

Instituto Politécnico de Viseu

Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu

Luís Filipe Cardoso Loureiro

Cálculo das emissões indiretas de CO₂eq/kWh da
geração eólica

Dissertação de Mestrado
Engenharia Electrotécnica - Energia e Automação Industrial

Professor Doutor Joaquim Delgado



Dezembro de 2021

"Time stays long enough for anyone who will use it"

Leonardo da Vinci

RESUMO

O trabalho desenvolvido e exposto nesta dissertação teve por objetivo fundamentar de forma rigorosa a ideia de que – as energias renováveis não são responsáveis por emissões de CO₂ – não é de todo correta. Ele incide apenas sobre a fonte de energia eólica e embora a captura e conversão desta em eletricidade constitua uma alternativa cada vez mais competitiva e amiga do ambiente constataremos no final o valor aproximado das emissões indiretas de CO_{2eq} por cada kWh de eletricidade produzido.

O estudo iniciou-se com uma caracterização pormenorizada do recurso eólico, o vento, como fonte de energia natural e renovável, dando especial ênfase à sua quantificação ou intensidade em cada local, em termos de número de horas, de velocidade e do tipo de escoamento. Seguindo-se uma análise da evolução histórica das tecnologias utilizadas na sua captura desde a idade média até ao início dos anos 80, período a partir do qual foi intensificada a investigação com vista a maximizar os benefícios da sua exploração.

Analisa-se depois as principais tecnologias de captura de energia eólica hoje em uso, que assentam em turbinas de eixo horizontal e de eixo vertical, as máquinas elétricas utilizadas na conversão de energia mecânica em elétrica, os sistemas de controlo e todos os outros principais componentes.

Com a edificação de uma instalação para captura de energia eólica há inevitavelmente emissões devidas ao fabrico dos componentes e demais atividades envolvidas. As emissões associadas a cada dependem da sua constituição, da quantidade e diversidade de materiais, da distância de onde provém, do tipo de transporte utilizado, entre outros. A sua contabilização exaustiva é do âmbito do *Bill of Material* (BOM), onde é feita uma lista dos materiais e componentes envolvidos para termos um aerogerador ou parque eólico pronto a entrar em operação e também do *Life Cycle Assessment* (LCA), onde são quantificados os impactes ambientais associados a todas as etapas do ciclo de vida do parque eólico.

Na sequência da contabilização das emissões de CO₂ associadas a cada material utilizado, ao seu transporte, instalação e manutenção durante o tempo de vida útil, é possível calcular as emissões totais de CO_{2eq} por MW instalado.

Adicionalmente, para cada localização é possível quantificar o potencial de geração de energia eólica em MWh por MW instalado, tendo por base o fator de capacidade que depende do número de horas de disponibilidade do recurso eólico, e calcular depois as emissões indiretas médias de CO_{2eq} por cada kWh gerado, dividindo as emissões totais pela produção total de energia.

O valor CO_{2eq}/kWh encontrado reflete assim as emissões indiretas, e reais, associadas a produção de eletricidade com base no recurso eólico.

ABSTRACT

The work developed in this dissertation aimed to refute the prevalent idea that renewable energies are not responsible for CO₂ emissions. This work focused solely on the source of wind energy. Although capturing and converting wind energy into electricity is an increasingly competitive and environmentally friendly alternative, this work revealed there are indirect CO_{2eq} emissions for each kWh of electricity produced by wind turbines.

The study began with a detailed characterization of the wind as a source of natural and renewable energy, with special emphasis on its quantification or intensity at each location, in terms of number of hours, speed and type of flow. This is followed by an analysis of the historical evolution of the technologies used in the capture of wind from the Middle Ages to the beginning of the 1980s, a period during which research was intensified to maximize the exploitation of wind energy.

The study then analyzes the main wind energy capture technologies in use today, which are based on horizontal axis and vertical axis turbines. These include electrical machines used in the conversion of mechanical energy into electrical energy, control systems and all the other main components.

With the construction of an installation to capture wind energy, there are inevitably emissions due to the manufacture of components and other activities involved. The emissions associated with each depend on its constitution, the quantity and diversity of materials, the distance from which it comes, the type of transport used, among others. An exhaustive accounting can be found within the Bill of Material (BOM), where a list of the materials and components involved in order to prepare a wind turbine or wind farm ready to go into operation. Another source used in this study was the Life Cycle Assessment (LCA), where the environmental impacts associated with all stages of the wind farm's life cycle are quantified.

Following the accounting of CO₂ emissions associated with each material used, its transport, installation and maintenance during its useful life, it is possible to calculate the total CO_{2eq} emissions per MW installed.

Additionally, for each location it is possible to quantify the wind power generation potential in MWh per MW installed, based on the capacity factor that depends on the number of hours of availability of the wind resource. The next step is to calculate the average indirect CO_{2eq} emissions per each kWh generated, dividing the total emissions by the total energy production.

The study showed that using this method the CO_{2eq}/kWh value found reflects the indirect and actual emissions associated with the production of electricity based on the wind resource.

PALAVRAS-CHAVE

Energias Renováveis
Energia eólica
Aerogerador
Bill of Material (BOM)
Life Cycle Assessment (LCA)
Potencial de geração eólica
Emissões indiretas
Emissões CO_{2eq}

KEY WORDS

Renewable energy
Wind energy
Wind turbine
Bill of Material (BOM)
Life Cycle Assessment (LCA)
Wind generation potential
Indirect emissions
CO_{2eq} emissions

AGRADECIMENTOS

A realização desta dissertação não teria o mesmo curso sem todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para o seu desenvolvimento.

Não posso deixar de manifestar o meu profundo reconhecimento a todos que me ajudaram e encorajaram, em especial ao Professor Doutor Joaquim Delgado, pela sua amabilidade com que se prontificou para orientar a dissertação, revelando-se sempre disponível. A sua experiência, valiosa orientação e correções, foram sem dúvida determinantes para a realização deste trabalho.

Aos amigos, Fábio, Mário, Tânia e Deborah, que são a minha família nos Estado Unidos da América, por toda a ajuda, apoio e compreensão.

Pelo seu apoio incondicional, um agradecimento muito especial à minha família.

