

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIA E SAÚDE
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Gabriel Garcia Prudêncio

**Extensão de vida útil de aerogeradores utilizando o processo de análise
hierárquica para a tomada de decisão**

Araranguá

2023

Gabriel Garcia Prudêncio

Extensão de vida útil de aerogeradores utilizando o processo de análise hierárquica para a tomada de decisão

Trabalho de Conclusão do Curso de graduação em Engenharia de Energia do Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Engenheiro de Energia

Orientadora: Prof. Carla de Abreu D'Aquino

Araranguá

2023

Gabriel Garcia Prudêncio

Extensão de vida útil de aerogeradores utilizando o processo de análise hierárquica para a tomada de decisão.

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia, foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Profa. Dra. Carla De Abreu D'Aquino
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Luciano Lopes Pfischer
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro de Energia.

Profa. Dra. Carla De Abreu D'Aquino
Coordenadora do Curso

Profa. Dra. Carla De Abreu D'Aquino
Orientadora

Gabriel Garcia Prudêncio
Autor

Araranguá, 29 de Junho de 2023.

Prudêncio, Gabriel Garcia

Extensão de vida útil de aerogeradores utilizando o processo de análise hierárquica para a tomada de decisão. / Gabriel Garcia Prudêncio ; orientadora, Carla De Abreu D'Aquino, 2023.

67 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Graduação em Engenharia de Energia, Araranguá, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia de Energia. 2. Aerogerador. 3. Extensão de vida útil. 4. Repotenciação. I. D'Aquino, Carla De Abreu . II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia de Energia. III. Título.

Esta dissertação é dedicada aos meus pais, que tem sido fonte de inspiração e apoio ao longo da minha jornada, permitindo que eu chegasse até este momento.

AGRADECIMENTOS

Quero expressar minha gratidão à minha mãe, Daiane, que sempre me inspirou a perseguir meus sonhos. Ao meu pai, que me incentivou a fazer o curso de Engenharia de Energia e me apresentou o setor de energia eólica, pelo qual tenho uma paixão profunda. Esta vitória é também a de vocês, e sou profundamente grato por ter vocês ao meu lado, vocês são minha fonte de inspiração e a razão da minha felicidade diária.

Gostaria de expressar minha gratidão aos meus colegas de curso, que não apenas compartilharam dessa jornada acadêmica, mas também se tornaram verdadeiros amigos. Cada um de vocês contribuiu de forma única para o meu crescimento e desenvolvimento ao longo desses anos, vocês tornaram essa caminhada menos árdua. Em especial, gostaria de agradecer aos meus queridos amigos Renato, Jonatan, Mateus, Artur e Guilherme, cuja amizade fizeram toda a diferença nessa caminhada.

Agradeço a minha namorada Bruna por me apoiar nos momentos de dificuldade. Seu incentivo e paciência foram fundamentais para que eu pudesse concluir este trabalho acadêmico, sou imensamente feliz por ter você ao meu lado, compartilhando não apenas os momentos felizes, mas também as dificuldades e os momentos de estresse. Sou grato todos os dias por tê-la ao meu lado.

Agradeço a minha orientadora Carla pelo seu apoio, e orientação. Sua experiência e conhecimento foram fundamentais ao longo de todo processo de elaboração deste trabalho. Agradeço a sua disponibilidade em esclarecer minhas dúvidas e incentivo constante, sua paciência e compreensão foram essenciais para que eu conseguisse alcançar esse marco importante na minha vida.

Agradeço a todos os colaboradores da 8.2 Renewable Energy Brasil, que foram fundamentais para minha imersão prática no setor de energia eólica. Quero agradecer especialmente ao Dieter e Ricardo, que me forneceram todo suporte necessário para realização do meu trabalho e foram essenciais na escolha do tema da minha tese. Sua expertise e conhecimento compartilhado foram fundamentais.

Por fim, agradeço a todos os docentes do curso de graduação de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina pela excelência nos ensinamentos e contribuição em minha formação pessoal e profissional.

RESUMO

Com o aumento da demanda global por energia elétrica, estão sendo feitos investimentos contínuos para aumentar a capacidade de produção e explorar novas fontes de energia, além de melhorar o aproveitamento das fontes já existentes. A geração de energia por meio de turbinas eólicas tem crescido rapidamente, porém, a vida útil recomendada dessas turbinas costuma ser de cerca de 20 anos. Com o grande número de turbinas eólicas chegando ao fim desse período, surge a questão sobre o que fazer com esses aerogeradores. Com o objetivo de determinar o impacto dos componentes internos na vida útil dos aerogeradores, foram analisados relatórios técnicos de inspeção que registram as condições dos principais componentes das turbinas, buscando determinar as melhores alternativas para cada uma delas. Os dados foram tabelados e posteriormente os critérios e subcritérios definidos. Foi então aplicado um processo de análise hierárquica, visando analisar as melhores opções para as turbinas que atingiram os 20 anos de operação. As três alternativas consideradas na análise foram a repotenciação, a extensão de vida útil e o descomissionamento. Após a aplicação da metodologia verificou-se que a repotenciação é a escolha com maior prioridade, considerando os componentes das turbinas escolhidos. Essa alternativa apresenta uma série de benefícios, incluindo o melhor aproveitamento dos locais de instalação, a preservação de empregos locais e o aumento da confiabilidade dos aerogeradores.

Palavras-chave: Aerogerador; Extensão de vida útil; Repotenciação.

ABSTRACT

With the increasing global demand for electricity, investments are continually being made to increase production capacity and explore new sources of energy as well as to improve the utilization of existing sources. Power generation from wind turbines is growing rapidly, but the recommended lifetime of these turbines is usually around 20 years. With the large number of wind turbines reaching the end of this period, the question of what to do with these wind turbines. In order to determine the impact of internal components on the service life of wind turbines, technical inspection reports that record the condition of the main turbine components were analyzed to determine the best alternatives for each one. The data was tabulated and then the criteria and sub criteria were defined. A hierarchical analysis process was then applied, in order to analyze the best options for the turbines that reached 20 years of operation. The three alternatives considered in the analysis were repowering, lifetime extension and decommissioning. After applying the methodology, it was verified that the repowering is the choice with the highest priority, considering the turbine components chosen. This alternative presents a series of benefits, including better use of the installation sites, preservation of local jobs, and increased reliability of the wind turbines.

Keywords: Wind turbine; Life extension; Repowering.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Primeiro aerogerador em Fernando de Noronha.....	16
Figura 2 – Primeiro aerogerador desenvolvido para geração de energia elétrica....	20
Figura 3 – Evolução da potência nominal e diâmetro do rotor.....	21
Figura 4 – Componentes de uma estrutura genérica de aerogerador.....	22
Figura 5 – Seções de uma pá e a variação do ângulo ao longo do componente.....	23
Figura 6 – Aerogerador de eixo vertical.....	28
Figura 7 – Aerogerador de eixo vertical.....	29
Figura 8 – Layout da turbina eólica de acionamento indireto.....	30
Figura 9 – Modelo de turbina de acionamento indireto e seus componentes.....	31
Figura 10 – Layout da turbina eólica de acionamento direto.....	32
Figura 11 – Modelo de turbina de acionamento direto e seus componentes.....	32
Figura 12 – Layout do sistema <i>multibrid</i>	33
Figura 13 – Modelo genérico do sistema <i>Multibrid</i>	34
Figura 14 – Esquemático de vida útil.....	36
Figura 15 – Diagrama de blocos da metodologia.....	39
Figura 16 – Divisão dos componentes no relatório.....	41
Figura 17 – Divisão da seção.....	41
Figura 18 – Aplicativo Excel após o tabelamento.....	42
Figura 19 – Tabelamento e contador das condições observadas.....	43
Figura 20 – Estrutura hierárquica do AHP.....	44
Figura 21 – Matriz de julgamentos.....	46
Figura 22 – Diagrama de blocos de decisões de exclusão.....	52
Figura 23 - Diagrama de blocos de decisões de exclusão.....	53
Figura 24 - Diagrama de blocos de decisões de exclusão.....	54
Figura 25 - Diagrama de blocos de decisões de exclusão.....	55
Figura 26 - Diagrama de blocos de decisões de exclusão.....	56
Figura 27 – Critérios e subcritérios adotados.....	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Início de operação e quantidade de turbinas analisadas.....	40
Tabela 2 – Representação da classificação no tabelamento.....	42
Tabela 3 – Escala fundamental de Saaty.....	45
Tabela 4 – Exemplo da aplicação da matriz de julgamentos entre 3 critérios aleatórios.....	46
Tabela 5 – Índice randômico.....	48
Tabela 6 – Matriz de julgamentos entre as alternativas.....	49
Tabela 7 – Matriz de julgamento das prioridades finais.....	49
Tabela 8 – Relatórios utilizados como fonte de dados para a análise hierárquica....	51
Tabela 9 – Notas de comparação entre os critérios.....	58
Tabela 10 – Prioridade obtida para cada critério.....	58
Tabela 11 – Cálculo das alternativas considerando o critério Transformer.....	59
Tabela 12 – Cálculo das prioridades finais de acordo com Saaty.....	59
Tabela 13 – Cálculo de prioridade com pesos iguais.....	61

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	OBJETIVO GERAL.....	18
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	19
2.1	TURBINAS EÓLICAS.....	19
2.2	PRINCIPAIS COMPONENTES.....	22
2.2.1	Pás.....	22
2.2.2	Hub.....	24
2.2.3	Nacele.....	24
2.2.4	Torre.....	24
2.2.5	Rotor.....	25
2.2.6	Gearbox.....	25
2.2.7	Gerador.....	26
2.2.8	Transformador.....	26
2.2.9	Sistema de Yaw.....	27
2.2.10	Fundação.....	27
2.3	TIPOS DE AEROGERADORES.....	27
2.3.1	Rotores de eixo vertical.....	27
2.3.2	Rotores de eixo horizontal.....	28
2.3.2.1	<i>Aerogeradores com acionamento indireto.....</i>	30
2.3.2.2	<i>Aerogeradores com acionamento direto.....</i>	31
2.3.2.3	<i>Sistema multibrid.....</i>	32
2.4	CICLO DE VIDA ÚTIL.....	34
2.4.1	Repotenciação.....	36
2.4.2	Descomissionamento.....	37
2.4.3	Continuidade de operação.....	38
3	METODOLOGIA.....	39
3.1	PREPARAÇÃO DE DADOS.....	39
3.2	ANALYTIC HIERARCHY PROCESS.....	43
3.2.1	Seleção dos critérios e subcritérios.....	44
3.2.2	Peso entre os Critérios.....	45
3.2.3	Cálculo das prioridades.....	47

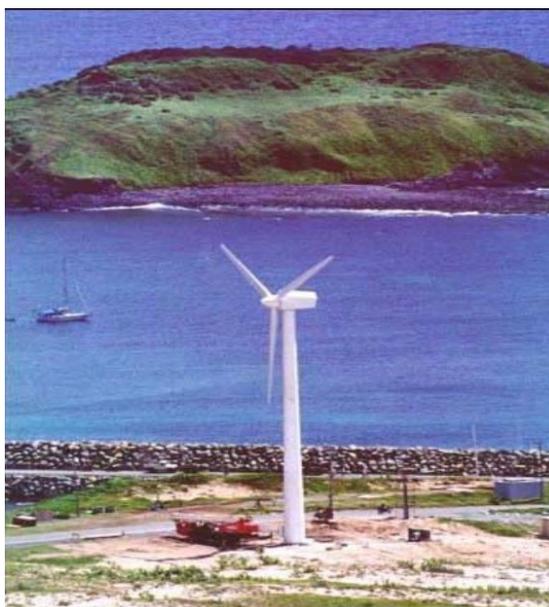
3.2.4	Razão de Consistência.....	47
3.2.5	Cálculo das Prioridades Finais.....	48
3.2.6	Análise de sensibilidade.....	49
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	51
5	CONCLUSÃO.....	59
	REFERÊNCIAS.....	60
	ANEXO 1 – CRITÉRIOS E SUBCRITÉRIOS EXCLUÍDOS.....	65

1 INTRODUÇÃO

O mundo atual vive uma série de incertezas, com situações climáticas que pioram a cada dia e reforçam a tese de reduzir a emissão de gases do efeito estufa. Adicionando os acordos que tem como objetivo um alinhamento mundial com esses princípios, como o Protocolo de Kyoto e o Acordo de Paris. Com base nisso, as energias renováveis ganham força, em especial a eólica e solar que, diferente das fontes hídricas, possuem menor intervalo de intermitência e serem menos susceptíveis a passar por grandes períodos de escassez, como vem se observando nas fontes hídricas do Brasil nos últimos anos (SOUZA; CORAZZA, 2017).

A energia eólica surgiu no Brasil com o primeiro aerogerador instalado no arquipélago de Fernando de Noronha em 1992 (Figura 1), no entanto, nos primeiros anos não foram vistos grandes investimentos e crescimento do setor, por conta dos altos custos. A partir dos anos 2000 houve um incentivo na contratação de energias renováveis, através da criação do PROEÓLICA (Programa Emergencial de Energia Eólica), que tinha metas estipuladas de geração de energia. Esse plano não funcionou e foi substituído pelo PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), abrangendo mais fontes geradoras na sua inclusão, e fornecendo um maior incentivo ao desenvolvimento de energias renováveis no país (CUNHA et al., 2017).

Figura 1 – Primeiro aerogerador em Fernando de Noronha



Fonte: Galindo (2007).

No Brasil, assim como em todo o mundo, a energia eólica tem experimentado um crescimento significativo ao longo dos anos. Atualmente, ela se estabeleceu como uma fonte de energia confiável e fundamental na matriz energética do país, ocupando a posição de segunda maior fonte geradora de eletricidade. Esse crescimento se deve às condições favoráveis de vento e território no Brasil, com ventos estáveis, intensos e direção consistente, além da disponibilidade de áreas propícias para implantação de parques eólicos. A redução de custos da tecnologia eólica também tem desempenhado um papel fundamental nesse sucesso. Desde 2010, a capacidade instalada no país saltou de menos de 1 GW para mais de 24 GW em 2023, provenientes de 869 usinas. Esse aumento expressivo na capacidade de geração eólica resultou em uma significativa redução anual de aproximadamente 34.400.000 toneladas de emissões de CO₂ (ABEEÓLICA, 2022).

O fator de capacidade (FC) do Brasil é muito elevado quando comparado ao restante do mundo, fato que também impulsiona o setor. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓlica) (2022), o FC médio mundial é de 25%, enquanto no Brasil essa média é superior a 40%, chegando até 70% em alguns locais do Nordeste. De acordo com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) (2017), o Brasil tem em terra um potencial de mais de 500 GW de exploração de energia eólica, o que mostra um oceano azul de crescimento esperado dentro dos próximos anos, esses números são ainda mais relevantes quando observamos que a matriz elétrica brasileira instalada total é de 140 GW.

Em países pioneiros na implementação de grandes parques eólicos, como Alemanha, Espanha, Dinamarca e Reino Unido, as turbinas estão atingindo ou se aproximando do fim de sua vida útil (ZIEGLER et al., 2018). No Brasil, os primeiros aerogeradores instalados com os incentivos do PROINFA em 2004 também estão chegando ao final de seu ciclo de vida previsto inicialmente (ABEEÓLICA, 2022). Isso levanta uma preocupação importante: o que fazer quando os aerogeradores alcançam o término de sua vida útil estimada?

Segundo Silva (2023), existem algumas estratégias conhecidas para lidar com isso, como: repotenciação, descomissionamento e a continuidade de operação. No entanto, a escolha adequada dessas estratégias depende das condições específicas de cada aerogerador.

A aplicação de metodologias é de extrema importância para tomar decisões sobre a extensão da vida útil de turbinas eólicas. Essas metodologias proporcionam uma abordagem estruturada e objetiva, permitindo a análise de diversos critérios e alternativas. Dito isso, com a metodologia AHP (Analytic Hierarchy Process) é possível considerar fatores como a condição da turbina, aspectos técnicos, econômicos e ambientais, bem como as preferências individuais. Isso ajuda a tomar decisões fundamentadas, maximizando o aproveitamento dos recursos existentes e garantindo máxima eficiência e sustentabilidade. Dessa forma, o presente trabalho fará uso desta metodologia apoiada em informações técnicas para auxiliar na tomada de decisão sobre a vida útil dos aerogeradores.

