliveira. **Fundamentos de energia eólica.** Rio de Janeiro: Ltc, 2013.

PINTO, R. J.; LEITE DOS SANTOS, V. M. **Energia Eólica no Brasil: Evolução, Desafios e Perspectivas.** *Journal on Innovation and Sustainability.* RISUS ISSN 2179-3565, v. 10, n. 1, p. 124–142, 12 mar. 2019.

Realizado Leilão de Energia Nova A-5 com R\$ 6,6 bilhões negociados em contratos de venda. Disponível em: <<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2022/10/realizado-leilao-de-energia-nova-a-5-com-r-6-6-bilhoes-negociados-em-contratos-de-venda#:~:text=O%20Leil>>. Acesso em: 14 jun. 2023.

SCHUBERT, C. et al. **ODILON A. CAMARGO DO AMARANTE BRASÍLIA, 2001.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>.

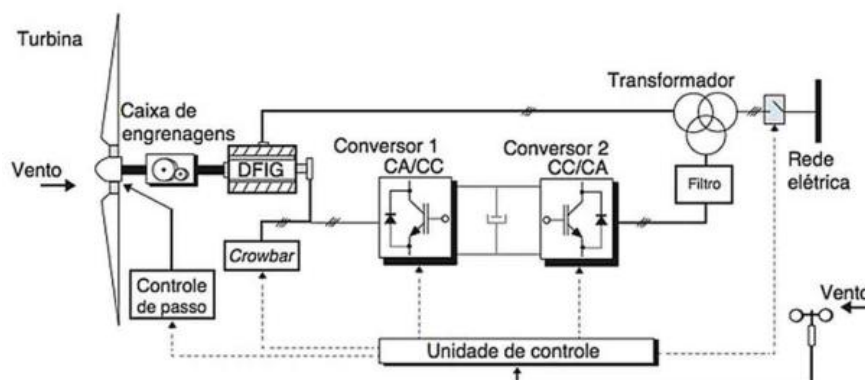
SINGH, M.; SANTOSO, S. **Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52780.pdf>>.

STEHLY, T.; DUFFY, P. 2021 **Cost of Wind Energy Review.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84774.pdf>>.

TOLEDO, G. F. **Levantamento da curva de custo de usinas eólicas para a definição de preços em contratos do PROINFA gerenciados pela Eletrobras.** *repositorio.ufscar.br*, 7 jun. 2021.

APÊNDICE 1 - O GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO (DFIG)

Figura h - Ilustração de um DFIG



Fonte: FUNDAMENTOS DE ENERGIA EÓLICA (2013)

O DFIG (Double-Fed Induction Generator) é um sistema em que tanto o estator como o enrolamento do rotor de uma máquina de anéis coletores são alimentados. Isso permite que o gerador opere tanto em velocidades sub-síncronas quanto supersíncronas. A frequência gerada pelo inversor é combinada com a frequência do campo girante do rotor, mantendo a frequência resultante constante, independentemente da velocidade do rotor.

A faixa de velocidade do gerador é determinada pela frequência de alimentação do rotor. A presença de conversores nas máquinas DFIG e nas máquinas síncronas suaviza a conexão e evita surtos de tensão. O "crowbar" é um dispositivo de proteção usado quando a corrente do rotor atinge níveis altos devido a falhas na rede elétrica externa. Durante a falha, o "crowbar" curto-circuita a unidade de conversão (retificador/inversor).

A configuração típica do DFIG envolve o uso de dois conversores em cascata (CA-CC-CA), permitindo o controle separado da potência ativa e reativa do sistema. Os conversores back-to-back, um no lado do rotor e outro no lado da rede, utilizam dispositivos comutáveis chamados IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor - Transistor Bipolar de Porta Isolada), que permitem o fluxo de energia em ambos os sentidos. Os IGBTs atuam como interruptores eletrônicos de ação rápida.

Ao controlar a magnitude e a fase da corrente alternada no circuito do rotor, é possível ajustar qualquer componente reativa, permitindo que o gerador opere com qualquer fator de potência desejado. Além disso, apenas 1/3 da potência nominal do gerador passa pelo circuito do rotor, ou seja, pelo inversor, tornando-o

significativamente menor e mais eficiente do que um gerador síncrono de velocidade variável.

A tensão no estator é alimentada pela rede, enquanto a tensão no rotor é induzida pelo conversor de potência. Isso permite que o DFIG opere com velocidade variável em uma faixa ampla, porém restrita. O conversor compensa a diferença entre a frequência mecânica e elétrica, absorvendo corrente com velocidade variável no rotor.