ÍNDICE GERAL

ÍNDICE GERAL	xv
ÍNDICE DE FIGURAS	xvii
ÍNDICE DE TABELAS	xix
ABREVIATURAS E SIGLAS	xxi
1. Introdução	1
2. Captura de energia a partir da fonte eólica	5
2.1 O que é o vento?	5
2.2 Velocidade do vento sobre a superfície terrestre	6
2.3 Potencial comparativo com outras FER	8
2.4 Evolução das tecnologias utilizadas para o aproveitamento eólico	13
2.5 Estado atual da penetração das energias renováveis	16
3. Tecnologias para captura de energia eólica	21
3.1 Diferentes tipos de aerogeradores	21
3.2 Conversão de energia mecânica em elétrica	26
3.2.1 Aerogeradores que operam com velocidade fixa	27
3.2.2 Aerogeradores que operam com velocidade variável	29
3.3 Sistemas de controlo	32
3.4 Principais componentes nos aerogeradores hoje predominantes	35
4. Emissões de CO ₂ médias por MW instalado	39
4.1 Conceitos de <i>Bill-Of-Materials</i> e de <i>Life Cycle Assessment</i>	39
4.2 Descrição do Caso Estudo – Parque Eólico de Lagoa Funda	41
4.3 <i>Bill-Of-Materials</i> da instalação	43
4.3.1 Distribuição dos materiais que constituem o sistema parque eólico	44
4.4 <i>Life Cycle Assessement</i>	47
4.4.1 Emissões de CO ₂ associadas ao fabrico dos componentes	48
4.4.2 Emissões de CO ₂ associadas ao transporte e instalação	50
4.4.3 Emissões de CO ₂ associadas à operação e manutenção do parque eólico	55

4.4.4	Emissões de CO ₂ associadas ao desmantelamento no fim do ciclo de vida do parque eólico.....	57
4.5	Cálculo das emissões de CO ₂ por MW instalado	58
5.	Potencial de geração eólica por MW instalado.....	61
5.1	Fator de capacidade de geração eólica.....	61
5.2	Fator de capacidade de geração eólica do Parque de Lagoa Funda.....	64
6.	Emissões indiretas médias de CO _{2eq} por kWh gerado.....	67
7.	Conclusão	71
	Referências	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Direções e velocidades dos ventos no planeta. Fonte: [6].	6
Figura 2 - Direções predominantes dos ventos na Terra. Fonte: [8].	7
Figura 3 - Densidade espectral de energia. Fonte: [9].	8
Figura 4 - Potencial comparativo das energias renováveis. Fonte: [10].	9
Figura 5 - Evolução na geração de energia renovável de 2010-2025. Fonte: [11].	9
Figura 6 - Captura de energia mecânica a partir de um fluxo de ar [12].	10
Figura 7 - Obstrução do vento por um edifício ou árvore de altura H. Fonte: [14].	12
Figura 8 - Efeito esteira criado pelas turbinas tradicionais [15].	13
Figura 9 - Moinho de vento para moagem de cereais. Fonte: [16].	14
Figura 10 - Sistema de bombagem na Holanda. Fonte: [Captura pessoal - Março de 2018].	14
Figura 11 - Sistema de bombagem de água no Texas. Fonte: [Captura pessoal - Março de 2021].	15
Figura 12 - Turbinas eólicas atuais. Fonte: [Captura pessoal no Texas (USA) - outubro 2020].	16
Figura 13 - Partilha de mercado entre as diversas fontes de energia em 2018. Fonte: [19].	17
Figura 14 - Capacidade global eólica instalada e incrementos de 2009 a 2019. Fonte: [19].	18
Figura 15 - Total de capacidade energia instalada 2019-25 [11].	18
Figura 16 - Evolução na geração de eletricidade por tipo e fonte de energia primária [20].	19
Figura 17 - Classificação das turbinas eólicas.	21
Figura 18 - Turbinas de eixo vertical <i>Darrieus</i> (esquerda) e <i>Savonius</i> (direita). Fonte: [21].	22
Figura 19 - Turbina de eixo horizontal. Fonte: [Captura pessoal, Tafila, Jordânia, agosto 2019].	23
Figura 20 - Curvas características C_p - TSR para diferentes turbinas eólicas. Fonte: [22].	24
Figura 21 - Forças aerodinâmicas exercidas numa pá. Adaptado de [23].	25
Figura 22 - Curva de potência de uma turbina de 3MW. Adaptada de [24].	26
Figura 23 - Evolução do tamanho e da potência dos aerogeradores desde 1980. Fonte: [25].	27
Figura 24 - Tipologia de turbina que opera com velocidade fixa. Fonte: [22].	28
Figura 25 - Aerogerador sem caixa de velocidades (<i>Direct Drive</i>) e com alternador de ímanes permanentes. Fonte: [27].	30
Figura 26 - Topologia de gerador eólico com alternador de ímanes permanentes. Fonte: [22].	30
Figura 27 - Topologia com gerador de indução duplamente alimentado. Fonte: [22].	32
Figura 28 - Configurações <i>Upwind</i> e <i>Downwind</i> . Fonte: [28].	33
Figura 29 - Controlo <i>Yaw</i> para turbinas <i>Upwind</i> . Adaptado de [29].	33
Figura 30 - Curva de potência para <i>Passive Stall Control</i> , <i>Pitch Control</i> e <i>Active Stall Control</i> . Fonte: Adaptada de [30].	34
Figura 31 - Componentes de um aproveitamento eólico. Fonte: [32].	36

Figura 32 - Representação dos componentes de uma turbina eólica. Adaptado de [34 e 12].	37
Figura 33 - Componentes de um aerogerador com caixa de velocidades. Adaptado de [35].	38
Figura 34 - Componentes de um aerogerador sem caixa de velocidades (<i>Direct Drive</i>). Adaptado de [36].	38
Figura 35 - Ciclo de Vida de um produto. Fonte: Adaptada de [41].	40
Figura 36 - Diagrama geral do sistema. Adaptada de [43].	41
Figura 37 - Distribuição da massa de cada subcomponente do parque eólico de 12MW.	46
Figura 38 - Etapas do ciclo de vida. Adaptado de [48].	47
Figura 39 - Peso das emissões de cada etapa do ciclo de vida.	58
Figura 40 - Fator de capacidade de geração anual para diferentes tecnologias. Fonte: [66].	61
Figura 41 - Distribuição das Horas de Produção Equivalente de janeiro/2020 a janeiro/2021. Fonte: [67].	62
Figura 42 - Distribuição das emissões CO _{2eq} pelas diferentes fases.	67
Figura 43 - Vida útil de um aerogerador. Adaptada de: [70].	68