1.1 OBJETIVO GERAL

O trabalho tem como um objetivo geral aplicar uma metodologia de tomada de decisão, com base na análise de componentes internos do aerogerador, para tomada de decisão sobre a melhor alternativa considerando a vida útil do aerogerador.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Adaptar as informações de relatórios técnicos de verificação de componentes do aerogerador em uma base de dados;
- Analisar os componentes que apresentam maior relevância na tomada de decisão;
- Aplicar a ferramenta de análise hierárquica AHP para a tomada de decisão.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, serão apresentados os conceitos importantes para o desenvolvimento deste trabalho.

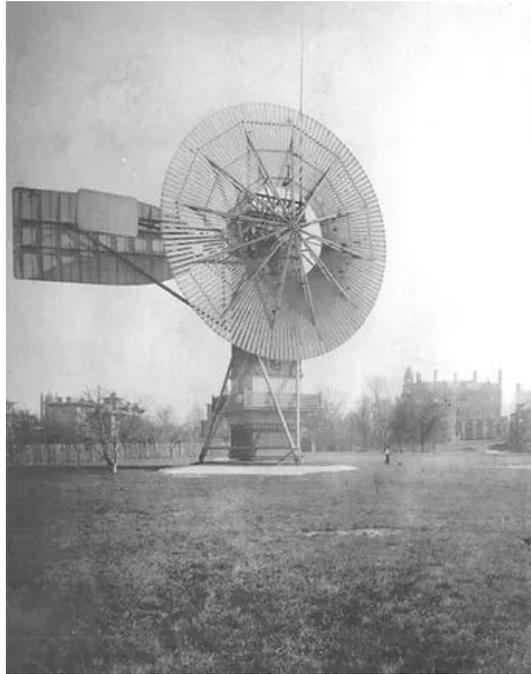
2.1 TURBINAS EÓLICAS

A energia eólica deriva da dinâmica das massas de ar, resultante da interação entre a rotação do planeta e as diferenças de aquecimento solar na superfície. De forma sucinta, as turbinas eólicas desempenham o papel de converter a energia cinética do vento em energia mecânica através da rotação das pás, que, por sua vez, é transformada em energia elétrica por meio de um gerador (WENZEL, 2010).

Teve sua exploração inicial através das velas em embarcações, desempenhando um papel crucial na descoberta de novos territórios. Os primeiros moinhos de vento datam de cerca de 1700 a.C. na Mesopotâmia, onde eram usados para bombear água. Posteriormente, entre os anos 500 e 900 d.C., os persas utilizavam moinhos para moer grãos. Essa trajetória histórica destaca a progressiva evolução das diferentes aplicações da energia eólica. No entanto, somente no século XIX os primeiros sistemas de geração de eletricidade a partir do vento foram construídos, marcando o início de sua utilização para esse fim (AREIAS; MELOTTI, SILVA, 2012).

Em 1888, Charles Brush desenvolveu as máquinas da Brush Electric em Cleveland, que posteriormente foram adquirida pela General Electric Company (GE). Esses primeiros modelos consistiam em moinhos com 144 pás de madeira, dispostas em um diâmetro de 17 metros e uma torre de 18 metros de altura (Figura 2). Essas turbinas eólicas eram capazes de gerar 12 kW de eletricidade, alimentando um banco de baterias por meio de um gerador de corrente contínua. Notavelmente, essas turbinas já incorporavam uma caixa de engrenagens (também chamada de *Gearbox*), que multiplicava a velocidade de rotação em uma proporção de 1 para 50 (1:50), adaptando a velocidade do eixo à velocidade operacional do gerador para um melhor desempenho (MARQUES, 2004).

Figura 2 – Primeiro aerogerador desenvolvido para geração de energia elétrica.



Fonte: Brush (2011).

Segundo Martins, Guarnieri e Pereira (2008), a quantidade de energia que o vento transfere para o rotor de uma turbina eólica depende de diversos fatores, incluindo a densidade do ar (ρ), a área de varredura do rotor (A) e a velocidade do vento (v_1). A potência mecânica disponível no vento varia com o cubo da velocidade do vento, o que significa que o fator mais relevante para maximizar o aproveitamento da energia eólica é a velocidade do vento no local de instalação. A potência média do vento pode ser calculada usando uma Equação 1, que leva em consideração esses parâmetros.

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad \text{Eq.1}$$

Onde:

P_v = Potência média do vento (W);

ρ = Densidade do ar seco: $1,225 \text{ kg/m}^3$;

A = Área de varredura do rotor (m^2);

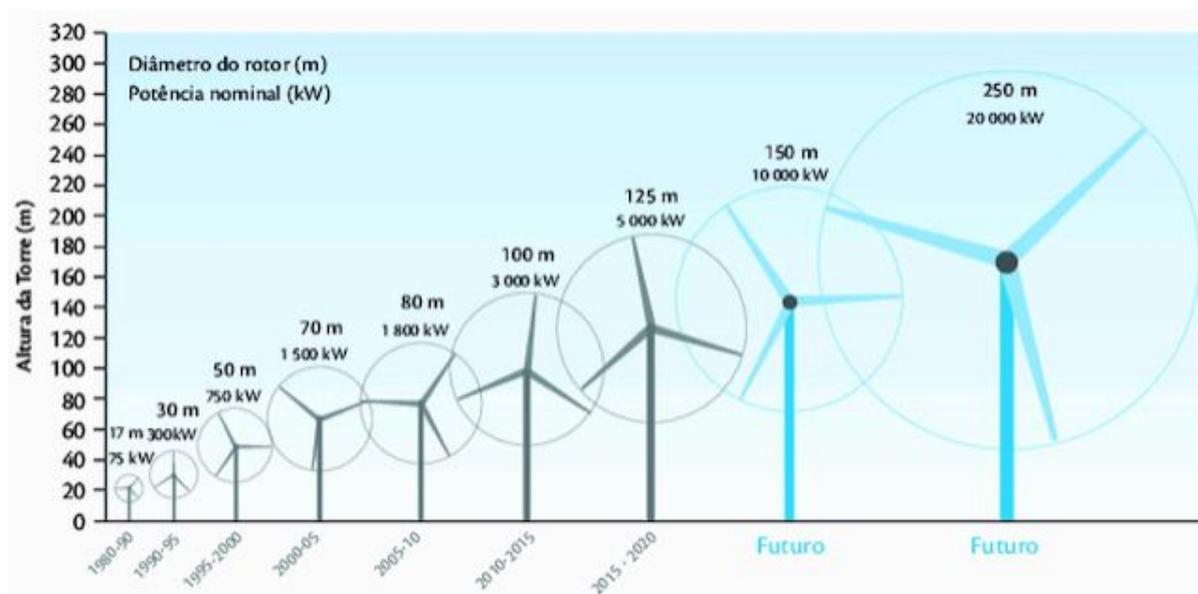
v_1 = Velocidade média do vento ($\frac{\text{m}}{\text{s}}$)

Como o fator mais relevante é a velocidade do vento, a escolha de locais adequados com ventos fortes e constantes é crucial para o sucesso da instalação de usinas eólicas. Para aproveitar ao máximo a potência disponível no vento, é importante buscar maneiras de aumentar a eficiência e reduzir as perdas mecânicas (TERCIOTE, 2002). Isso pode ser alcançado por meio do aprimoramento do projeto dos rotores, aumentando a área de varredura e implementando sistemas de maior potência (BAËNA, 2016).

No entanto, nem todo potencial do vento é possível de ser extraído e convertido em energia mecânica no eixo do rotor. Apenas 59% da potência total disponível no vento pode ser convertida em energia mecânica, somando as perdas mecânicas da turbina, essa potência se reduz a 42% (MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2008).

A energia eólica tem experimentado um avanço notável à medida que a tecnologia evolui. Turbinas eólicas com maior capacidade de geração de energia estão sendo instaladas a cada ano. A Figura 3 ilustra o progresso em termos de potência nominal e diâmetro do rotor ao longo do tempo, revelando um horizonte promissor de turbinas capazes de extrair o máximo potencial da energia eólica. Esse crescimento contínuo reflete os esforços para otimizar a eficiência e aumentar a produção de energia renovável a partir dos ventos (IEA, 2013).

Figura 3 – Evolução da potência nominal e diâmetro do rotor.

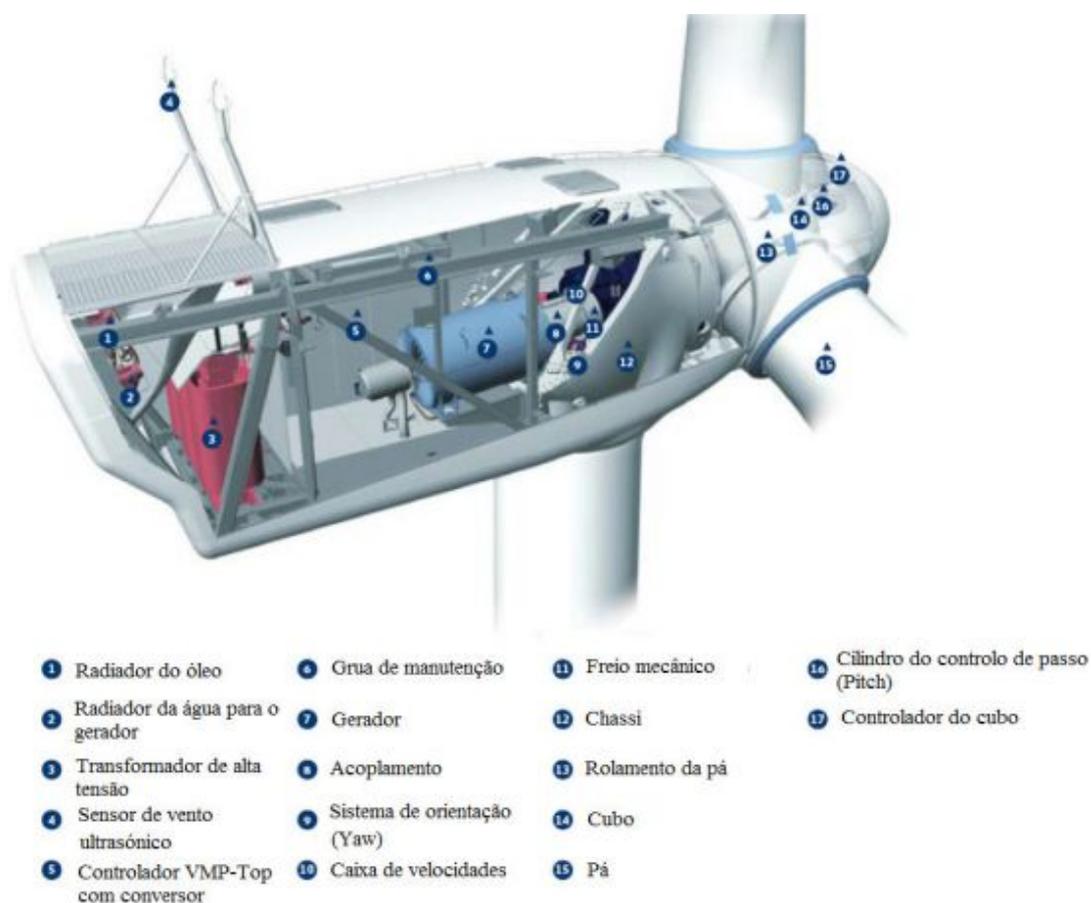


Fonte: Adaptado de IEA (2013).

2.2 PRINCIPAIS COMPONENTES

Os principais componentes de um aerogerador são os que apresentam maior valor agregado e importância para o funcionamento correto do equipamento. A Figura 4 mostra uma representação dos principais componentes, os quais serão descritos em detalhes a seguir.

Figura 4 – Componentes de uma estrutura genérica de aerogerador.



Fonte: Costa (2010).

2.2.1 Pás

As pás são os componentes aerodinâmicos responsáveis por capturar a energia cinética do vento. Projetadas com um formato semelhante ao de uma asa de avião, as pás são curvadas assimetricamente para gerar diferenças de pressão entre a parte superior e inferior, criando uma força de sustentação que impulsiona a

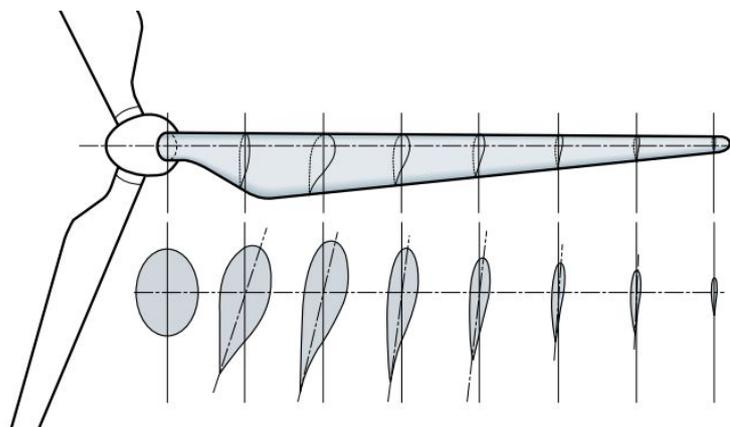
rotação do rotor. Essas pás são projetadas de maneira a maximizar a eficiência na captação de energia eólica, enquanto minimizam a resistência aerodinâmica (BRUNETTI, 2008).

São componentes que interagem diretamente com o vento e estão sujeitos ao desgaste com o passar dos anos. Normalmente são construídos com materiais leves e resistentes, como fibra de vidro, fibra de carbono ou materiais compostos. Essa escolha de materiais permite que as pás sejam fortes o suficiente para suportar as forças do vento, ao mesmo tempo em que são flexíveis o bastante para se adaptarem às mudanças de velocidade e direção do vento (BAÊNA, 2016).

As pás das turbinas eólicas são responsáveis por capturar a energia do vento e controlar a velocidade de rotação (Figura 5). O movimento de rotação das pás ao redor de seu eixo é chamado de "Pitch" e é essencial para otimizar a transferência de energia do vento para os componentes de conversão. Para permitir esse movimento, são utilizados rolamentos de pitch na base da pá, também conhecida como "raiz" da pá. No entanto, devido à sua natureza rotativa, os rolamentos estão sujeitos a problemas e desgastes ao longo do tempo.

As pás giram em torno do seu próprio eixo, de forma a atacar o vento e controlar a sua velocidade de rotação, buscando sempre transmitir o máximo possível da energia cinética do vento para os componentes de conversão. Esse movimento em torno de seu próprio eixo é chamado de "Pitch", para permitir esse movimento, são utilizados na raiz da pá os rolamentos de pitch. Entretanto, pelo fato de serem componentes rotativos, os rolamentos costumam apresentar problemas (COSTA, 2010).

Figura 5 – Seções de uma pá e a variação do ângulo ao longo do componente.



Fonte: ABB (2011).

2.2.2 Hub

De acordo com Baêna (2016), é o componente que liga as pás ao sistema principal. No Hub também está incluso parte dos rolamentos do Pitch, que fica fixado parte nas pás, como no Hub, permitindo a rotação e funcionamento correto do sistema.

Esse componente é constituído em aço ou liga de alta resistência, para suportar a força exercida pela rotação das pás e transmitir o movimento de rotação para os sistemas de conversão ou geração (DUTRA, 2008).

2.2.3 Nacele

É a estrutura central do aerogerador, que abriga os principais componentes elétricos e mecânicos, geralmente construída com materiais leves, como fibra de vidro ou materiais compostos. A nacele desempenha um papel crucial na proteção dos componentes internos contra as condições climáticas adversas e proporciona um ambiente seguro para os trabalhadores durante as operações de manutenção (SANTOS, 2022).

O formato da nacele pode variar de acordo com a tecnologia específica utilizada para a conversão de energia. Em diferentes tipos de turbinas eólicas, como as de eixo vertical ou de eixo horizontal, pode apresentar configurações distintas, adaptadas às características e requisitos de cada sistema. Essa variação de formato permite uma otimização do desempenho aerodinâmico e estrutural do aerogerador (DUTRA, 2008).

2.2.4 Torre

A função da torre é elevar a nacele e os principais componentes a uma altura adequada, a fim de capturar o vento em uma região com menor turbulência e maior velocidade (COSTA, 2010). Além disso, deve proporcionar suporte e estabilidade estrutural para suportar as cargas geradas pelo vento, por esse motivo,

geralmente são construídas com materiais robustos, como aço ou concreto, garantindo segurança para os trabalhadores e para os cabos que conectam a turbina à rede elétrica.

Costumam ser compostas por seções que são unidas e fixadas em um conjunto único por meio de flanges aparafusadas. Essa abordagem de dividir a torre em seções tem o objetivo de facilitar o transporte e a montagem da estrutura. Além disso, a construção de plataformas entre essas seções permite um procedimento mais eficiente de manutenção dos flanges. Essa divisão estrutural das torres proporciona flexibilidade e praticidade durante o processo de construção e manutenção das turbinas eólicas (BAËNA, 2016).