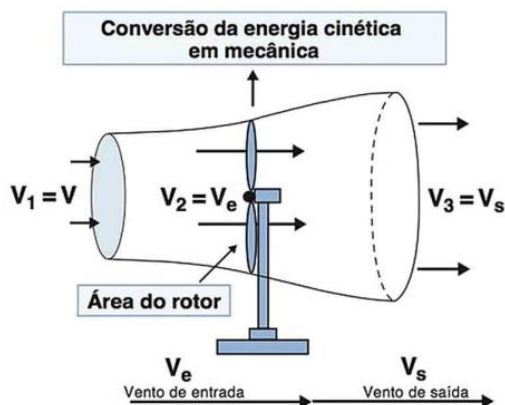
O DFIG possui torque reduzido devido ao baixo número de polos em comparação com uma máquina síncrona sem caixa de engrenagens. Além disso, pode operar como uma máquina síncrona, sendo magnetizado através do rotor, evitando o torque tenso e permitindo o "deslizamento" sobre a velocidade síncrona. Na operação síncrona do DFIG, a direção do vetor de indução magnética resultante não está acoplada à posição do rotor, ao contrário de uma máquina síncrona.

Ele também é capaz de gerar potência reativa, que pode ser entregue ao estator através do conversor no lado da rede. No entanto, esse conversor opera em fator de potência unitário e não está envolvido na troca de reativos entre a turbina e a rede. Em redes fracas, o DFIG pode ser configurado para produzir ou absorver reativos da rede para controlar a tensão.

APÊNDICE 2 - O LIMITE DE BETZ

O limite de Betz indica o valor máximo de potência que uma turbina pode assumir

Figura 31 - Extração da energia do vento por uma turbina eólica



Fonte: Fundamentos de energia eólica (2013)

A potência extraída pelas pás é igual a diferença de energia entre o fluxo de ar que entra na turbina e o que sai:

$$P_{ext} = \frac{1}{2} m(v^2 - v_s^2)$$

O fluxo da massa de ar que passa pelo rotor da turbina é:

$$m = \rho A v_e$$

Se assumirmos que a velocidade do vento através do plano do rotor nada mais é do que a média da velocidade de entrada e velocidade de saída $\frac{v + v_s}{2}$ e substituindo as equações anteriores, tem-se:

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_e (v^2 - v_s^2)$$

reescrevendo temos:

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot (v^2 - v_s^2)(v^2 + v_s^2)/2$$

Para os cálculos, a taxa de saída da velocidade do vento é definida como:

$$\lambda = \frac{v_s}{v}$$

Substituindo na equação anterior:

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot \frac{v + \lambda v}{2} \cdot v - \lambda^2 v^2$$

Assim:

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \left[\left(\frac{1}{2} \right) (1 + \lambda)(1 - \lambda^2) \right]$$

O primeiro termo da equação, $[(1/2) \rho A v^3]$, é a potência de entrada do vento (upstream power). O segundo termo $[(1/2)(1 + \lambda)(1 - \lambda^2)]$ representa a parcela da potência do vento que é extraída pelas pás, em outras palavras, a eficiência do rotor ou o coeficiente de potência, dado por:

$$C_p = (1/2)(1 + \lambda)(1 - \lambda^2)$$

Para encontrar a eficiência máxima do rotor, basta derivar a equação anterior em relação a λ e igualá-la a zero. Finalmente temos:

$$\frac{dC_p}{d\lambda} = \left(\frac{1}{2} \right) [(1 + \lambda)(-2\lambda) + (1 + \lambda)(1 - \lambda)] \left(\frac{1}{2} \right) (1 + \lambda)(1 - 3\lambda) = 0$$

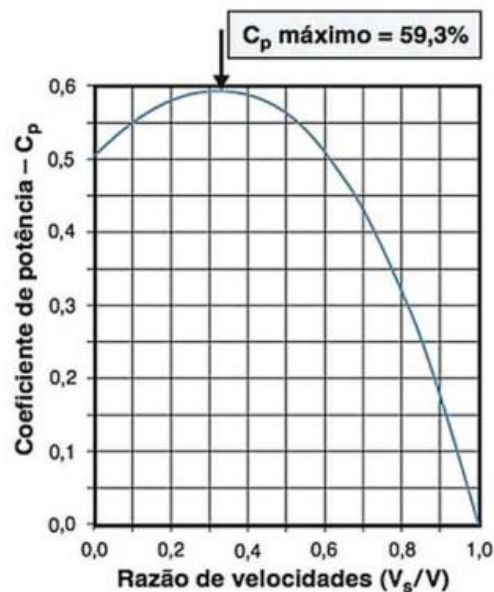
Para zerar a equação, faz-se $\lambda = 1/3$. Assim para a máxima eficiência basta substituir $\lambda = 1/3$ na equação:

$$C_p = \left(\frac{1}{2} \right) (1 + \lambda)(1 - \lambda^2) = \left(\frac{1}{2} \right) \left(1 + \frac{1}{3} \right) \left(1 - \frac{1^2}{3} \right) = \frac{16}{27} = 59,3\%$$

Fazendo C_p em função de λ , a equação torna-se:

$$C_p = 4\lambda(1 - \lambda)^2$$

Figura 32 - Razão de velocidade pelo coeficiente de potência



Fonte: Fundamentos de energia eólica (2013)