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Valores de velocidade tangencial e angular para vários tipos de turbina.....	25
Tabela 2 - Parque eólico <i>onshore</i> de 12 MW.....	42
Tabela 3 - <i>Bill-Of-Materials</i> para um parque eólico com aerogeradores Vestas V90-2.0MW.	43
Tabela 4 - Lista e quantidade de materiais do parque eólico de 12MW (com seis aerogeradores Vestas V90-2.0MW).....	45
Tabela 5 - Emissões de CO ₂ totais do parque eólico de 12 MW.....	49
Tabela 6 - Emissões totais de CO ₂ decorrentes do transporte de matérias-primas e grandes componentes até às fábricas Vestas.	50
Tabela 7 - Transporte dos componentes desde as fábricas da Vestas até ao local do parque. .	51
Tabela 8 - Emissões de CO ₂ decorrentes do transporte de todos os componentes do parque eólico até ao local de instalação.....	52
Tabela 9 - Emissões CO ₂ associadas à preparação e instalação do parque eólico.	54
Tabela 10 - Emissões de CO ₂ totais associadas ao transporte para manutenção do parque ao longo da sua vida útil.	55
Tabela 11 - Emissões de CO ₂ associadas aos consumíveis do parque ao longo da sua vida útil.	56
Tabela 12 - Tratamento de fim de vida dos componentes de um aerogerador.....	57
Tabela 13 - Emissões totais de CO _{2eq} /Ton.	58
Tabela 14 - Fator de capacidade de geração eólica em Portugal.....	63
Tabela 15 - Fator de capacidade e produção do Parque Eólico de Lagoa Funda.	64
Tabela 16 - Fator de capacidade e produção do Parque Eólico da Serra Bornes.	65

ABREVIATURAS E SIGLAS

FER	Fontes de Energia Renovável
TIC	Tecnologias da informação e comunicação
PA	Pressão Atmosférica
FV	Fotovoltaica
PPA	<i>Power Purchase Agreements</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
DFIG	<i>Doubly Feed Induction Generator</i>
ACV	Análise do Ciclo de Vida
LCA	<i>Life-Cycle Assessment</i>
BOM	<i>Bill of Materials</i>
I&D	Investigação e Desenvolvimento
AT	Alta Tensão
LGWL	<i>Low GroundWater Level</i>
HGWL	<i>High GroundWater Level</i>
PCB	<i>Printed Circuit Board</i>
USA	United States of America
HPE	Horas de Produção Equivalente
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
DNV	<i>Det Norske Veritas</i>

1. Introdução

A descarbonização está na ordem do dia como estratégia para combater o aquecimento global e tentar inverter o curso das alterações climáticas a que temos vindo a assistir. Esta assenta numa mudança do paradigma energético ainda predominante, baseado em fontes de energia fóssil e caracterizado por elevadas taxas de emissão de gases de efeito de estufa e particularmente de dióxido de carbono (CO₂), para outro suportado na captura de fontes de energia renovável (FER).

Nesta transição, devido à natureza distribuída e mais próxima dos locais de consumo, as FER de maior potencial (solar, eólica, hídrica e biomassa) têm vindo a ser cada vez mais exploradas. Constatam-se que a maioria das tecnologias utilizadas na captura da energia disponível na natureza efetuam a sua conversão em eletricidade que é injetada nas redes de transporte para a fazer chegar às cargas. Com o crescimento da componente renovável no *mix* de geração aumenta também o peso do vetor eletricidade (fluxo de eletrões) como portador de energia, num movimento denominado por *emergência da economia dos eletrões*, por oposição ao modo tradicional de transporte de energia por via química através de moléculas de hidrocarbonetos. Esta mudança caracteriza-se ainda por uma crescente desmaterialização na energia uma vez que os hidrocarbonetos têm massa e são transportados com velocidade lenta desde os jazigos onde se encontram até onde vão ser consumidos por combustão emitindo gases. Como os eletrões não têm massa, com eletricidade o transporte de energia processa-se à velocidade da luz, de forma muito mais eficiente e com emissões nulas ou muito reduzidas no local de consumo [1].

Esta mudança tem vindo a acontecer e em 2020 o contributo das FER era já da ordem dos 20% do consumo global de energia, sendo 80% ainda supridos por energia de origem fóssil. São apenas cinco domínios onde consumimos energia: (i) acionamento mecânico, (ii) iluminação, (iii) geração de calor, (iv) alimentação das TIC e (v) transporte de informação; e constata-se que estes são suportados cada vez mais por tecnologias alimentadas exclusivamente por eletricidade. Se essa for, como foi referido acima, produzida cada vez mais com FER e com menores emissões de CO₂, assistiremos também por essa via à progressiva descarbonização da economia. Estimativas realistas apontam para que em 2050 os consumos se situem em torno dos 50% para cada tipo de fonte e de que no final do século XXI possa ser alcançada a descarbonização completa [2].

Motivação e objetivos

Com a emergência do paradigma energético assente no uso do vetor eletricidade e de novos setores grandes consumidores, como o da mobilidade elétrica, é ainda demasiado frequente ver escrito e ouvir dizer que as tecnologias que utilizam exclusivamente eletricidade têm *emissões zero*; bem como omitir que a eletricidade produzida a partir das FER não tem emissões de CO₂. Estas afirmações não são – de todo – corretas. As FER *per se* não têm efetivamente emissões na sua origem uma vez que são fontes de energia naturais. Mas a edificação das infraestruturas requeridas para a captura, o transporte e/ou o armazenamento da energia obtida através delas envolvem um conjunto de atividades onde se incluem a longa investigação por equipas multidisciplinares, a exploração de matérias-primas, múltiplas indústrias transformadoras, transportes, equipamentos auxiliares, etc. que ocorrem até que os parques fiquem disponíveis para a captura da energia das FER. Cada uma dessas etapas implica o dispêndio de quantidades significativas de energia de várias origens, sendo ainda predominante para muitas a fonte fóssil e são responsáveis por emissões de CO₂ [3]. Para cada instalação de captura de FER há inevitavelmente emissões de CO₂ que ocorrem antes da sua entrada em serviço. Com o início da exploração essas, mais as que venham a ocorrer devidas às funções de operação e de manutenção, vão ser “diluídas” pelos kWh gerados ao longo do seu ciclo de vida sendo contabilizadas como emissões indiretas. Comparativamente com as tecnologias tradicionais, as tecnologias de geração a partir das FER estão associadas a menores emissões de CO₂ mas que não são nunca nulas.

O objeto do trabalho descrito nesta dissertação é o de analisar em profundidade esta problemática e encontrar valores médios das emissões de CO₂ indiretas para as tecnologias de geração com base na fonte eólica, de modo a dar resposta objetiva à questão enunciada no seu título e que é o “*Cálculo das emissões indiretas de CO₂eq/kWh da geração eólica*”.

Organização do trabalho

Este documento está estruturado em 7 capítulos. Neste primeiro é efetuada uma contextualização do tema, desmistificada a afirmação de que a captura de energia a partir de fontes renováveis não tem associadas emissões de CO₂ e apontada a necessidade da sua contabilização em todas as análises do uso da energia.