2.2.5 Rotor

De acordo com Santos (2022), o rotor de uma turbina eólica é composto pelas pás e o hub, que conecta o conjunto a nacele. Para permitir a rotação do rotor, é utilizado o rolamento do rotor, também conhecido como *Main Bearing*, que, devido à presença de múltiplas peças rolantes, pode apresentar alguns problemas operacionais. Existem diferentes métodos de acoplamento do *Main Bearing*, sendo o mais comum aquele em que uma parte fica fixada ao hub e a outra à nacele, permitindo assim a rotação do conjunto (HART, 2020).

Outro componente de extrema importância é o *slip ring*, responsável pela transmissão de energia elétrica e sinais de controle entre as partes rotativas (hub) e as partes estacionárias (nacele) da turbina. O *slip ring* permite a passagem de corrente elétrica por meio de anéis condutores e escovas de contato, possibilitando uma conexão elétrica eficiente entre os componentes rotativos e estacionários (MANWELL, 2009).

2.2.6 Gearbox

A caixa de engrenagens, também conhecida como *Gearbox*, tem a função de adaptar a baixa velocidade do rotor à velocidade de rotação mais elevada requerida pelos geradores convencionais. De acordo com Dutra (2008), a velocidade

angular dos rotores varia entre 20 a 150 rpm, porém, como os geradores trabalham em rotações mais elevadas (em torno de 1200 a 1800 rpm). Isso evidencia a necessidade de um sistema de multiplicação de velocidade entre os eixos, sendo a quantidade de estágios de multiplicação determinada pela exigência de rotação de saída.

Por ser constituído em sua maioria por engrenagens e rolamentos, são componentes que apresentam muitos problemas por vazamentos e deterioração dos elementos rotativos, sendo um dos componentes que mais necessitam manutenção e intervenções (SHENG, 2013).

2.2.7 Gerador

O gerador tem a função de transformar a energia mecânica em energia elétrica por meio de suas conversões eletro-mecânicas (DUTRA, 2008). Os diferentes tipos de geradores presentes nos aerogeradores serão discutidos posteriormente.

A importância do gerador em turbinas eólicas é enfatizada em Manwell (2009), destacando sua contribuição para a eficiência geral da turbina. A escolha do tipo de gerador adequado é determinada pelas características do vento, requisitos de controle e exigências da rede elétrica.

2.2.8 Transformador

É responsável por elevar a tensão elétrica gerada pelo gerador para níveis adequados de transmissão e distribuição. Tem a função de garantir que a energia produzida pela turbina seja transportada de maneira eficiente e segura até o ponto de conexão com a rede elétrica, possibilitando sua integração e utilização pelo sistema elétrico em larga escala (XIA et al., 2018).

O transformador desempenha um papel fundamental ao aumentar a tensão gerada pelo gerador. Essa elevação da tensão é crucial para minimizar as perdas de energia durante o transporte, uma vez que o uso de tensões mais altas

reduz a corrente elétrica necessária. Isso resulta em uma maior eficiência do sistema, pois as perdas de transmissão são proporcionalmente menores (WU, 2011).

2.2.9 Sistema de Yaw

O sistema de yaw é composto por mecanismos de orientação equipados com motores, engrenagens e sensores, que possibilitam a rotação horizontal da nacela em torno de seu eixo vertical. Essa funcionalidade permite o controle da direção do rotor em relação à direção do vento, assegurando assim a máxima captação de energia. Através desse sistema, a turbina é capaz de se alinhar de forma eficiente ao vento predominante (BAËNA, 2016).

2.2.10 Fundação

A fundação desempenha um papel crucial na instalação de turbinas eólicas, sendo responsável por fornecer suporte estrutural e estabilidade para a torre e demais componentes. É projetada para distribuir de forma uniforme o peso da torre e da nacela no solo, garantindo a estabilidade necessária e evitando afundamentos ou deslocamentos indesejados. (COSTA, 2010).

Ela precisa ser dimensionada de acordo com as características do solo local, levando em consideração aspectos geotécnicos, como capacidade de carga, estabilidade e resistência (SVENSSON, 2010).

2.3 TIPOS DE AEROGERADORES

Segundo Dutra (2008), existem dois tipos de aerogeradores, os de eixo vertical e os de eixo horizontal.

2.3.1 Rotores de eixo vertical

Os aerogeradores de eixo vertical são modelos em que o eixo de rotação é perpendicular ao vento (Figura 6), permitindo que operem eficientemente independentemente da direção do vento. Essa característica oferece vantagens significativas, pois esses aerogeradores têm maior capacidade de lidar com condições turbulentas e podem ser instalados em locais mais próximos ao solo. Isso resulta em uma maior facilidade de operação e maior flexibilidade na escolha do local de instalação (TOLMASQUIM, 2016).

Figura 6 – Aerogerador de eixo vertical.



Fonte: Sandia (2006).

As turbinas de eixo vertical, devido às suas características operacionais, enfrentam desafios em termos de esforços mecânicos elevados e perdas mecânicas no rotor. Isso ocorre porque os ventos próximos ao solo são mais fracos e turbulentos (PINTO, 2014). Devido a esses fatores, os aerogeradores de eixo vertical não oferecem vantagens significativas em comparação com as turbinas de eixo horizontal, sendo mais indicados para instalações em áreas urbanas (PIRES, 2016).

2.3.2 Rotores de eixo horizontal

Os sistemas eólicos mais comuns são baseados em rotores de eixo horizontal, que consistem em três pás girando em torno de um eixo horizontal

(Figura 7). Essas pás aproveitam as forças de arrasto e sustentação para girar perpendicularmente ao fluxo de ar, capturando assim a energia cinética do vento (TOLMASQUIM, 2016).

Devido à necessidade de estarem alinhados com a direção do vento, as turbinas de eixo horizontal apresentam um rendimento superior em relação aos rotores de eixo vertical. Essa configuração permite uma maior eficiência na captação da energia, pois os rotores de eixo horizontal estão menos sujeitos a esforços mecânicos causados por ventos de direções indesejadas (DUTRA, 2008).

Figura 7 – Aerogerador de eixo vertical.



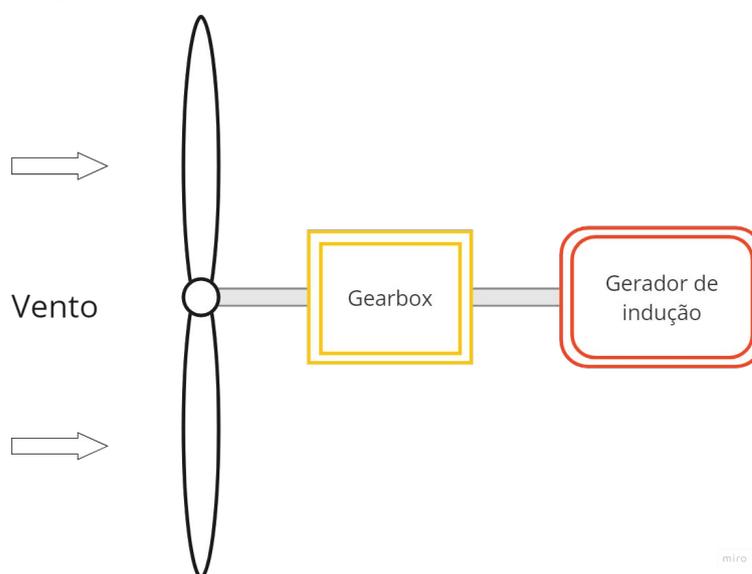
Fonte: O autor.

De acordo com Baêna (2016) os aerogeradores de eixo horizontal podem ser classificados em dois tipos principais: aqueles equipados com gerador assíncrono (de indução), fazendo acionamento indireto do gerador, e aqueles equipados com gerador síncrono de multipolos, chamados de acionamento direto ou *Direct drive*. Essa diferenciação ocorre devido à forma como a energia mecânica é convertida em energia elétrica no sistema de geração de energia eólica (BANG et al., 2008).

2.3.2.1 Aerogeradores com acionamento indireto

São os modelos que fazem o acionamento do gerador por meio da *Gearbox*, aumentando a rotação e transmitindo a energia mecânica do rotor até o gerador. O tipo de gerador comumente adotado nessa tecnologia é do tipo indução seguindo o layout da Figura 8 (POLINDER, 2011).

Figura 8 – Layout da turbina eólica de acionamento indireto.

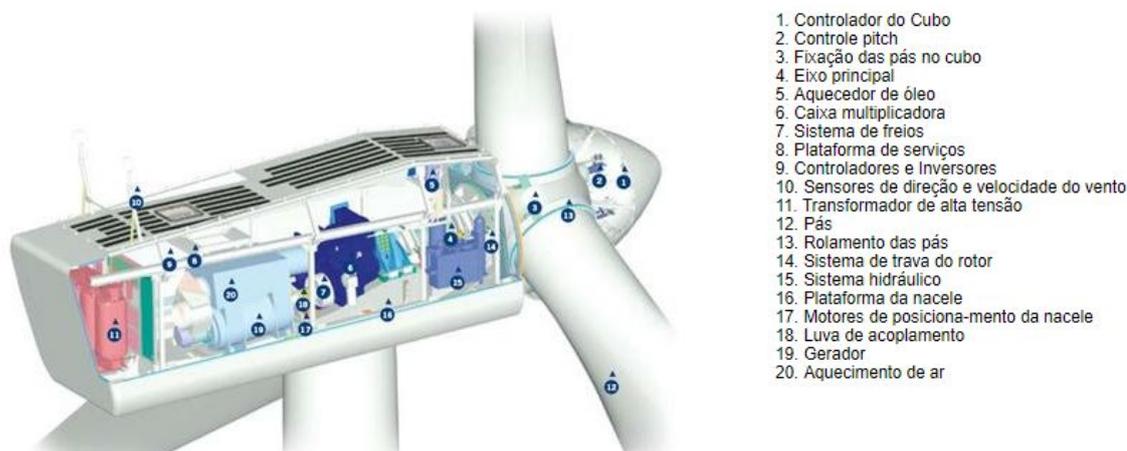


Fonte: O autor.

São chamados de aerogeradores de acionamento indireto por conta da presença da caixa de engrenagens entre o rotor e o gerador, que aumenta a velocidade de rotação das pás de 15 a 20 rotações por minuto, até as cerca de 1800 rotações por minuto necessárias (OSMANBASIC, 2020).

São os modelos mais encontrados na indústria por possuir vantagens em termos de custo, tamanho e peso (BANG, 2008). A Figura 9 ilustra um exemplo de turbina de acionamento indireto.

Figura 9 – Modelo de turbina de acionamento indireto e seus componentes.



Fonte: Dutra (2008).

2.3.2.2 Aerogeradores com acionamento direto

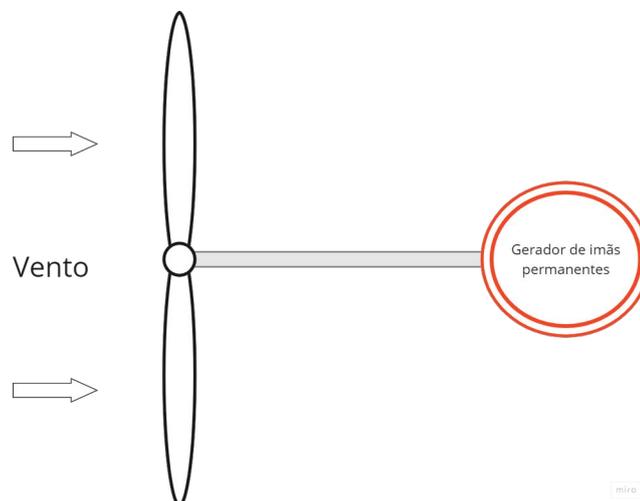
Os aerogeradores de acionamento direto são caracterizados pela conexão direta entre o rotor e o gerador, dispensando o uso da *Gearbox*. Nesse tipo de sistema, o gerador é acoplado diretamente ao hub (MUELLER; POLINDER, 2013), resultando na rotação do rotor sendo igual à velocidade rotacional do gerador. Para garantir a adequação da frequência de saída aos padrões da rede elétrica, o gerador é fabricado com múltiplos polos magnéticos eliminando a necessidade de transmissão mecânica, além de proporcionar maior eficiência e simplicidade operacional ao sistema (OSMANBASIC, 2020).

Embora os sistemas de acionamento direto ofereçam várias vantagens, como menor ruído, menor perda de energia e maior confiabilidade devido à redução de componentes rotativos e, conseqüentemente, menores necessidades de manutenção (BANG, 2008), apenas 20% das turbinas eólicas no mercado adotam essa tecnologia. Isso ocorre devido a algumas características específicas que limitam sua adoção em larga escala (MUELLER; POLINDER, 2013).

Esse modelo de aerogerador está associado a custos mais elevados de aquisição, instalação e transporte (OSMANBASIC, 2020). Como geralmente são maiores e mais pesados, isso resulta em despesas adicionais. Na Figura 10, se

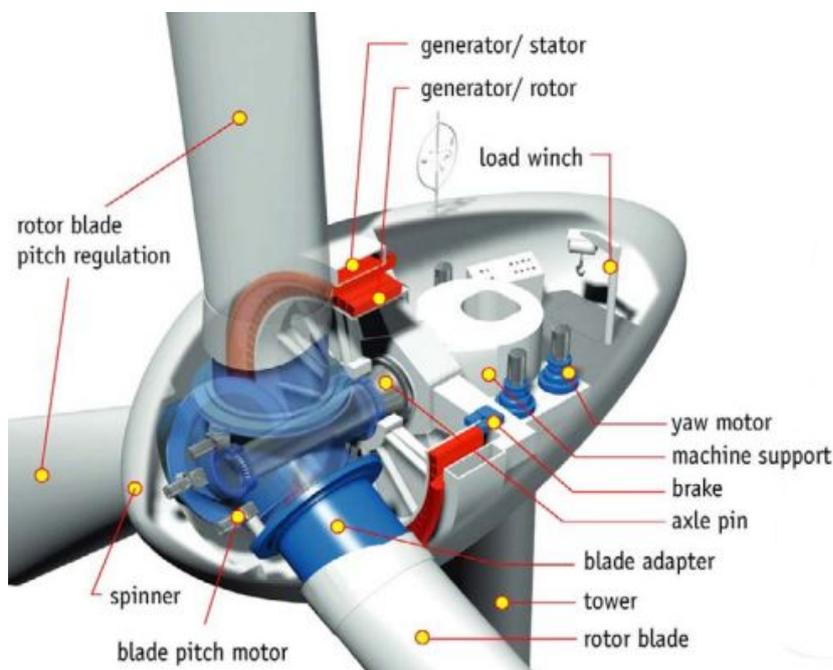
observa o layout dessas turbinas, já a Figura 11 apresenta um corte com os componentes internos característicos.

Figura 10 – Layout da turbina eólica de acionamento direto.



Fonte: O autor.

Figura 11 – Modelo de turbina de acionamento direto e seus componentes.



Fonte: Polinder (2011).

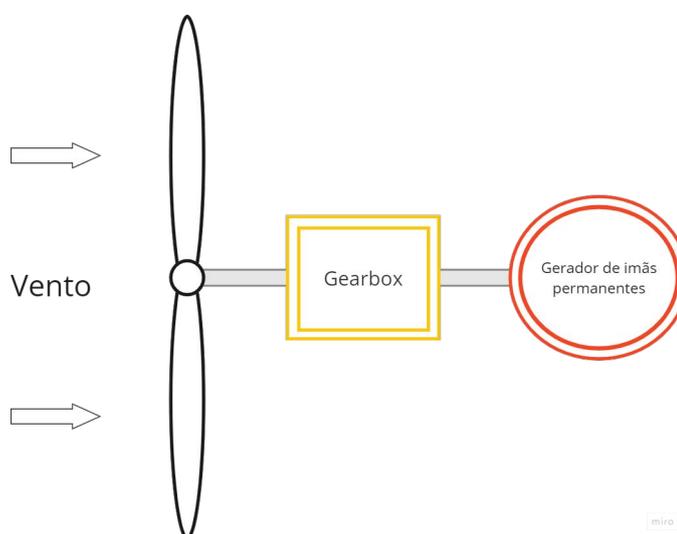
2.3.2.3 Sistema multibrid

O sistema *multibrid* surge como uma solução que combina os benefícios dos sistemas de acionamento indireto e direto. Nesse sistema, é utilizado um único estágio de *Gearbox* acoplado a um gerador de ímãs permanentes. Essa abordagem busca aproveitar a eficiência e a confiabilidade do acionamento direto, ao mesmo tempo em que oferece a flexibilidade de ajuste de velocidade e relação de transmissão do acionamento indireto (POLINDER et al., 2006).