No **capítulo 2** faz-se uma abordagem cronológica sobre o uso da energia eólica, começando por caracterizar *o que é o vento*, do seu potencial comparativo com outras FER, tipologia da sua distribuição à superfície terrestre e das tecnologias utilizadas em cada período da História para o seu aproveitamento. Analisam-se também as motivações e os progressos observados desde os anos 80's do século XX nas tecnologias da sua captura, terminando com uma abordagem da sua expansão e da evolução dos preços.

No **capítulo 3** analisa-se com alguma profundidade o estado da arte nas tecnologias de captura de energia eólica, onde se expõem as tipologias de geradores utilizados quanto à sua arquitetura (de eixo horizontal ou eixo vertical), número de pás, sistemas de controlo para maximizar a captura da energia pela turbina e, por fim, faz-se um levantamento dos principais agrupamentos de componentes nos aerogeradores e dos tipos de parques eólicos hoje predominantes.

No **capítulo 4** são abordados os conceitos de *Bill of Materials* (BOM) e de *Life-Cycle Assessment* (LCA) para os componentes envolvidos na cascata das tecnologias de captura de energia eólica mais relevantes, desde o local de captura (*onshore* ou *offshore*); sintetizando os resultados desse estudo em tabelas de emissões por família de materiais utilizados e com base nessas chegar-se-á ao valor das emissões de CO₂ associadas a cada material utilizado, bem como, o cálculo das emissões médias em quilogramas de CO₂ por MW instalado.

No **capítulo 5** é efetuado um estudo do potencial de geração de energia de origem eólica ao longo de um ano e do ciclo de vida estimado para uma dada tecnologia, por MW instalado, em função da localização da instalação. São encontrados valores médios das taxas de disponibilidade e de geração efetiva de energia em MWh por MW de potência instalada.

No **capítulo 6** serão expostos os cálculos das emissões indiretas médias de CO_{2eq} por kWh gerado, tendo por base as emissões médias de CO₂ calculadas por MW de potência eólica instalada (encontradas no Capítulo 4) e da geração de eletricidade média em MWh por MW instalado ao longo do seu período de vida útil (encontradas no Capítulo 5).

E no **capítulo 7** são expostas as conclusões gerais do trabalho e apontadas algumas direções de aprofundamento em trabalhos futuros.

2. Captura de energia a partir da fonte eólica

A energia eólica ou do vento constitui, a par da biomassa e da energia hídrica, uma das fontes de energia mais antigas exploradas pelo Homem. Com efeito até à primeira revolução industrial, ocorrida no início do século XVIII, a energia do vento foi amplamente utilizada na propulsão de navios, no acionamento de moinhos de cereais, em sistemas de bombagem de água, etc. Com a chegada dos motores térmicos, primeiro a máquina a vapor e depois o motor de combustão interna, o seu uso foi drasticamente reduzido devido a esses possibilitarem dispor de uma fonte de energia mecânica no local onde era necessária, compacta e controlável. Contribuíram também para o grande sucesso das tecnologias de combustão o baixo custo da energia de origem fóssil, de início abundante e o desconhecimento das consequências das emissões da sua utilização. Durante o século XX, com a grande expansão no consumo de energia de origem fóssil pela humanidade, emergem tensões geopolíticas devidas à crescente escassez de algumas fontes e severas consequências ambientais atribuídas ao seu uso; que levam o Homem a voltar-se para a exploração das denominadas fontes de energia “alternativas” (às fontes fósseis) mas que são na verdade as fontes originárias.

2.1 O que é o vento?

O vento é ar em movimento. E o que é o ar? O ar é o elemento que integra a camada que envolve a Terra e que designamos por atmosfera. No âmbito da energia eólica quando falamos do ar há que explicitar a sua composição, o que é a pressão atmosférica (PA) e a sua densidade. O ar é composto por uma mistura de gases (78% de Azoto, 21% de Oxigénio e 1% de outros como CO₂, Hélio, Árgon, Néon, Radão, Criptón, Xénon e vapor de água) [4]. A PA quantifica o peso de uma coluna de ar com a altura da espessura da atmosfera sobre uma superfície de área unitária. O seu valor está relacionado com a força da gravidade sobre as suas moléculas e depende da altitude no ponto de medição e da temperatura do ar. Quando a temperatura se eleva, as moléculas afastam-se, o ar fica menos denso e a PA diminui. A PA é máxima ao nível do mar e a sua unidade de medida é a Atmosfera (Atm) que é de aproximadamente 1 kgf/cm², 1 Bar ou 101 kPa e vai diminuindo como o aumento da altitude. A densidade do ar (ρ) exprime-se em quilogramas por metro cúbico e depende dos parâmetros expostos na expressão (1) [5].

À superfície do mar onde a PA é de aproximadamente 101 kPa e à temperatura ambiente (293 K), a densidade do ar é máxima e o seu valor próximo de 1,3 kgf/m³. Pela expressão (1)

constatamos que o valor de ρ diminui com o aumento da altitude (que se manifesta na diminuição da P) e com o aumento da temperatura T .

$$\rho = 1,2929 \times \left(\frac{273,15}{273,15+T} \right) \times \left(\frac{P}{1,01325 \times 10^5} \right) \quad (\text{kgf/m}^3) \quad (1)$$

Onde,

ρ = densidade do ar à temperatura T e pressão P (em kgf/m^3)
 T = Temperatura do ar (em K)
 P = Pressão atmosférica (em Pa)

2.2 Velocidade do vento sobre a superfície terrestre

Devido à exposição do ar a variações térmicas permanentes, a sua densidade está continuamente a variar e esse facto leva a que as massas de ar mais quentes e menos densas se elevem na atmosfera (através de correntes de convecção). Esse fenómeno conduz a que nessas regiões haja uma diminuição da pressão atmosférica provocada pelo volume de ar deslocado ascendentemente e que vai ser ocupado por ar que vem da proximidade. Este mecanismo é o responsável pelos ventos, onde o ar se desloca com velocidades diversas de zonas de maior pressão para zonas de menor pressão provocando uma série de outros fenómenos atmosféricos. Na Figura 1 podemos observar uma ilustração global deste fenómeno.