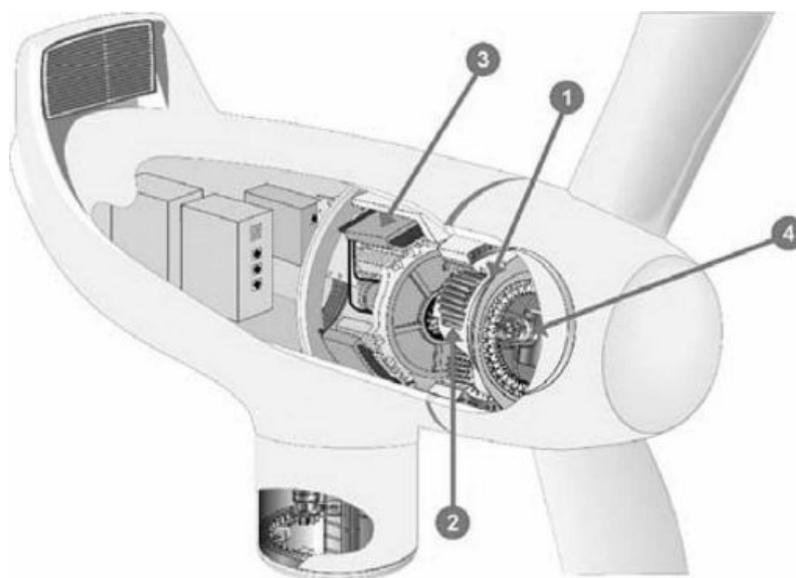
Devido ao uso de um único estágio, a *Gearbox* no sistema *multibrid* opera em baixas velocidades, resultando em uma menor incidência de problemas. Além disso, o gerador de multipolos utilizado no sistema *multibrid* é de tamanho reduzido, o que contribui para a diminuição dos custos do componente. Essa combinação de menor incidência de problemas e menor custo torna o sistema *multibrid* uma opção vantajosa em termos de eficiência e economia (HAU, 2013).

A Figura 12 mostra o layout adotado para uma turbina eólica do tipo *multibrid*, e a Figura 13 um modelo do sistema aplicado, o número 2 está representando a *Gearbox* de único estágio e 3 o gerador de multipolos.

Figura 12 – Layout do sistema *multibrid*.



Fonte: O autor.

Figura 13 – Modelo genérico do sistema *Multibrid*.

Fonte: Polinder et al. (2006).

2.4 CICLO DE VIDA ÚTIL

A instalação de um aerogerador envolve um investimento significativo, o que requer uma análise criteriosa dos riscos e uma previsão de retornos atrativos para viabilizar o projeto. Antes mesmo de iniciar a construção, é essencial avaliar a qualidade do vento em determinada região ao longo de vários anos para determinar se o potencial eólico é adequado para a implantação das turbinas. Além disso, é necessário realizar um estudo de mercado para identificar os modelos de aerogeradores que melhor se adaptam às condições locais, incluindo fatores como o clima, custos de instalação e manutenção. Esses parâmetros desempenham um papel crucial na avaliação da viabilidade do projeto (FARIAS, 2020).

A vida útil mínima recomendada para um aerogerador é de 20 anos, conforme estabelecido pela norma IEC 61400-1. Esse período é considerado durante os cálculos, modelagens numéricas e testes realizados em laboratório, que envolvem protótipos e ensaios de resistência mecânica dos componentes. Além disso, experiências e observações no campo são levadas em conta, analisando o histórico de defeitos e avarias de equipamentos já desenvolvidos. Essa abordagem

abrangente permite avaliar a durabilidade e o desempenho dos aerogeradores ao longo de sua vida útil (TOLMASQUIM, 2016).

Operar um aerogerador além de sua vida útil projetada pode resultar em custos inesperados e exigir ações corretivas significativas. Rubbert, McMillan e Niewczas (2018) recomendam estabelecer limites de custo para despesas com reparos e retrofits, a fim de avaliar a viabilidade econômica. Se os custos estiverem dentro do orçamento, é recomendado continuar operando o aerogerador. Por outro lado, se os custos excederem o orçamento de contingência, é aconselhado descomissionar o aerogerador.

Muitos fatores são decisivos na hora de optar por estender a vida útil de um aerogerador, alguns países oferecem incentivos que podem ser mais benéficos em algumas situações do que outros. Por exemplo, países como Dinamarca e Alemanha oferecem incentivos fiscais apenas nos primeiros 20 anos de operação das turbinas, o que atualmente torna menos atraente estender a vida útil, especialmente considerando que as turbinas atingindo essa idade hoje ainda possuem baixa potência. Por outro lado, países como Espanha e Reino Unido não oferecem incentivos para novos parques eólicos, tornando a extensão da vida útil mais viável economicamente (ZIEGLER et al, 2018).

Dessa forma, Nielsen et al. (2019) diz que para tomar a decisão de prolongar a vida útil dos aerogeradores, dois aspectos devem ser considerados: a) Pode-se verificar que os componentes estruturais funcionarão com segurança suficiente para o período de vida útil pretendido? e b) A extensão da vida é uma decisão economicamente vantajosa?

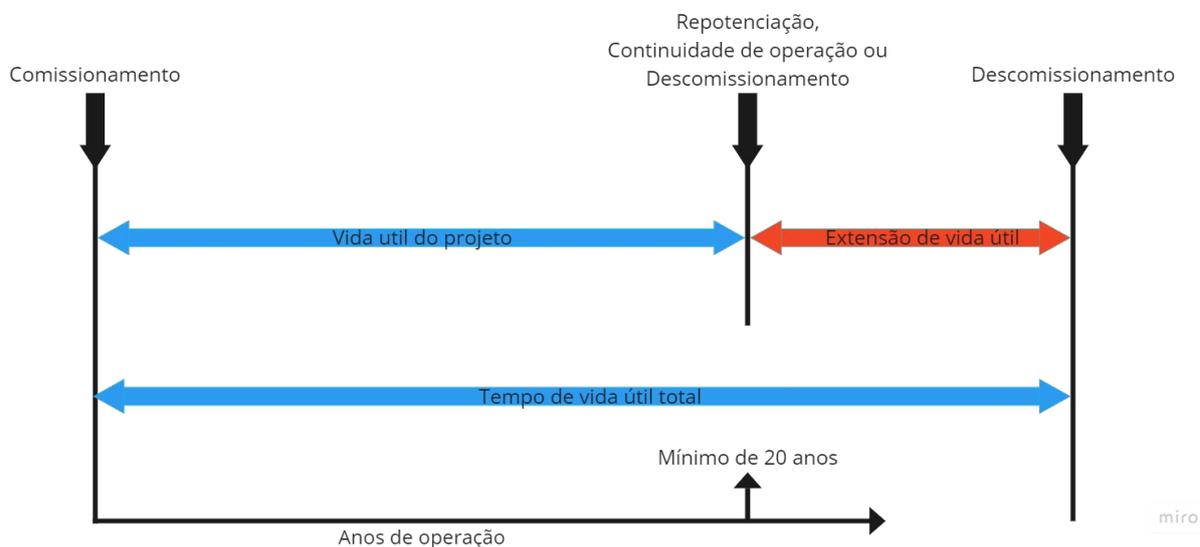
Atualmente, não há uma norma específica para a extensão da vida útil de turbinas eólicas. No entanto, em alguns países, existem regulamentos nacionais que devem ser seguidos nesse sentido (NIELSEN et al., 2019).

Na Dinamarca, é requerida a realização de inspeções anuais nos componentes da turbina, como a estrutura da máquina, torre, fundação, rotor, rolamento de pitch e parafusos, durante a vida útil estendida. Além disso, inspeções nas pás são necessárias a cada três anos. Na Alemanha, é exigida uma inspeção de extensão da vida útil e uma avaliação analítica para prolongar a vida útil das turbinas (ZIEGLER et al, 2018).

Dentre as alternativas para extensão de vida útil em aerogeradores, de acordo com Silva (2023), existem três caminhos principais para o fim de vida útil de

uma turbina eólica: repotenciação, descomissionamento e continuidade de operação. A Figura 14 ilustra o processo de vida útil de um projeto eólico.

Figura 14 – Esquemático de vida útil.



Fonte: O autor.

2.4.1 Repotenciação

De acordo com Shafiee e Animah (2017) a repotenciação é descrita como a substituição de um sistema ou de um componente existente por um novo, ou até mesmo para atualizar o sistema, visando uma capacidade nominal mais alta no final de sua vida útil original.

A repotenciação é um processo em que são realizadas substituições de grandes componentes para aumentar a capacidade de geração de energia de um aerogerador. Isso pode envolver o aumento do diâmetro do rotor, a potência instalada ou a altura do hub enquanto a torre e a fundação permanecem as mesmas. Essa atualização possibilita o aumento da produção de energia, a disponibilidade das turbinas, a redução das cargas a que são submetidas e a melhoria da confiabilidade do projeto (TOLMASQUIM, 2016).

Devido ao aumento das dimensões dos aerogeradores, como torres e pás maiores, a repotenciação pode exigir melhorias e alargamentos nas estradas de acesso para a passagem de equipamentos pesados. É importante também avaliar a capacidade de escoamento de energia na região, pois podem haver limitações que

afetem a possibilidade de repotenciação. É necessário considerar os custos de desmontagem, descontaminação e preparação para a destinação final das peças retiradas, bem como a recuperação dos locais afetados (SILVA, 2023).

Ao contrário do descomissionamento, a repotenciação de parques eólicos tem a vantagem de preservar os empregos locais e manter as receitas provenientes do arrendamento de terras para os proprietários e municípios envolvidos (TOLMASQUIM, 2016).

2.4.2 Descomissionamento

O descomissionamento de um parque eólico refere-se ao processo de encerramento e remoção das turbinas eólicas e de suas estruturas associadas após o término de sua vida útil operacional. Esse processo envolve desmontar as turbinas, remover as fundações, desligar as conexões de energia e realizar a reabilitação do local para restaurar as condições originais da área (HALL; JOÃO; KNAPP, 2020).

O processo de descomissionamento de um parque eólico envolve diferentes etapas que são determinadas pelas características técnicas e tempo de operação do parque, bem como pelos objetivos e finalidades dessa ação. Esses objetivos podem variar desde a reutilização e reinstalação dos aerogeradores em outro local, até a desmontagem completa dos componentes para fins de revenda, reciclagem ou descarte adequado (TOLMASQUIM, 2016).

Segundo Tolmasquim (2016) nos casos em que a repotenciação ou a continuidade de operação não se mostram atrativas, o descomissionamento é a melhor estratégia adotada, já que os custos de descomissionamento são equalizados com o valor da sucata da turbina (RUBERT; MCMILLAN; NIEWCZAS, 2018).

2.4.3 Continuidade de operação

A continuidade de operação costuma ser a opção escolhida quando não é possível ou economicamente inviável repotenciar a usina (ZIEGLER et al., 2018).

O principal benefício esperado é aumentar o retorno do investimento, prolongando-se o seu fluxo de caixa, porém deve-se considerar que os gastos com manutenção deverão aumentar, tendo em vista a maior necessidade de ações de reparo em equipamentos desgastados. Do ponto de vista ambiental, o uso dos equipamentos por mais tempo pode ser benéfico (TOLMASQUIM, 2016)

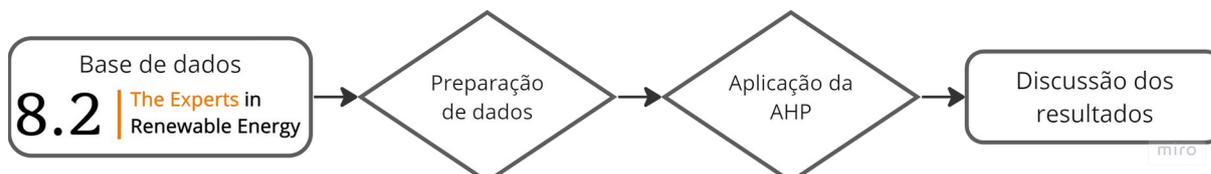
De acordo com a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) (2019), há evidências de que muitas usinas eólicas com mais de 20 anos ainda podem operar de forma eficiente e gerar eletricidade de maneira sustentável. Constando ser uma opção viável para maximizar o aproveitamento dessas usinas e prolongando sua vida útil operacional, desde que sejam realizados os devidos estudos de viabilidade técnica, atualizações tecnológicas e análises econômicas.

Segundo dados da WindEurope (2020), no mercado europeu, de 22 GW de projetos eólicos que atingirão 20 anos entre 2019 e 2023, 18 GW terão continuidade de operação, 2 GW serão descomissionados e 2 GW serão repotenciados, aumentando a potência instalada.

3 METODOLOGIA

Para aplicar a metodologia de tomada de decisão, com base na análise de componentes internos do aerogerador e determinar o seu impacto na vida útil geral da turbina, foi realizada um estudo analítico, retrospectivo, de abordagem quantitativa, com dados secundários baseados em relatórios de inspeção obtidos da empresa 8.2 Renewable Brasil. A empresa faz parte de um grupo de consultoria internacional voltado para o setor renovável e especializado em projetos eólicos e solares para geração centralizada. A empresa atua desde 1995 e está estabelecida no Brasil desde 2017, sendo uma das maiores referências nacionais em consultoria do setor de Energias Renováveis. A qual, cedeu os dados para realização deste trabalho de conclusão guardado devido sigilo conforme termo assinado entre a empresa e o professor orientador. A Figura 15 ilustra os passos seguidos para obtenção dos resultados.

Figura 15 – Diagrama de blocos da metodologia.



Fonte: O autor.

3.1 PREPARAÇÃO DE DADOS

Foram obtidos 82 relatórios que englobavam 5 modelos de turbinas de diferentes potências, provenientes do mesmo fabricante, sendo elas do tipo *Direct drive*. As potências são de 300, 600, 800, 1800 e 2000 kW. Durante a coleta de dados, foram obtidos 10 relatórios de máquinas de 300 kW, 9 de 600 kW, 20 de 800 kW, 27 de 1800 kW e 16 de 2000 kW. Essas inspeções foram realizadas em parques nas regiões Norte de Portugal e Nordeste do Brasil.

O foco durante a obtenção de dados foi dado a turbinas com um maior tempo de operação. Para isso, relacionou-se a quantidade de turbinas analisadas com o ano de início de operação, conforme a Tabela 1:

Tabela 1 – Início de operação e quantidade de turbinas analisadas.

Início de operação	Quantidade
2000	1
2001	4
2002	37
2003	4
2004	6
2005	2
2006	4
2007	9
2008	8
2009	3
2010	4
Total	82

Fonte: O autor.

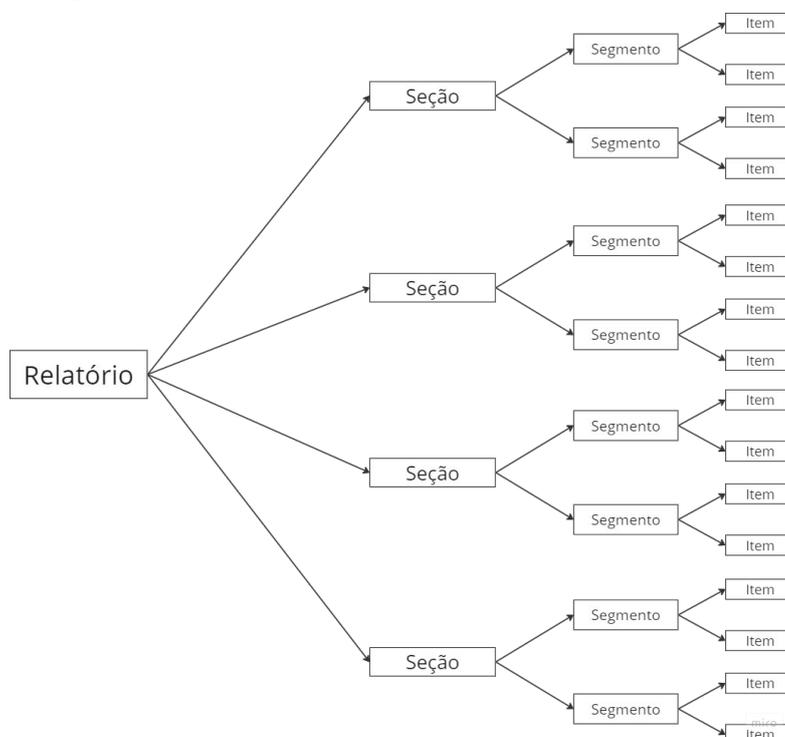
Os relatórios analisados são documentos técnicos que visam descrever as condições de cada componente inspecionado, sendo estes avaliados conforme cinco diferentes categorias: Verificado, Defeito, Defeito grave, Ação imediata e, Não avaliado, tendo para cada um, sua justificativa de classificação:

- Verificado: componente sem problemas encontrados;
- Defeito: componente com defeito que não impacta diretamente na geração;
- Defeito grave: componente cujo defeito pode impactar na geração e deve ser solucionado em um intervalo de 6 meses;
- Ação imediata: componente cujo defeito impacta diretamente na geração e deve ser solucionado imediatamente;
- Não avaliado: componente não avaliado.

Os relatórios apresentam diversas categorias de divisão para permitir ao leitor uma melhor navegação, sendo elas: Seção, Segmento e Item. Conforme é avançado nas categorias, os componentes vão ficando mais específicos (Figura 16 e

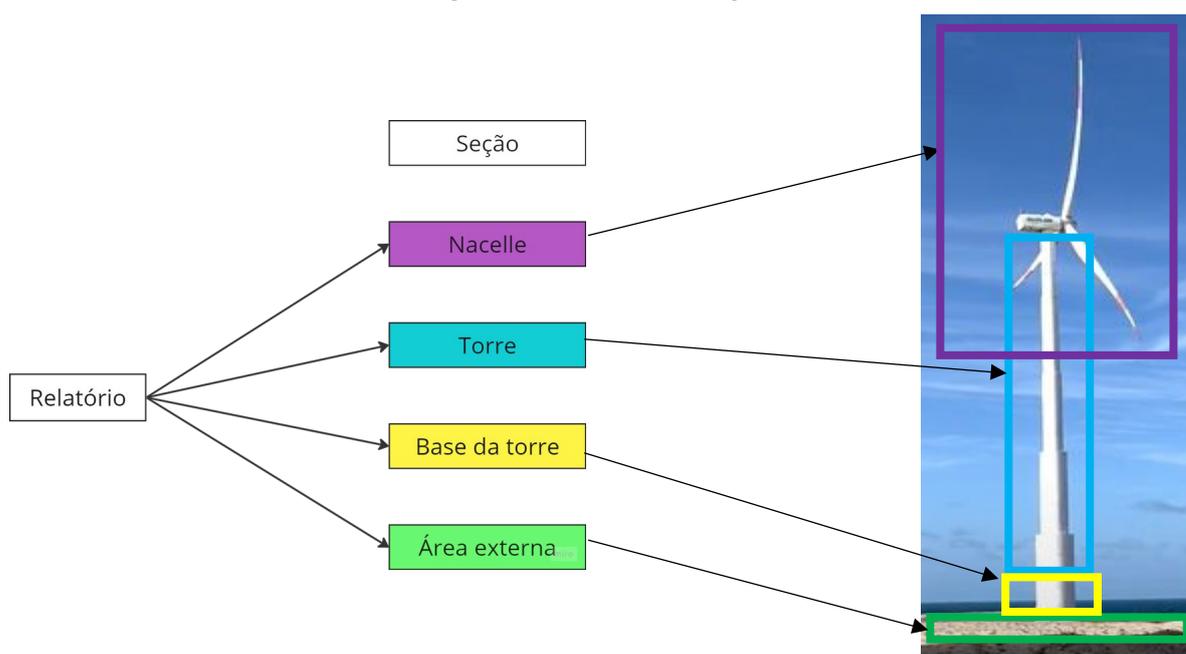
Figura 17). As Seções estão divididas em Área externa, Base da torre, Torre interna e Nacelle. Os segmentos e itens são direcionados aos componentes individuais.

Figura 16 – Divisão dos componentes no relatório.



Fonte: O autor.

Figura 17 – Divisão da seção.



Fonte: O autor.

Com a seleção dos relatórios, foi feito o tabelamento seguindo as mesmas categorias de divisão. A organização dos dados foi realizada no aplicativo *Excel* e representa uma transcrição dos componentes e condições encontrados em cada máquina, seguido do motivo da classificação adotada. O motivo foi inserido sobre cada célula com a ferramenta “Anotação”. Durante essa etapa foi incluso uma escala de cores e números, para permitir quantificar os problemas e analisar quais foram os mais recorrentes e perigosos (Tabela 2, Figura 18).

Tabela 2 – Representação da classificação no tabelamento.

Classificação	Representação adotada
Verificado	0
Defeito	1
Defeito grave	2
Ação imediata	3
Não avaliado	9

Fonte: O autor.

Apesar dos aerogeradores analisados serem todos da mesma fabricante, é comum que entre modelos diferentes alguns itens e upgrades possam ser adicionados ou não estarem mais disponíveis para inspeção. Diante disso, foi adicionada a classificação “Não avaliado” (Tabela 2).

Figura 18 – Aplicativo Excel após o tabelamento.

	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AW
1	Nacelle inside										
2	Housing and platform			Machine Carrier	Axial pin	Rotor bearings		Generator	Electric		H&S
3	Housing (cracks, infiltration, cleaning, damages)	Platform and hatch (oxidation, screws, cleaning, damages)	Service crane (chain lubrication, damages, other)	Machine carrier (cracks, coating, bolts, damages)	Axial pin (cracks, coating, bolts, damages)	Back bearing (leakages, lubrication, ultrasound test-run)	Front bearing (leakages, lubrication, ultrasound test-run)	Rotor/Stator/Windings /Air gap/Air gap sensor (Decoloration, overheating, fixing, weldings, connections, insulation)	Cabinets - Rectifier/filters/excitation/control/pitch (dust, humidity, silica bags, ventilation filters, cables arrangements, connections)	Power, communication, atmospheric discharge cables (isolation, cable arrangement, thermal effects, damages)	Emergency stop/warning signs/emergency light/extinguisher/first-aid box
7	0	0	1	0	0	0	2	0	0	0	0
8	0	0	1	0	0	0	2	0	0	0	0
9	0	0	1	0	0	0	2	0	0	0	0
10	0	0	1	0	0	0	2	0	0	0	0
11	0	0	1	0	0	0	2	0	0	0	0
12	0	0	1	0	0	0	2	0	0	0	0
13	0	1	1	0	0	2	2	0	0	0	0
14	0	1	1	0	0	3	3	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0
20	1	0	1	0	0	0	1	2	1	0	0
21	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
23	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0
24	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
25	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
26	1	0	1	0	0	1	1	0	0	1	0

Fonte: O autor.

Ao final do tabelamento, foi aplicado a fórmula “CONT.SE” que permitiu fazer a contagem de cada um dos problemas encontrados (Figura 19). A aplicação

de cores às condições observadas, seguida da ferramenta de contagem, permitiram analisar quais componentes apresentaram maior recorrência de problemas.

Figura 19 – Tabelamento e contador das condições observadas.

	Yaw			Housing and platform - nacelle			Rotor bearings	
	Yaw gear-rim/Bearing (leakages, lubrication, tooth wear, test-run)	Yaw drive (leakages, oil level, lubrication, oxidation, damages, test-run)	Yaw gear/pinion (leakages, lubrication, tooth wear, test-run)	Housing (cracks, infiltration, cleaning, damages)	Platform and hatch (oxidation, screws, cleaning, damages)	Service crane (chain lubrication, damages, other)	Back bearing (leakages, lubrication, ultrasound test-run)	Front bearing (leakages, lubrication, ultrasound test-run)
	1	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	1	0	2	1
	1	0	0	0	0	0	1	0
	0	0	0	0	0	0	0	2
	1	1	0	0	0	1	0	2
	1	1	0	0	0	0	0	0
	1	0	0	0	0	0	0	0
Verificado	33	45	74	56	60	41	51	39
Defeito	39	33	7	21	20	39	19	24
Defeito grave	6	4	0	5	1	2	10	17
Ação imediata	4	0	1	0	1	0	2	2
Não avaliado	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: O autor.

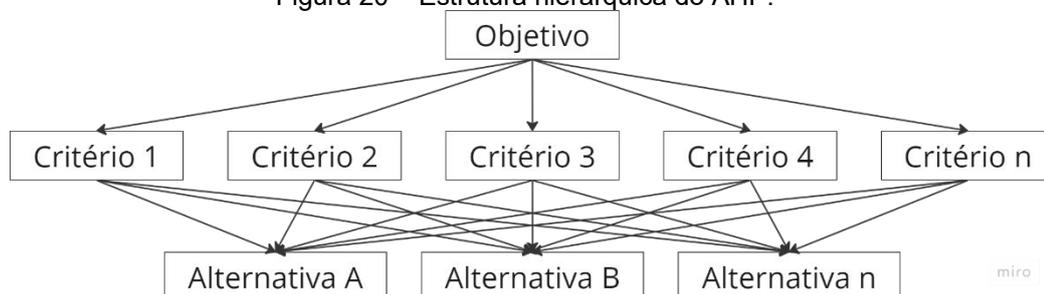
3.2 ANALYTIC HIERARCHY PROCESS (AHP)

Métodos de tomada de decisão são essenciais para garantir que as escolhas sejam feitas de forma consistente. Eles ajudam a fornecer uma estrutura clara para avaliar alternativas e escolher a melhor opção (SAATY, 2008). Além disso, esses métodos também permitem que decisões complexas sejam tomadas de forma eficiente e transparente (BELTON; STEWART, 2002).

O método escolhido foi o AHP, desenvolvido pelo matemático Thomas Saaty em 1970 para ajudar a lidar com a complexidade de decisões que envolvem múltiplos critérios e alternativas. Sua abordagem hierárquica e matemática permite que os tomadores de decisão ponderem a importância relativa de cada critério e alternativa, o que ajuda a chegar a uma decisão mais precisa, tornando possível tomar decisões de forma sistemática e objetiva (SAATY, 2008).

Um dos aspectos fundamentais do AHP são os critérios, que desempenham um papel crucial no processo de avaliação e classificação das alternativas. Os critérios são os diferentes aspectos que influenciam uma decisão e precisam ser definidos baseado nas alternativas finais. A Figura 20 apresenta a estrutura hierárquica utilizada (JAVARINI; GOMES; FREITAS, 2020).

Figura 20 – Estrutura hierárquica do AHP.



Fonte: Adaptado de Saaty (1990).

3.2.1 Seleção dos critérios e subcritérios

Os critérios ajudam a estabelecer uma hierarquia entre os fatores de decisão, permitindo que sejam ponderados de acordo com sua importância relativa. Através do processo de comparação em pares, o método permite que o tomador de decisão atribua pesos aos critérios, refletindo suas preferências e valores individuais. Essa atribuição de pesos é fundamental pois permite análise das prioridades e classificação das alternativas com base nesses critérios (VAIDYA; KUMAR, 2006).

Ao considerar os critérios, é importante que sejam claros e mensuráveis, para garantir uma avaliação precisa e coerente das alternativas. Além disso, os critérios devem ser consistentes com os objetivos e metas do problema em questão, bem como, com as preferências e valores do tomador de decisão (CELESTINO; CALILI; LOUZADA, 2018).

Os critérios para o presente estudo foram retirados da seleção dos componentes mais relevantes para decisão sobre a extensão de vida útil e conforme os resultados da classificação de contagem apresentada na Figura 19.

Em cada um dos relatórios foram avaliados 84 itens, os quais permitiram que fossem elencados os componentes que apresentaram piores condições. Todos os itens passaram por uma seleção de importância, no qual os mais irrelevantes foram excluídos. A divisão entre os componentes por seção foi excluída para que fosse possível quantificar os problemas em maior escala de

grandeza. Para evitar a perda da informação sobre o local em que o problema foi encontrado, foi inserida essa informação em “anotação”.

Foram então definidos os critérios como sendo os segmentos e os subcritérios como itens.

3.2.2 Peso entre os Critérios

É necessário definir as prioridades e assim os pesos entre os critérios, uma vez que nem todos tem a mesma importância. Para atribuir pesos aos critérios, é necessário criar uma matriz de comparação, na qual cada critério é comparado em pares em relação à sua importância relativa. Essas comparações são realizadas em uma escala numérica de 1 a 9, onde 1 significa que os dois critérios têm a mesma importância, e 9 significa que um critério é extremamente mais importante do que o outro, essa fundamentação de pesos segue a escala fundamental de Saaty (SAATY, 2008).

As comparações são feitas por meio de perguntas aos tomadores de decisão, como "Quão mais importante é o critério A em relação ao critério B?" e são registradas na matriz de comparação. Em seguida, é aplicado um método matemático de cálculo para obter os pesos relativos de cada critério com base nas comparações realizadas.

A Tabela 3 representa a escala fundamental de Saaty e seus graus de importância para definir a comparação entre os critérios e seus devidos pesos de importância em escala numérica (JAVARINI; GOMES; FREITAS, 2020).

Tabela 3 – Escala fundamental de Saaty.

Grau de importância	Recíproca	Definição
1	1	Iguais em importância
3	1/3	Importância moderada
5	1/5	Mais importante
7	1/7	Muito mais importante
9	1/9	Extremamente mais importante
2, 4, 6 e 8	1/2, 1/4, 1/6 e 1/8	Intermediários

Fonte: Adaptado de Saaty (2000).

Para determinar o valor dos pesos, é necessário realizar a comparação par a par entre os critérios por meio de uma matriz de julgamentos que segue a teoria da matriz recíproca. Supondo que existam “n” critérios, a matriz de julgamentos de critérios é uma matriz quadrada de ordem “n”, onde cada elemento $C(i,j)$ representa a importância relativa do critério i em relação ao critério j . Esses valores são preenchidos de acordo com a Escala fundamental de Saaty (JAVARINI; GOMES; FREITAS, 2020).

Assumindo que o critério i é comparado ao critério j , temos as seguintes diretrizes para preencher a matriz de julgamentos:

- Se o critério i for considerado tão ou menos importante que o critério j , atribui-se um valor $C(i, j)$ entre 1 e 9, onde 1 representa igual importância e 9 indica que o critério j é extremamente mais importante que o critério i .
- O inverso da comparação é aplicado para os elementos $C(j, i)$, ou seja, $C(j, i) = 1 / C(i, j)$.
- O valor $C(i, i)$ é sempre igual a 1, pois o critério i é igual a si mesmo.

A matriz de julgamentos antes de realizar os julgamentos seguirá os moldes da Figura 21:

Figura 21 – Matriz de julgamentos.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ 1/a_{21} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ 1/a_{n1} & 1/a_{n2} & \dots & 1 \end{bmatrix}$$

Fonte: Gomes (2016).

Com isso, a comparação entre os critérios é feita aplicando a Escala Fundamental de Saaty. A Tabela 4 representa um exemplo no qual o Critério 1 é muito mais importante que o Critério 2, e moderadamente mais importante que o Critério 3, e o Critério 2 é moderadamente menos importante que o Critério 2.

Tabela 4 – Exemplo da aplicação da matriz de julgamentos entre 3 critérios aleatórios.

	Critério 1	Critério 2	Critério 3
Critério 1	1	1/7	1/3
Critério 2	7	1	3
Critério 3	3	1/3	1

Fonte: O autor.

O total de comparações a serem feitas segue a Eq 2 (SAATY, 2008).

$$\text{Número total de comparações} = \frac{n^2 - n}{2} \quad (\text{Eq. 2}).$$

3.2.3 Cálculo das prioridades

Com os pesos para o par já definidos entre os critérios, é necessário normalizar a matriz, que significa ajustar seus valores para que a soma de cada linha, coluna ou de todos os elementos da matriz seja igual a um ou tenha uma determinada propriedade específica, sendo aplicada para facilitar comparações ou análises entre diferentes elementos da matriz (SAATY, 2008).

Após a normalização da matriz de comparação, é possível calcular o vetor de prioridade dos critérios por meio de um processo chamado decomposição de autovalores.

A decomposição de autovalores consiste em um método matemático que permite encontrar os autovalores e autovetores associados à matriz de comparação normalizada. Esses autovetores representam os pesos relativos dos critérios, ou seja, indicam a importância relativa de cada critério na tomada de decisão.

O vetor de prioridade dos critérios, representa o peso relativo de um critério em relação aos demais, podendo ser interpretados como a importância relativa dos critérios na tomada de decisão (JANSSEN, 2001).

3.2.4 Razão de Consistência

É importante observar que, após obter o vetor de prioridade dos critérios, é necessário verificar se ele atende a uma propriedade chamada consistência. A razão de consistência é a medida que avalia a qualidade das comparações feitas pelo tomador de decisão. Caso seja identificada inconsistência, ajustes adicionais são necessários.