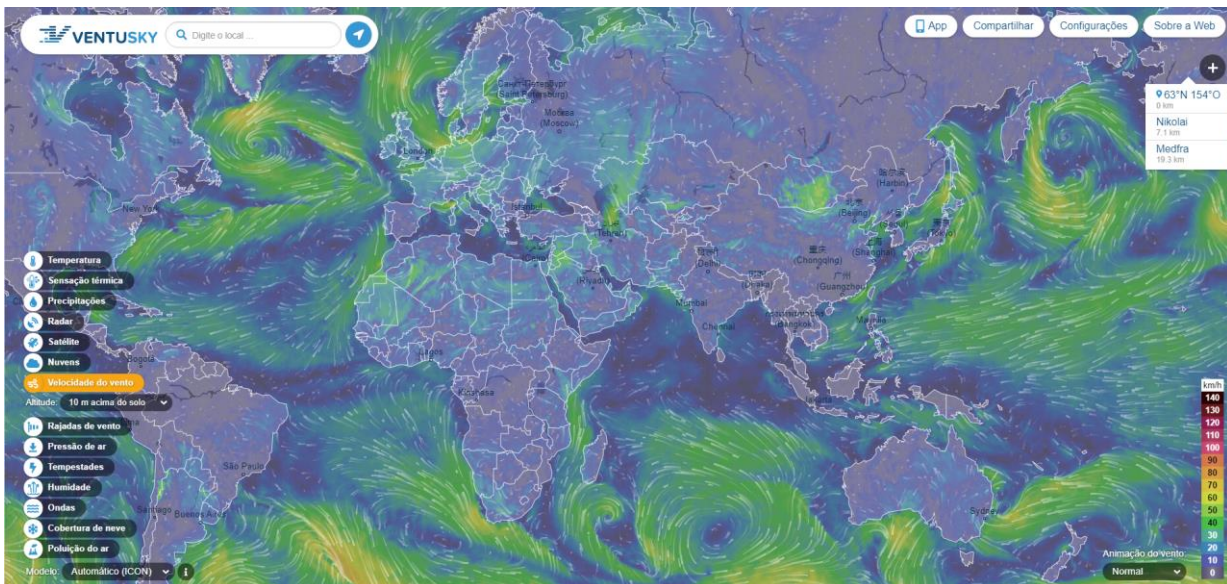


Figura 1 - Direções e velocidades dos ventos no planeta. Fonte: [6].

No planeta as regiões mais quentes situam-se sobre os trópicos e opostamente os polos têm as temperaturas mais baixas devido ao menor ângulo de incidência e maior reflexão da radiação

solar e à maior distância ao Sol. O ar quente nas regiões tropicais tende a elevar-se e como consequência massas de ar frio das regiões polares deslocam-se em direção contrária [7].

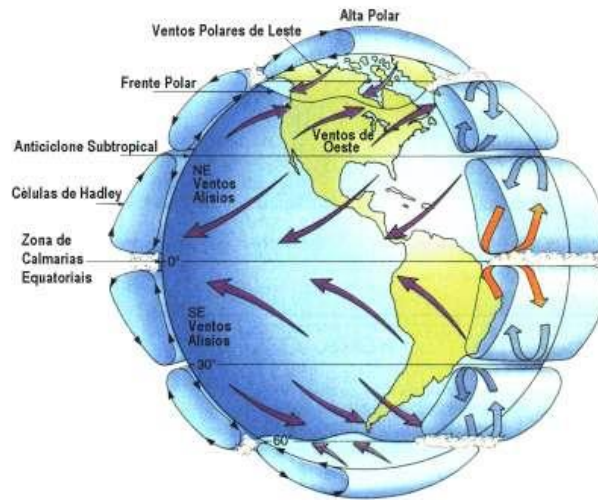


Figura 2 - Direções predominantes dos ventos na Terra. Fonte: [8].

A radiação solar incidente na Terra dá origem a vários tipos de ventos caracterizados pela direção, intensidade ou velocidade e duração; sendo genericamente designados de monções, brisas, ciclones, tufões, tornados, furacões e vendavais. As monções são ventos periódicos, que mudam de direção com as estações do ano e que podem ser previstos com alguma segurança. As brisas caracterizam-se por ventos de baixa intensidade, mas que só se conseguem prever com alguns dias de antecedência. Para intervalos de tempo inferiores a alguns minutos existem grandes variações de vento que se designam por turbulências [9].

A distribuição da intensidade dos ventos pode também ser analisada no domínio da frequência. A Figura 3 mostra uma representação espectral de vento, ou uma medida da energia cinética associada à sua velocidade. Verificamos a existência de dois picos de energia e de um vale, formando três zonas distintas [9]:

- A *zona macrometeorológica*, associada a frequências baixas (períodos da ordem de alguns dias) e relacionada com o movimento de grandes massas de ar, do tipo depressões ou anticiclones;
- A *zona micrometeorológica*, associada a frequências mais elevadas (períodos da ordem de poucos segundos) e relacionada com a turbulência atmosférica;
- A *zona de vazio espectral*, associada a períodos compreendidos aproximadamente entre 10 minutos e 2 horas, relacionada com zonas do espectro correspondentes a muito pouca energia.

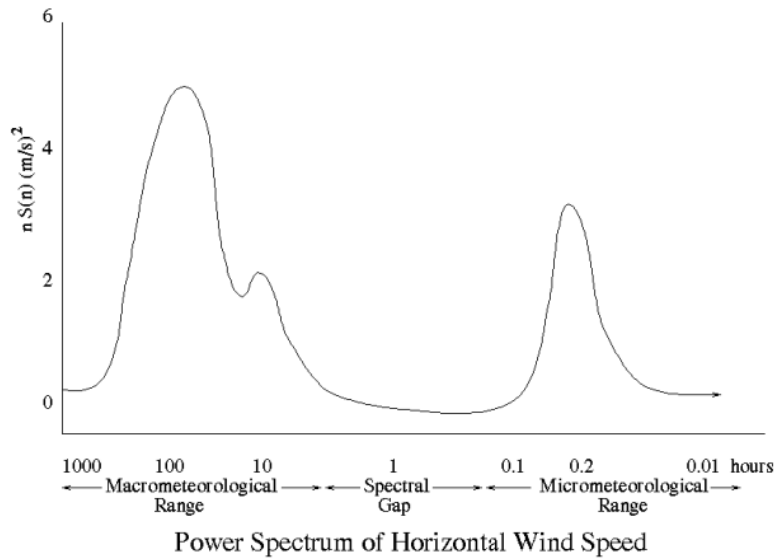


Figura 3 - Densidade espectral de energia. Fonte: [9].

Após esta breve descrição podemos concluir que o vento sobre a superfície terrestre é caracterizado em cada local e instante pela direção, velocidade e tipo de fluxo. A energia mecânica que se pode extrair dele depende do número de horas de disponibilidade, da velocidade e da densidade do ar que é inversamente proporcional à altitude nesse local de captura. Estes parâmetros são determinantes na escolha de uma dada localização para a instalação de aproveitamentos eólicos.