A determinação da razão de consistência (CR) requer a utilização do Índice de Consistência (CI) e do Índice Randômico (RI). Conforme proposto por Saaty, a condição de consistência dos julgamentos deve ser estabelecida como sendo inferior a 0,1 ou 10% (SAATY, 2008).

O cálculo do CI é realizado por meio da Equação 3, em que o λ_{MAX} representa o autovalor máximo obtido a partir da matriz de julgamentos. Este valor é determinado por meio da Equação 4, em que T corresponde ao somatório das colunas das matrizes e w representa o autovetor normalizado.

$$CI = \frac{(\lambda_{MAX} - n)}{(n - 1)} \quad (\text{Eq. 3}).$$

$$\lambda_{MAX} = T \cdot w \quad (\text{Eq. 4}).$$

O autovetor normalizado é a média geométrica, de cada linha das matrizes e a seguido pela sua normalização, como mostra a Equação 5.

$$w_i = \sqrt[n]{\prod_{j=1}^n a_{ij}} \quad (\text{Eq. 5}).$$

O valor de RI é padronizado e obtido a partir da ordem da matriz, conforme Tabela 5. Assim, a razão de consistência CR é dada pela Equação 6.

Tabela 5 – Índice randômico.

n	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
IR	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49	1,51	1,54	1,56	1,57	1,59

Fonte: SAATY 1990

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (\text{Eq. 6}).$$

3.2.5 Cálculo das Prioridades Finais

O cálculo das prioridades das alternativas é feito por meio da matriz de julgamentos, mas dessa vez as comparações são entre as alternativas adotadas utilizando cada critério como julgamento entre eles. Os graus de importância aplicados seguem a Escala fundamental de Saaty (SAATY, 2008).

Na Tabela 6, utilizando o Critério 1 como julgamento, a Alternativa 1 é mais importante que a Alternativa 3, e moderadamente mais importante que a Alternativa 2. Dessa forma, a Alternativa 2 é moderadamente menos importante que a Alternativa 3.

Tabela 6 – Matriz de julgamentos entre as alternativas.

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Alternativa 1	1	1/3	1/5
Alternativa 2	3	1	3
Alternativa 3	5	1/3	1

Fonte: O autor.

É necessário realizar o cálculo da razão de consistência, para garantir que as comparações feitas foram consistentes e com valor inferior a 10%. Caso, contrário é necessário refazer o julgamento entre as alternativas.

A obtenção das prioridades finais é feita, após realizar o julgamento entre todas as alternativas para cada Critério, e obter as suas respectivas prioridades. Com isso, são compilados os dados e normalizados, utilizando as prioridades já definidas (Tabela 7). Obter as prioridades finais é de fundamental importância para poder classificar e comparar as alternativas de acordo com sua adequação e desempenho em relação aos critérios considerados (SAATY, 2008).

Tabela 7 – Matriz de julgamento das prioridades finais.

	Critério 1	Critério 2	Critério 3
Alternativa 1	Prioridades obtidas	Prioridades obtidas	Prioridades obtidas
Alternativa 2	Prioridades obtidas	Prioridades obtidas	Prioridades obtidas
Alternativa 3	Prioridades obtidas	Prioridades obtidas	Prioridades obtidas

Fonte: O autor.

3.2.6 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade desempenha um papel significativo na metodologia AHP ao avaliar a robustez e a confiabilidade das prioridades finais atribuídas às alternativas. É crucial para compreender a estabilidade das prioridades finais e identificar os critérios mais influentes, sua aplicação permite avaliar a estabilidade das prioridades e identificar critérios influentes (TRANTAPHYLLOU; MANN, 1995).

Algumas formas de realizar a análise de sensibilidade são:

- 1) Variação dos pesos dos critérios: os pesos atribuídos aos critérios são variados buscando avaliar seu impacto nas prioridades finais, eles podem ser aumentados ou diminuídos em uma determinada porcentagem para verificar como essas variações afetam a classificação das alternativas;
- 2) Variação das comparações entre as alternativas: nesse caso, as comparações entre as alternativas são alteradas para examinar seu efeito nas prioridades finais. Aumentar ou diminuir as pontuações de comparação entre pares de alternativas permite observar como essas variações afetam a classificação e a priorização das alternativas, ajudando a compreender a sensibilidade das prioridades em relação às comparações feitas entre as alternativas; (SAATY, 2012).
- 3) Análise de sensibilidade local: envolve a avaliação da sensibilidade de cada critério individualmente. Os pesos de um critério específico são variados enquanto os pesos dos demais critérios permanecem constantes, permitindo entender como a variação dos pesos de um único critério influencia nas prioridades finais e classificação das alternativas;
- 4) Análise de sensibilidade global: são realizadas variações simultâneas nos pesos de vários critérios. Isso possibilita a avaliação da sensibilidade das prioridades finais em relação a alterações nas preferências entre os critérios, permitindo avaliar como as variações nos pesos de múltiplos critérios afetam nas prioridades e permitindo a exploração de diferentes cenários de decisão.

Os métodos de análise de sensibilidade permitem ajudar a identificar os critérios mais influentes e compreender sua sensibilidade em relação às prioridades finais. A análise de sensibilidade contribui para uma tomada de decisão mais robusta, considerando diferentes cenários e incertezas associadas aos critérios e comparações entre as alternativas. Podem ser utilizadas uma ou mais formas de realizá-la, sendo escolhida a análise de sensibilidade local (MALEKI; ZAHIR, 2013).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 8 resume os relatórios selecionados e organizados conforme o ano de início da operação, a quantidade de aerogeradores e sua respectiva potência. A análise de componentes destes relatórios foram a fonte de dados para a aplicação da metodologia AHP.

Tabela 8 – Relatórios utilizados como fonte de dados para a análise hierárquica.

Início de operação	Quantidade	Potência [kW]
2000	1	600
2001	2	300
	2	1800
	8	300
2002	3	600
	26	1800
2003	4	600
2004	1	600
	5	2000
2005	2	2000
2006	4	2000
2007	7	800
	2	2000
2008	6	800
	2	2000
2009	3	800
2010	4	800
Total	82	

Fonte: O autor.

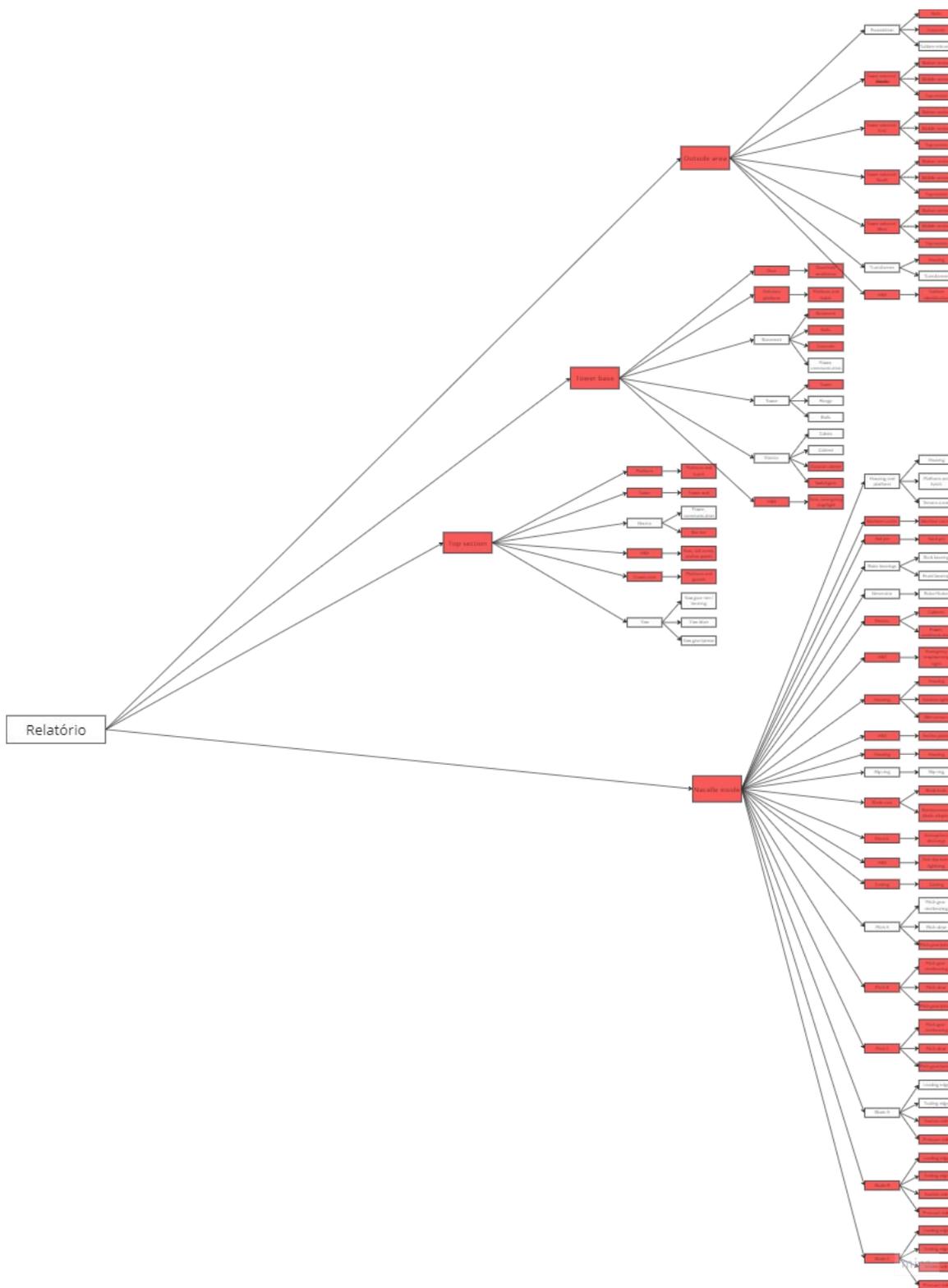
É estimado que o tempo médio de operação de uma turbina eólica seja de 20 anos (TOLMASQUIM, 2016). Ao analisar os dados apresentados na Tabela 8, no conjunto de turbinas instaladas nos anos 2000, 2001 e 2002, constatou-se que aproximadamente 56% delas já ultrapassaram o tempo médio de operação. Além

disso, estima-se que nos próximos 2 anos outros 10% das turbinas atinjam o fim de sua vida útil. Esses dados indicam a importância de considerar ações adequadas para os aerogeradores que chegam no fim de sua vida útil estimada.

Durante a seleção dos critérios e subcritérios baseados nos segmentos e itens dos relatórios, alguns deles foram excluídos conforme os critérios de importância. O Anexo 1 apresenta um quadro com os critérios e subcritérios excluídos ou agrupados, junto com o seu respectivo motivo.

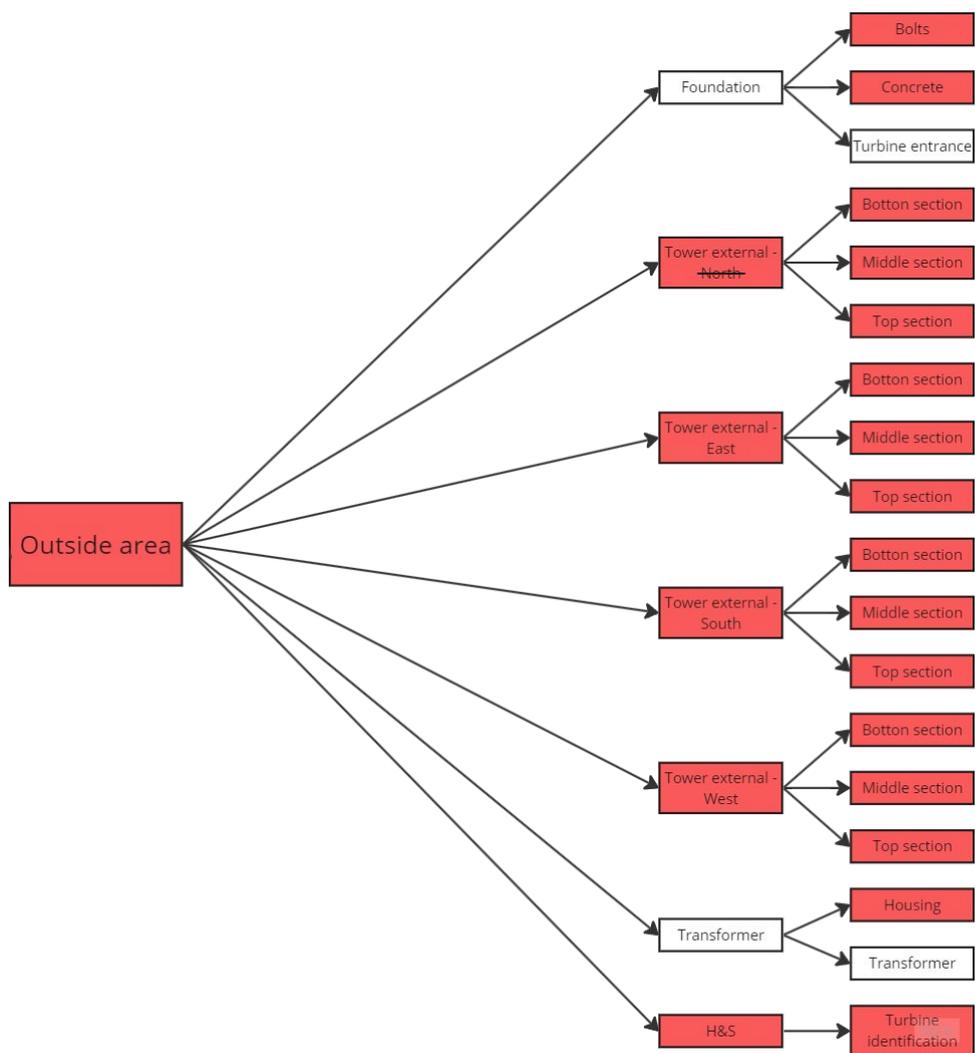
A Figura 22 apresenta o diagrama de blocos com todos os critérios e subcritérios tabelados, sendo que os itens em vermelho representam os que foram excluídos da análise.

Figura 22 – Diagrama de blocos de decisões de exclusão.



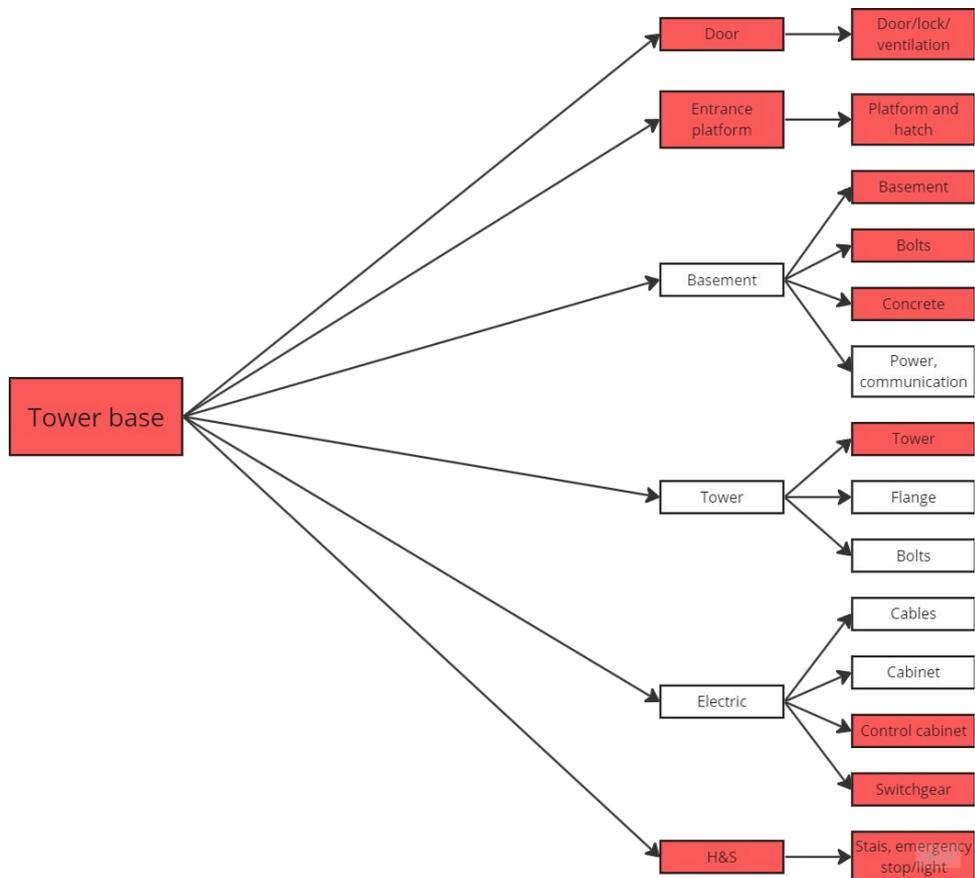
Fonte: O autor

Figura 23 - Diagrama de blocos de decisões de exclusão.



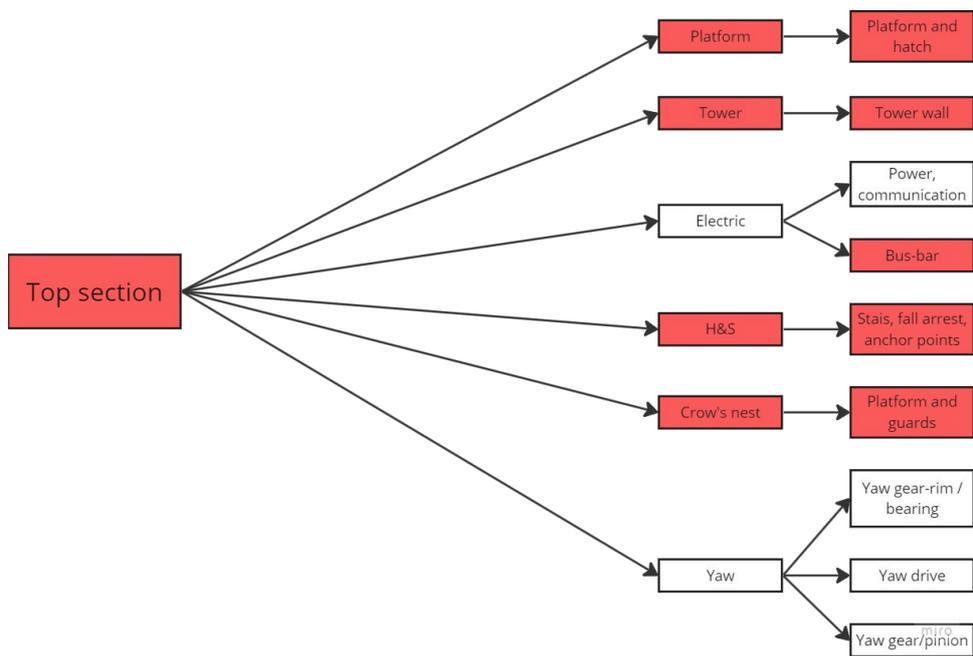
Fonte: O autor

Figura 24 - Diagrama de blocos de decisões de exclusão



Fonte: O autor

Figura 25 - Diagrama de blocos de decisões de exclusão



Fonte: O autor

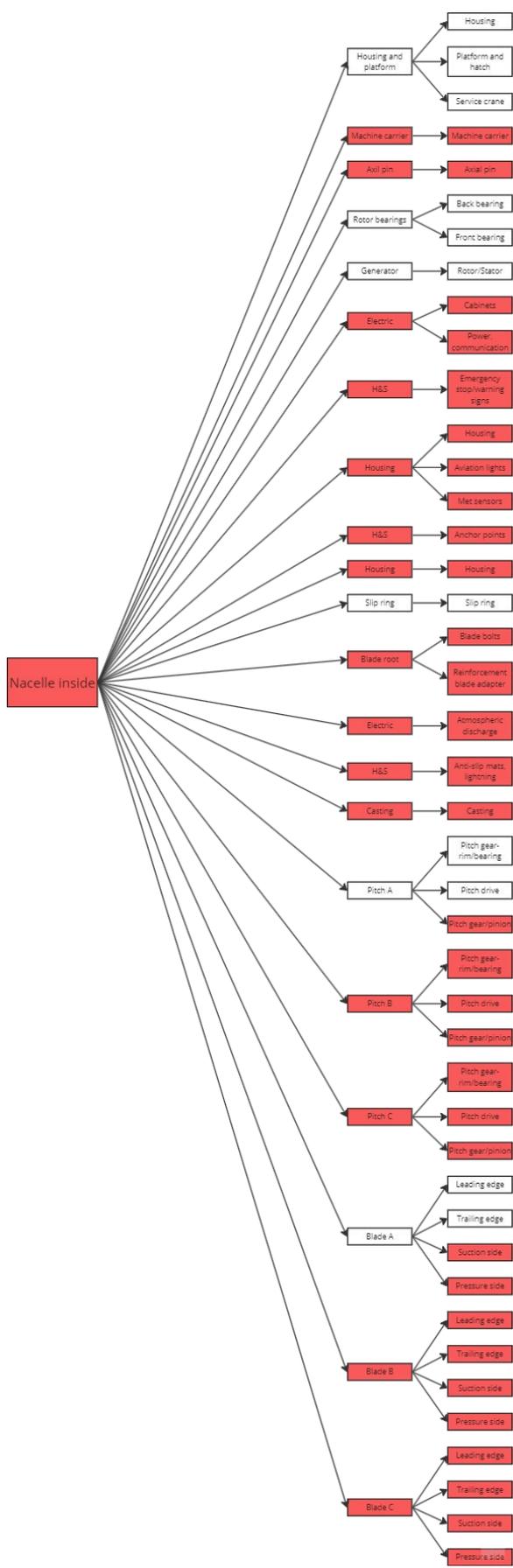
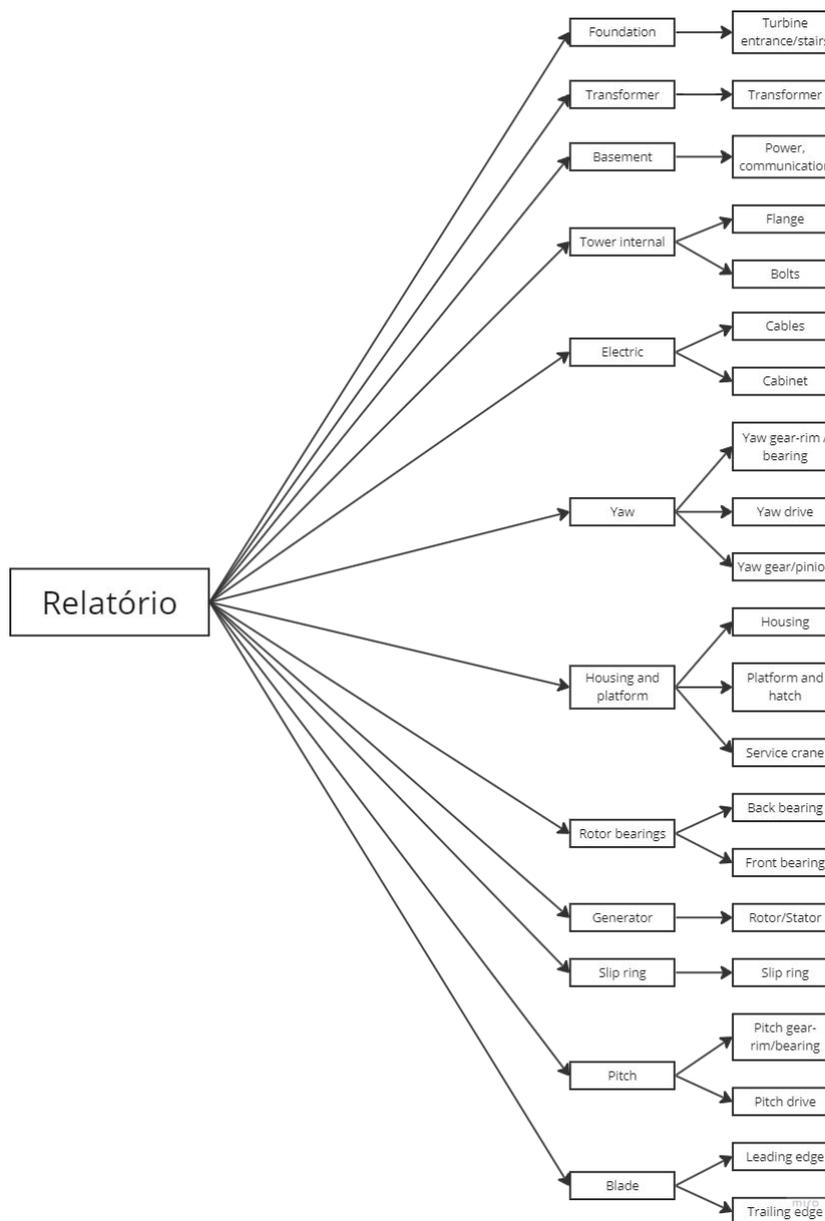


Figura 26 - Diagrama de blocos de decisões de exclusão

Fonte: O autor

Após as definições dos critérios e subcritérios mais relevantes, resultaram então em 12 critério e 21 subcritérios, como ilustra a Figura 27.

Figura 27 – Critérios e subcritérios adotados.



Fonte: O autor.

Para realizar o cálculo de peso entre os critérios, as comparações foram baseadas em (BRANDÃO, 2011) e estão representadas na Tabela 9.

Tabela 9 – Notas de comparação entre os critérios.

	Foundation	Transformer	Basement	Tower Internal	Electric	Yaw	Housing and platform	Rotor bearings	Generator	Slip Ring	Pitch bearing	Blade
Foundation	1	1/5	1	1/2	1/5	1/6	1/3	1/9	1/8	1/6	1/9	1/9
Transformer	5	1	5	3	1	1/3	4	1/5	1/4	1/3	1/5	1/5
Basement	1	1/5	1	1/2	1/5	1/6	1/3	1/9	1/8	1/6	1/9	1/9
Tower internal	2	1/3	2	1	1/4	1/5	1/2	1/8	1/7	1/5	1/8	1/8
Electric	5	1	5	4	1	1/2	3	1/4	1/3	1/2	1/4	¼
Yaw	6	3	6	5	2	1	4	1/3	1/2	1	1/3	1/3
Housing and Platform	3	¼	3	2	1/3	¼	1	1/6	1/5	1/4	1/6	1/6
Rotor bearings	9	5	9	8	4	3	6	1	2	3	1	1
Generator	8	4	8	7	3	2	5	½	1	2	1/2	½
Slip Ring	6	3	6	5	2	1	4	1/3	½	1	1/3	1/3
Pitch Bearing	9	5	9	8	4	3	6	1	2	3	1	1
Blade	9	5	9	8	4	3	6	1	2	3	1	1

Fonte: O autor.

Seguindo a metodologia, foi calculada a normalização para obtenção das prioridades de cada critério, obtendo os valores apresentados na Tabela 10. Assim, foram obtidos os valores de IC e IR.

Tabela 10 – Prioridade obtida para cada critério.

Critério	Prioridade
Foundation	1.40%
Transformer	4.89%
Basement	1.40%
Tower internal	1.96%
Electric	5.36%
Yaw	8.10%
Housing and Platform	2.81%
Rotor bearings	18.12%
Generator	11.84%
Slip Ring	7.87%
Pitch Bearing	18.12%
Blade	18.12%

Fonte: O autor.

Os valores obtidos na Tabela 10, indicam que os componentes que possuem maior quantidade de elementos rotativos, são os que obtiveram maior prioridade, são eles: *Rotor bearings* e *Pitch bearing*.

Além disso, a *Blade* obteve o mesmo peso dos critérios com elementos rotativos. Como citado por (COSTA, 2010), por ser um componente com alto desgaste pelo atrito constante com o vento, costuma apresentar problemas no decorrer dos anos de operação.

É possível observar que os componentes: Fundação, Fosso, Interior da torre e Alojamento e plataforma, foram os componentes que indicaram menor prioridade na escala para tomada de decisão final, indicando que os componentes relacionados com a construção civil, são aqueles que menos apresentam problemas.

No cálculo de prioridade, lambda (λ) resultou em 12,44, como a ordem da matriz "n" é 12, resultou em um IC de 0,04 (Eq. 3). O IR é dado pela ordem da matriz, que seguindo a Tabela 5, obtém-se um valor igual a 1,54.

Com os valores de IR e IC definidos é possível realizar o cálculo de consistência (Eq. 6). A razão obtida foi de 3% sendo considerada aceitável de acordo com (SAATY, 2008), assim é possível realizar o cálculo das prioridades finais, através da comparação entre alternativas em relação aos critérios adotados.

As alternativas adotadas foram:

1. Continuidade de operação;
2. Repotenciação;
3. Descomissionamento.

Considerando o mesmo grau de prioridade de valor 1 em todos os critérios, eles foram comparados isoladamente com as alternativas em matrizes de ordem 3, conforme exemplo da Tabela 11. Ao todo foram feitas 12 matrizes, para avaliar a prioridade final de cada alternativa, em relação a cada critério.

Tabela 11 – Cálculo das alternativas considerando o critério Transformer

Critério Transformer	Continuidade de operação	Repotenciação	Descomissionamento
Continuidade de operação	1	¼	4
Repotenciação	4	1	7
Descomissionamento	1/4	1/7	1

Ao final da comparação entre todos os critérios, foi realizado o cálculo da prioridade final (Tabela 12).

Tabela 12 – Cálculo das prioridades finais de acordo com Saaty.

Alternativas	Prioridade final
Continuidade de operação	24%
Repotenciação	68%
Descomissionamento	8%

Fonte: O autor.

De acordo com a aplicação da metodologia AHP, a opção de "Repotenciação" foi identificada como a melhor escolha para as turbinas eólicas analisadas. Essa opção obteve o maior valor de prioridade, alcançando 68% de importância na tomada de decisão.

A repotenciação pode ser considerada como a melhor alternativa, como sugerido pela maioria dos autores. Simões, Couto e Estanqueiro (2019) e Bona (2019) citam pontos positivos como:

- Melhor aproveitamento dos locais de instalação dos aerogeradores obtendo uma melhora do recurso energético por conta da instalação de turbinas mais eficientes, aumentando a rentabilidade econômica;
- Utilização das infraestruturas existentes como, subestação, ligações elétricas e acessos no interior do parque (em alguns casos pode ser necessário o alargamento dos acessos e a melhoria das subestações e ligações elétricas), sem necessidade de construção de novas;
- Aceitação da população, já que os habitantes locais estão familiarizados com a presença dos parques eólicos, tornando os projetos, bem aceitos pela população;
- Preservação de empregos locais e das receitas para os municípios;
- Aumento da confiabilidade dos aerogeradores, reduzindo os custos de manutenção;
- Menor impacto sonoro, já que alguns novos componentes das turbinas são mais silenciosos;

De acordo com Bona (2019), para efetuar a repotenciação cinco fatores são considerados cruciais:

- 1) Avanço tecnológico: quanto mais rápido os novos modelos de aerogeradores entram no mercado, maior o potencial de repotenciação, enquanto avanços mais lentos reduzem a sua viabilidade;

- 2) Recurso eólico: um bom recurso eólico, ou seja, ventos com altas velocidades e direção constante, garantem a viabilidade da geração de energia em um parque já instalado;
- 3) Preço de venda de energia: é talvez um dos fatores mais importantes, já que usinas eólicas que possuem contratos de venda de energia com valores mais baixos tendem a apresentar uma idade mais precoce para a repotenciação, ao passo que usinas com preço de venda maior, tendem a repotenciar mais tarde;
- 4) Custos de operação e manutenção: possivelmente tendem a reduzir com a repotenciação;
- 5) Potencial de economia: a repotenciação, em comparação a um projeto novo em outra localidade, visa sempre a possibilidade de economia e o aumento de ganhos.

Dessa maneira, a repotenciação traz diversos benefícios claros mostrando ser uma decisão correta para os aerogeradores que chegam no fim de sua vida útil.

Entretanto, ao aplicar a metodologia AHP foi necessário definir os pesos dos critérios, que podem ter sido calculados de forma parcial, por isso, para garantir que o peso atribuído aos critérios não interfere nos resultados, foi realizada uma análise de sensibilidade que considera todos os critérios com mesma prioridade, atribuindo-se o mesmo peso e garantindo uma avaliação imparcial.

Com base nesse contexto, a opção "Repotenciação" se destacou novamente como a melhor escolha, evidenciando sua superioridade em relação às demais opções.

Tabela 13 – Cálculo de prioridade com pesos iguais.

Alternativas	Prioridade final
Continuidade de operação	36%
Repotenciação	56%
Descomissionamento	8%

Fonte: O autor.