2.3 Potencial comparativo com outras FER

A eletricidade pode ser produzida a partir de fontes não renováveis como os combustíveis fósseis (carvão, gás natural e petróleo), resíduos não renováveis e materiais nucleares em reatores convencionais; ou de fontes renováveis (hidroelétrica, solar, eólica, biomassa, bem como geotérmica, das ondas, das marés e das correntes oceânicas).

A Figura 4 ilustra o potencial comparativo das FER relativamente ao consumo global de energia primária pela Humanidade. A energia solar constitui a fonte renovável com maior potencial, seguida da energia eólica com uma capacidade próxima de 200 vezes o consumo global de energia primária atual.

Embora a fonte solar constitua a FER de maior potencial, esta está disponível apenas durante o período diurno e maioritariamente coincidente com os consumos, enquanto a fonte eólica apresenta maior disponibilidade em período noturno constituindo um excelente complemento para o *mix* de geração.

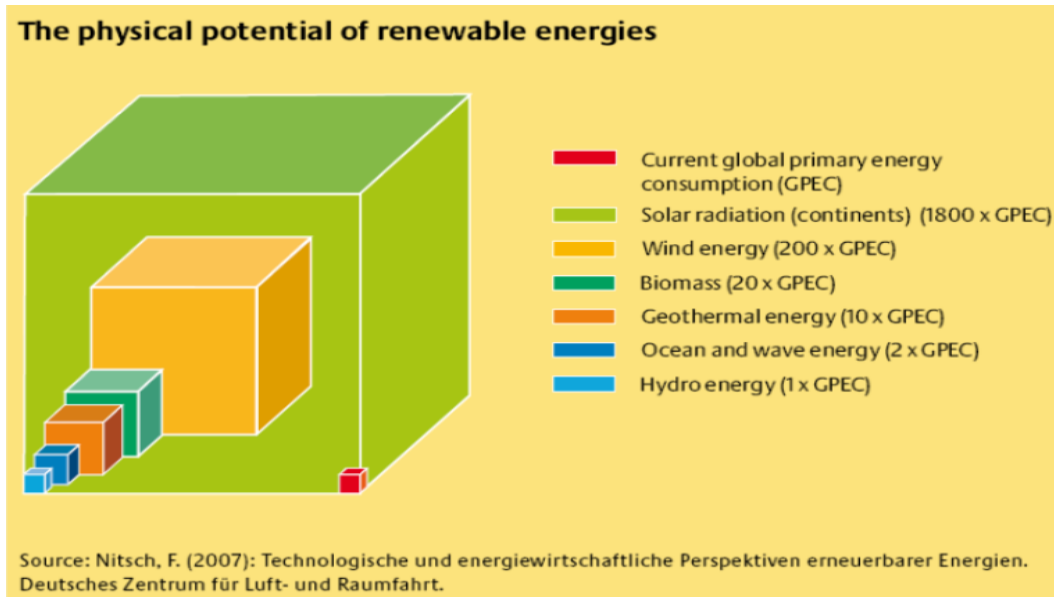


Figura 4 - Potencial comparativo das energias renováveis. Fonte: [10].

Em 2021 a energia hidroelétrica é ainda a maior fonte de geração de eletricidade renovável no planeta, mas prevê-se que esta participação caia abaixo de 50% a partir de 2024. A soma da geração eólica e solar FV quase duplica para valores ligeiramente acima de 4.000 TWh no período da previsão exposta na Figura 5 [11].

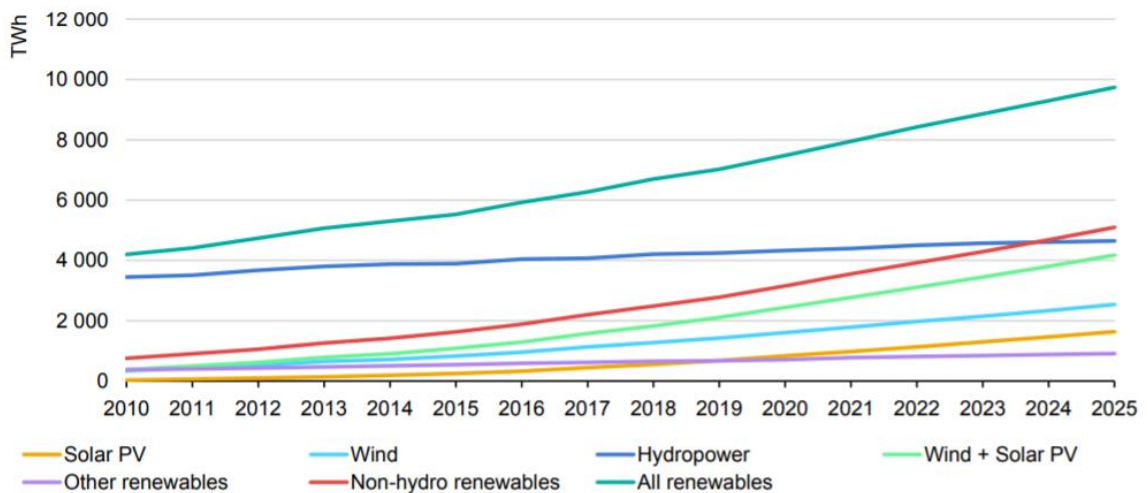


Figura 5 - Evolução na geração de energia renovável de 2010-2025. Fonte: [11].

Captura de energia a partir do vento

Uma questão da maior importância é a de quanta energia mecânica pode ser extraída do fluxo de ar (vento) por um conversor de energia sabendo que a energia cinética do ar com massa “m” movendo-se a uma velocidade “v” é dada por:

$$\text{Energia Cinética} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (2)$$

Como a energia mecânica só pode ser extraída da energia cinética contida na massa do vento, isso significa que a sua velocidade após um conversor de energia eólica tem que diminuir. Essa redução traduz-se num aumento da seção transversal, já que a mesma massa de ar deve passar por ela. Portanto, é necessário considerar as condições antes e após o conversor, ou seja, à frente e atrás do rotor da turbina (Figura 6).

Na Figura 6 v_1 ilustra a velocidade do vento antes do conversor, enquanto v_2 é a velocidade do vento após passar pelo conversor.

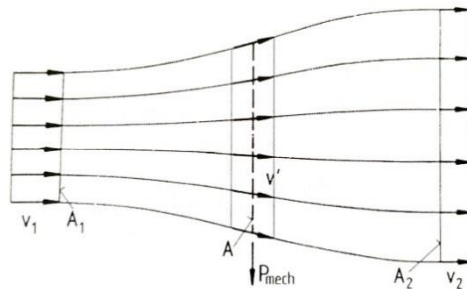


Figura 6 - Captura de energia mecânica a partir de um fluxo de ar [12].