Considerando todos os pontos positivos e a confirmação da alternativa “repotenciação” como a melhor para extensão de vida útil Machuca (2016) destaca um fator limitante para a repotenciação, a questão das linhas de transmissão talvez

não serem suficientes para drenar toda a geração, sendo essa uma questão dependente das instalações de cada parque.

Tratando-se de rentabilidade, a operação contínua dos antigos parques é mais vantajosa que a sua repotenciação. Entretanto, outros estudos afirmam que parques com menos de 20 anos de operação ainda são capazes de gerar um fluxo de receita favorável por mais alguns anos (SANTOS, 2015). Dito isso, no mercado europeu, de 22 GW de projetos eólicos que atingiram 20 anos de operação, 18 GW tiveram sua continuidade de operação prolongada enquanto, 2 GW foram descomissionados e outros 2 GW foram repotenciados (WINDEUROPE, 2019)

As limitações encontradas para chegar ao resultado de repotenciação ao aplicar a metodologia AHP, deram-se pelo fato de não considerar os valores monetários de cada uma das alternativas. Ao considera-las acredita-se que a continuidade de operação tornar-se-ia a alternativa mais viável para uma grande parcela de aerogeradores, uma vez que essa opção não envolve investimentos diretos em troca de grandes componentes, mas sim um maior acompanhamento.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo aplicar uma metodologia de tomada de decisão baseada na análise dos componentes internos dos aerogeradores, a fim de determinar seu impacto na vida útil geral da turbina. Os dados utilizados foram obtidos a partir de 82 relatórios de inspeção eletromecânica fornecidos pela empresa 8.2 Renewable Energy.

Após a aplicação da metodologia AHP, constatou-se que a repotenciação é a opção mais vantajosa para os aerogeradores que atingem o fim de sua vida útil. Essa alternativa apresenta uma série de benefícios, incluindo o melhor aproveitamento dos locais de instalação, a preservação de empregos locais e o aumento da confiabilidade dos aerogeradores. A análise criteriosa, que considerou pesos diferenciados para cada critério, também apontou a repotenciação como a solução mais adequada para prolongar a vida útil desses equipamentos.

A repotenciação é considerada como a melhor alternativa para estender a vida útil dos aerogeradores por diversos autores. No entanto, alguns pontos limitantes devem ser levados em conta, como a capacidade estrutural do parque eólico em lidar com a geração adicional de energia, exigindo melhorias nas linhas de transmissão, acessos e subestações. O principal obstáculo para a opção de repotenciação está no investimento necessário, levando a indústria a priorizar a continuidade da operação dos aerogeradores existentes. Esses altos investimentos necessários levantam a questão de que a busca por redução desses custos tornaria essa opção mais amplamente aplicada no mercado.

Considerando a falta de estudos brasileiros abrangentes sobre esse tema, é recomendável realizar uma avaliação dos custos associados a cada uma das alternativas de extensão de vida útil, a fim de obter uma comparação mais precisa e informada. Isso permitirá uma análise mais abrangente e embasada para determinar a viabilidade econômica e a melhor opção para prolongar a vida útil dos aerogeradores, ficando como a principal recomendação para trabalhos futuros.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. **Energia Eólica os Bons Ventos do Brasil**. 2022. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 10 out. 2022.

ABB – Asea Brown Boveri. **Technical Application Papers: Wind power plants**. 13 ed. Bergamo, 2011. Disponível em: <<https://library.e.abb.com/public/92faf0c1913f5651c1257937002f88e8/1SDC007112G0201.pdf>>. Acesso em 2 dez 2022.

AREIAS, L. C.; MELOTTI, G.; SILVA, F. L. DA. MATERIAIS PARA A PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA. *In: Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciência dos Materiais (CBECIMAT)*, 20., Joinville, 2012.

BAÊNA, A. S. DE. **Análise de Temperaturas e Componentes para Controlo de Condição de Turbinas Eólicas**. 2016. Dissertação (Mestrado) - Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2016.

BANG, D. et al. Review of Generator Systems for Direct-Drive Wind Turbines. *In: European wind energy conference & exhibition*, Belgium, 2008.

BELTON, V.; STEWART, T. J. **Multiple Criteria Decision Analysis**. Boston, MA: Springer US, 2002.

BONA, J. C. DE. **Análise de cenários para repotenciação eólica no mercado brasileiro**. 2019. Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

BRANDÃO, R. F. M. Turbinas eólicas. Manutenção. **Neuro à Terra**, p. n. 8 (2011): Revista Técnico Científica (Segundo Semestre), 9 jun. 2011.

BRUNETTI, F., **Mecânica dos Fluidos**. 2. ed. São Paulo: Pearson, 2008.

BRUSH – BRUSH Electrical engineering. **BRUSH electrical history – a collection**. 2022. Disponível em: <<https://www.brushelctrichistory.com/windmill>>. Acesso em: 15 abr 2023.

CELESTINO, N. M.; CALILI, R. F.; LOUZADA, D. R. Método AHP para avaliação e escolha de fontes de geração para a segurança da expansão de energia – análise do caso do Nordeste Brasileiro. *In: 50º Simpósio Brasileiro em Pesquisa Operacional*, 50, Rio de Janeiro, 2018.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. 2017. Disponível em <http://www.observatoriodaenergiaeolica.ufc.br/publicacoes_tecnicas/atlas-do-potencial-eolico-brasileiro/>. Acesso em: 15 out 2022.

COSTA, D DOS S. **Estudo dos Componentes, Mecanismos de Controlo e Modelos Probabilísticos de Fiabilidade de Sistemas de Energia Eólica**. 2010. Dissertação (Mestrado) – Universidade da Beira Interior, 2010.

DUTRA, R. **Energia Eólica: Princípios e tecnologia**. Rio de Janeiro: CRESEB, 2008.

FARIAS, A. F. **O CICLO DE VIDA DE PARQUES EÓLICOS ONSHORE NO BRASIL: DA PROSPECÇÃO À DESATIVAÇÃO**. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2020.

GALINDO, J. **Uma abordagem sobre a implantação de sistemas energéticos solares e eólicos em Pernambuco**. 2007. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

HALL, R.; JOÃO, E.; KNAPP, C. W. Environmental impacts of decommissioning: Onshore versus offshore wind farms. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 83, p. 106404, 2020.

HART, E. et al. A review of wind turbine main bearings: design, operation, modelling, damage mechanisms and fault detection. **Wind Energy Science**, v. 5, n. 1, p. 105–124, 15 jan. 2020.

HAU, E. **Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics**. 3 ed. London: Springer Science & Business Media, 2013

IEA – International Energy Agency. **World Energy Outlook 2013**. Paris, 2013. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2013>>. Acesso em: 22 nov. 2022.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects** (A Global Energy Transformation paper). Abu Dhabi, 2019.

JANSSEN, R. On the use of multi-criteria analysis in environmental impact assessment in The Netherlands. **Journal of Multi-Criteria Decision Analysis**, v. 10, n. 2, p. 101–109, mar. 2001.

JAVARINI, N. S.; GOMES, V. A. D. P.; FREITAS, R. R. D. ANÁLISE DA APLICAÇÃO DO MÉTODO AHP EM INDICADORES DE POTENCIALIDADE NA IMPLANTAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS. **Brazilian Journal of Production Engineering - BJPE**, p. 17–30, 8 fev. 2021.

MACHUCA, M. N. **Análise ambiental, técnica e econômica da pós-operação de parques eólicos**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

MALEKI, H.; ZAHIR, S. A Comprehensive Literature Review of the Rank Reversal Phenomenon in the Analytic Hierarchy Process. **Journal of Multi-Criteria Decision Analysis**, v. 20, n. 3–4, p. 141–155, 2013.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind energy explained: theory, design and application**. 2. ed. John Wiley & Sons, 2009.

MARQUES, J. **Turbinas eólicas: Modelo, análise, e controle do gerador de indução com dupla alimentação**. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 30, n. 1, p. 1304.1-1304.13, 2008.

MUELLER, M.; POLINDER, H. **Electrical drives for direct drive renewable energy systems**. Philadelphia: Woodhead Publisher, 2013.

NIELSEN, J. S. et al. **Optimal Decision Making for Life Extension for Wind Turbines**. In: Proceedings of the 13th International Conference on Applications of Statistics and Probability in Civil Engineering (ICASP13). **Anais...**Korean Institute of Bridge and Structural Engineers, 2019.

OSMANBASIC, E. **The Future of Wind Turbines: Comparing Direct Drive and Gearbox**. Engineering, 2020. Disponível em: <<https://www.engineering.com/story/the-future-of-wind-turbines-comparing-direct-drive-and-gearbox>>. Acesso em: 10 mai. 2023.

PINTO, M. O. **Fundamentos de Energia Eólica**. 1 ed. Rio de Janeiro: Editora LTC, 2014.

PIRES, J.A. C. **Aerogerador com turbina de Eixo Vertical**. 2016. Tese (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Escola Superior de Tecnologia de Abrantes, Instituto Politécnico de Tomar, Abrantes, 2016.

POLINDER, H. **Overview of and trends in wind turbine generator systems**. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...** In: 2011 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. San Diego: IEEE, jul. 2011.

POLINDER, H. et al. Comparison of Direct-Drive and Geared Generator Concepts for Wind Turbines. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 21, n. 3, p. 725–733, set. 2006.

RUBERT, T.; MCMILLAN, D.; NIEWCZAS, P. A decision support tool to assist with lifetime extension of wind turbines. **Renewable Energy**, v. 120, p. 423–433, 2018.

SAATY, T. L. Decision making with the analytic hierarchy process. **International Journal of Services Sciences**, v. 1, n. 1, p. 83, 2008.

SAATY, T. L.; VARGAS, L. G. **Models, Methods, Concepts & Applications of the Analytic Hierarchy Process**. v. 175. Boston, MA: Springer US, 2012.

SANDIA – Sandia National Laboratories. **Vertical Axis Wind Turbine: The History of the DOE Program**. 2006.

SANTOS, A. C. et al. Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 41, p. 319–337, jan. 2015.

SANTOS, D. DA S. **DESCRIÇÃO DE ALGUNS FATORES RESPONSÁVEIS PELA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA: REGIME DOS VENTOS, ENERGIA DOS VENTOS, AEROGERADOR E PÁS**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Metalúrgica) - Departamento de Engenharia Metalúrgica e de Materiais, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

SHAFIEE, M.; ANIMAH, I. Life extension decision making of safety critical systems: An overview. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 47, p. 174–188, 2017.

SHENG, S. **Report on wind turbine subsystem reliability-a survey of various databases (presentation)**. Golden: National Renewable Energy Lab.(NREL), 2013.

SILVA, A. I. R. D. DA. **Análise da repotenciação de parques eólicos: estudos de casos no Brasil**. 2023. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2023.

SIMÕES, T.; COUTO, A.; ESTANQUEIRO, A. Contribuição da repotenciação de centrais eólicas para as metas do PNEC 2030. **Renováveis Magazine**, n. 38, p. 20-22, 2019.

SOUZA, M. C. O.; CORAZZA, R. I. Do Protocolo Kyoto ao Acordo de Paris: uma análise das mudanças no regime climático global a partir do estudo da evolução de perfis de emissões de gases de efeito estufa. **Desenvolvimento e Meio Ambiente**, v. 42, 24 dez. 2017.

SVENSSON, H. **Design of foundations for wind turbines**. Lund: Wallin & Dalholm Digital AB, 2010.

TERCIOTE, R. Eficiência energética de um sistema eólico isolado. *In*: **ANAIS DO 4º ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL**, 4., Campinas, 2002. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC000000022002000100056&lng=en&nrm=abn>. Acesso em: 19 abr 2023.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016.

TRIANTAPHYLLOU, E.; MANN, S. H. USING THE ANALYTIC HIERARCHY PROCESS FOR DECISION MAKING IN ENGINEERING APPLICATIONS: SOME CHALLENGES. **International Journal of Industrial Engineering: Applications and Practice**, v. 2, n. 1, p. 35–44, 1995.

VAIDYA, O. S.; KUMAR, S. Analytic hierarchy process: An overview of applications. **European Journal of Operational Research**, v. 169, n. 1, p. 1–29, fev. 2006.

WENZEL, G. M. **Análise numérica da esteira de turbinas eólicas de eixo horizontal: estudo comparativo com modelos analíticos**. 2010. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

WINDEUROPE. **Wind energy in europe in 2019—trends and statistics**. Brussels: Wind Europe, 2020.

WU, B. **Power conversion and control of wind energy systems**. Piscataway: Wiley IEEE Press, 2011.

XIA, S. et al. Impacts of Integration of Wind Farms on Power System Transient Stability. **Applied Sciences**, v. 8, n. 8, p. 1289, 2 ago. 2018.

ZIEGLER, L. et al. Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 1261–1271, fev. 2018.

ANEXO 1 – Critérios e subcritérios excluídos

No Quadro 1 constam os segmentos e itens excluídos ou agrupados para aplicação da metodologia AHP, assim como seu motivo de exclusão/agrupamento.

Quadro 1 - Segmentos e itens excluídos e o motivo de exclusão.

Critério	Subcritério	Exclusão	Agrupamento	Motivo
Foundation	Bolts	X		Alta quantidade de “Não avaliado”, número baixo de problemas identificados e baixo impacto de significância.
	Concrete	X		Número baixo de problemas identificados e baixo impacto de significância.
Tower external	Botton section	X		Número baixo de problemas identificados e baixo impacto de significância.
	Middle section	X		Número baixo de problemas identificados e baixo impacto de significância.
	Top section	X		Número baixo de problemas identificados e baixo impacto de significância.
Transformer	Housing	X		Alta quantidade de “Não avaliado”, número baixo de problemas identificados e baixo impacto de significância.
H&S	Turbine identification	X		Os itens de H&S foram excluídos pelo seu baixo impacto de significância.
Door	Door/lock/ventilation	X		Baixo impacto de significância.
Entrance platform	Platform and hatch		X	Agrupamentos de todas as plataformas em um único critério
Basement	Basement	X		Número baixo de problemas identificados e baixo impacto de significância.
	Bolts	X		Baixo impacto de significância.
	Concrete	X		Alta quantidade de “Não avaliado” e baixo impacto de significância.
Tower	Tower	X		Número baixo de problemas identificados e baixo impacto de significância.
Electric	Control cabinet		X	Problemas relacionados com H&S.
	Switchgear	X		Alta quantidade de “Não avaliado” e número baixo de problemas identificados
H&S	Stais, emergency stop	X		Os itens de H&S foram excluídos pelo seu baixo impacto de significância.
Platform	Platform and hatch		X	Agrupamentos de todas as plataformas em um único critério
Tower	Tower wall	X		Número baixo de problemas identificados e baixo impacto de significância.
Electric	Bus bar	X		Alta quantidade de “Não avaliado” e baixo impacto de significância.
H&S	Stairs, fall arrest, emergent light	X		Os itens de H&S foram excluídos pelo seu baixo impacto de significância.
Crow's nest	Platform and guards	X		Agrupamentos de todas as plataformas em um único critério

Machine carrier	Machine carrier	X		Baixo impacto de significância.
Axial pin	Axial pin	X		Número baixo de problemas identificados.
Electric	Cabinets		X	Agrupamento de todos os problemas elétricos em um único critério.
	Power communication		X	Agrupamento de todos os problemas elétricos em um único critério.
H&S	Emergency stop, warning signs	X		Os itens de H&S foram excluídos pelo seu baixo impacto de significância.
Housing	Housing		X	Baixo impacto de significância.
	Aviation lights	X		Baixo impacto de significância.
	Met sensors	X		Baixo impacto de significância.
H&S	Anchor points/hazars	X		Os itens de H&S foram excluídos pelo seu baixo impacto de significância.
Housing	Housing		X	Baixo impacto de significância.
Blade root	Blade bolts	X		Número baixo de problemas identificados
	Reinforcement blade adapter	X		Número baixo de problemas identificados
Electric	Atmospheric discharge		X	Agrupamento de todos os problemas elétricos em um único critério.
H&S	Anti-slip mats, lightning	X		Os itens de H&S foram excluídos pelo seu baixo impacto de significância.
Casting	Casting	X		Baixo impacto de significância.
Pitch A, B e C	Pitch gear-rim/bearing		X	Soma das condições de todas os Pitches em um único critério.
	Pitch drive		X	Soma das condições de todas as Pitches em um único critério.
	Pitch gear/pinion	X		Número baixo de problemas identificados
Blade A, B e C	Leading edge	X		Soma das condições de todas as Blades em um único critério.
	Trailing edge	X		Soma das condições de todas as Blades em um único critério.
	Suction side		X	Número baixo de problemas identificados
	Pressure side		X	Número baixo de problemas identificados

Fonte: O autor.