A potência captada pelo conversor corresponde à diferença da potência do fluxo de ar antes e depois e é dada pela seguinte expressão [12]:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_1 \cdot v_1^3 - \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_2 \cdot v_2^3 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (A_1 \cdot v_1^3 - A_2 \cdot v_2^3) \quad (W) \quad (3)$$

Mantendo o fluxo de massa:

$$\rho \cdot v_1 \cdot A_1 = \rho \cdot v_2 \cdot A_2 \quad (kg/s) \quad (4)$$

Então,

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1 \cdot A_1 \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (W) \quad (5)$$

Onde,

- ρ = densidade do ar ($kg \cdot m^{-3}$);
- v = velocidade do vento ($m \cdot s^{-1}$);
- A = área (m^2).

Da equação (5) podemos constatar que a potência extraída do fluxo de ar seria máxima se v_2 fosse zero, ou seja, se o ar fosse completamente imobilizado. No entanto tal situação nunca pode ocorrer pois que se a velocidade de saída v_2 fosse próxima de zero, então a velocidade de entrada v_1 também se tornaria zero, implicando que não haveria mais fluxo através do conversor. Como era de esperar, um resultado fisicamente significativo consiste numa razão v_2/v_1 , onde a potência extraível atinge o máximo [12].

Temos então da expressão (5) que as variáveis que influenciam a potência extraível do vento numa dada localização são a velocidade do vento, a densidade do ar e a área do aerogerador.

Densidade do ar

A energia contida no vento depende linearmente da densidade do ar que entra em contacto com o conversor e esta varia com a pressão e temperatura de acordo com a lei geral dos gases ilustrada na equação seguinte [13]:

$$\rho = \frac{P}{R \cdot T} \quad (kg/m^3) \quad (6)$$

Onde,

P = pressão atmosférica;

R = constante do gás;

T = temperatura em graus K.

Como foi referido anteriormente, o valor de ρ diminui com o aumento da altitude e da temperatura T. Em relação à potência quanto maior for a densidade do ar, maior é a energia que conseguimos extrair do mesmo volume.

Sobre o mar o vento apresenta condições particulares uma vez que a densidade do ar é máxima e a superfície apresenta baixa rugosidade, o que faz com que o escoamento tenha um perfil laminar e sem turbulências. Além de haver mais horas de vento e de maior energia, esse fluxo causa menor *stress* nos equipamentos eólicos possibilitando uma vida útil mais longa.

Apesar de a instalação de parques eólicos *offshore* ser mais dispendiosa é por estes motivos que se tem vindo a assistir à sua grande expansão, pois que a longo prazo apresenta vantagem económica.

Área do rotor

A partir da equação (5) constatamos que a potência de uma turbina eólica varia linearmente com a área do rotor e que para uma turbina de eixo horizontal essa é dada pela equação (7) [13]:

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \quad (m^2) \quad (7)$$

A potência do aerogerador é assim linearmente dependente da sua dimensão ou do diâmetro do seu rotor.

Velocidade do vento

Sendo o vento o escoamento de ar com umas dadas características, essas têm que ser tidas em conta quando se pretende maximizar o potencial do seu aproveitamento num parque eólico.

Para garantir um fluxo linear e pouco perturbado, há que ter atenção aos objetos nas proximidades do parque eólico. Os caudais mais intensos e constantes situam-se em altitudes superiores a um quilómetro da superfície terrestre. Mas como não é possível colocar aerogeradores a esta altura, estes são instalados aproximadamente a uma centena de metros da superfície terrestre, sendo, no entanto, afetados pelo relevo e presença dos obstáculos mais próximos da instalação.

Pela Figura 7 podemos observar que a zona de maior turbulência se situa atrás dos obstáculos, daí a necessidade de se afastarem as torres eólicas dos mesmos. Pela equação (5) verificamos ainda que se tivermos uma velocidade de vento oscilante, a potência captada também será pulsante [9].

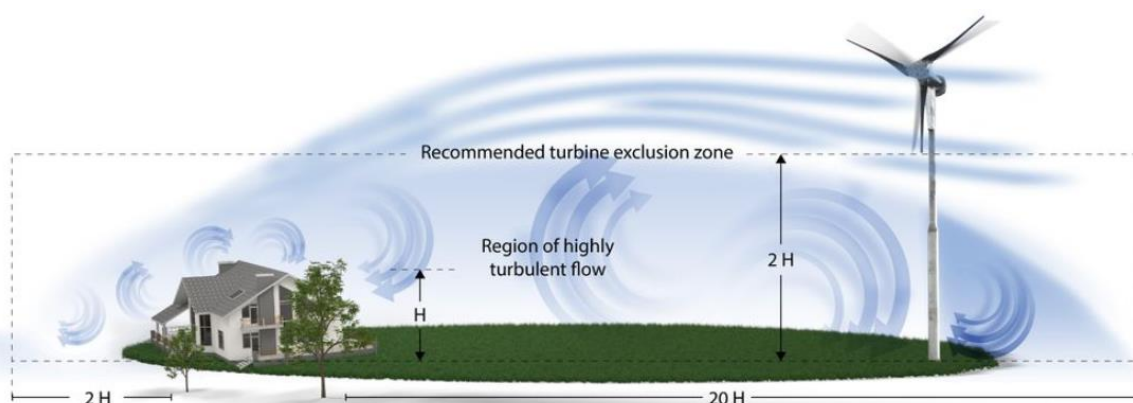


Figura 7 - Obstrução do vento por um edifício ou árvore de altura H. Fonte: [14].

Outro aspeto que interfere com o escoamento do ar é o chamado efeito de esteira. Como vimos na Figura 6, quando se extrai energia do vento incidente num aerogerador o fluxo de ar após o conversor tem menor energia, formando-se uma esteira ou fluxo turbulento com menor velocidade relativamente ao vento incidente, como se ilustra com a Figura 8. Para maximizar a captura de energia devemos ter o vento o menos perturbado possível e as máquinas devem ser posicionadas por forma a mitigar este efeito.



Figura 8 - Efeito esteira criado pelas turbinas tradicionais [15].

2.4 Evolução das tecnologias utilizadas para o aproveitamento eólico

A primeira informação fidedigna sobre a existência de moinhos de vento data o ano de 644 A.C. [12]. Originários da região de Seistan na fronteira *Persian-Afghan*, estes moinhos operavam com eixo vertical e não há dúvidas de que eram usados para moer cereais. Hoje ainda é possível encontrar no Afeganistão exemplares com esse princípio.

Crê-se que o moinho de vento com eixo horizontal tenha sido inventado na Europa após o século XI. Ao contrário dos anteriores de eixo vertical, estes integravam velas de pano (Figura 9).



Figura 9 - Moinho de vento para moagem de cereais. Fonte: [16].

Mais tarde foram utilizados para bombagem de água como os *post mill* na Holanda e França (Figura 10) [12].



Figura 10 - Sistema de bombagem na Holanda. Fonte: [Captura pessoal - Março de 2018].

Após o século XIX, mais especificamente nos Estados Unidos da América, começaram a ser largamente utilizadas turbinas eólicas multilâmina, como se ilustra na Figura 11, sendo este tipo de turbina ainda muito utilizado hoje sobretudo para irrigação.



Figura 11 - Sistema de bombagem de água no Texas. Fonte: [Captura pessoal - Marco de 2021].

O cientista Charles Brush foi um dos fundadores da indústria elétrica americana. Inventou um eficiente dínamo DC usado para a produção de energia elétrica. No inverno de 1887-1888, desenvolveu e colocou em funcionamento a sua primeira turbina com sistema automático de produção de energia eólica [17].

Na década de 30 do século XX, o francês Georges Darrieus, baseando-se nos moinhos primitivos, desenvolveu um novo design de turbina de eixo vertical. A turbina intitulou-se *Darrieus*, é de estrutura simples e tem a forma de um ovo.

Vários modelos foram surgindo ao longo dos anos e com essa evolução as turbinas eólicas foram ganhando importância, até que nos anos 50 são instalados na Alemanha os primeiros parques eólicos concebidos por Allgeier [18]. Situados na costa alemã chegaram a funcionar durante 40 anos. Eram constituídos por máquinas de apenas 10 kW de potência, com turbinas de três pás com 10 metros de diâmetro e já com capacidade de regulação do ângulo das pás.

A crescente aposta nesta tecnologia foi impulsionada pelos primeiros choques petrolíferos, no final dos anos 70 e anos 80, que provocaram um forte aumento no preço dos combustíveis fósseis, e que levaram a início da intensificação na exploração de fontes de energia alternativas e com menor custo. Foi nessa altura que surgiram empresas pioneiras na área de investigação e desenvolvimento e que estão ainda no topo como Boeing, Vestas, Enercon, Gamesa e Nordex,...

No início dos anos 90 já tínhamos disponíveis parques eólicos com turbinas de estrutura semelhante à de hoje: fundação, torre cilíndrica e rotor com três pás como se pode observar na Figura 12.

Entre 1995 e 2002 o mercado dispunha já de turbinas na gama do megawatt. Nesta altura a Vestas era o maior fabricante de turbinas eólicas do mundo, seguida da Enercon, NEG Micon e Gamesa.

A partir de 2002 assiste-se à massificação de turbinas eólicas com cada vez maior eficiência, maior dimensão e preços de geração por kWh mais baixos devidos ao fator escala e à massificação.



Figura 12 - Turbinas eólicas atuais. Fonte: [Captura pessoal no Texas (USA) - outubro 2020].

Usando um recurso renovável esta tecnologia desenvolveu-se ao longo de décadas e é hoje uma alternativa viável e competitiva para a redução gradual do uso de recursos fósseis e das emissões de gases de efeito de estufa, contribuindo para a descarbonização do setor energético e um futuro sustentável.

2.5 Estado atual da penetração das energias renováveis

Em 2019 a instalação de tecnologias de captura de FER bateu recordes com um crescimento de mais de 200 GW na capacidade instalada. Como em anos anteriores, as políticas governamentais constituíram o principal impulsionador dos investimentos, tendo sido assinados acordos de *Power Purchase Agreements* (PPA) para valores mínimos, alcançáveis graças à redução dos custos das tecnologias [19].

A partilha do mercado entre as diversas fontes de energia apresentava ainda a predominância da fonte fóssil com 79.9% do consumo global de energia. Este valor tem vindo a diminuir gradualmente devido à expansão na captura das FER e continuam a indicar resultados promissores para o futuro próximo.

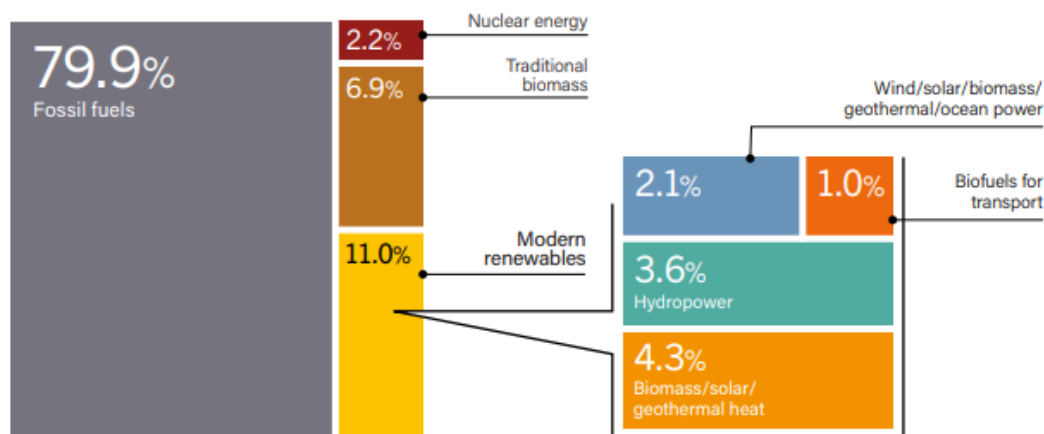


Figura 13 - Partilha de mercado entre as diversas fontes de energia em 2018. Fonte: [19]

O cenário para cada uma das FER de maior potencial é o seguinte:

Hidroelétrica

A expansão na instalação de nova capacidade hidroelétrica contraiu-se em 2019, tendo sido adicionados nesse ano 15,6 GW, que correspondem a um aumento próximo de 2,3% e elevada a sua capacidade global para cerca de 1.150 GW [19].

Biomassa

A capacidade global de produção de eletricidade a partir de biomassa aumentou 8,5 GW em 2019, a que corresponde um aumento de 9% e o segundo maior registado até hoje num ano. A China foi responsável por 60% dessa nova capacidade, sobretudo com aproveitamentos de resíduos [11].

Solar PV

Após um ano de 2018 estável, o mercado de energia solar fotovoltaica cresceu 12% em 2019 com um recorde de novas instalações de 115 GW, alcançando um total de 627 GW.

Eólica

Após um pico com 63,8 GW instalados em 2015, seguidos de três anos de declínio, assistiu-se em 2019 ao segundo maior aumento anual de sempre com este setor a expandir 19%, cerca de 60 GW com 54 GW em *onshore* e 6 GW em *offshore*, alcançando um total de 651 GW nesse ano (Figura 14). A maior aposta neste tipo de instalação tem ocorrido na Europa [19].

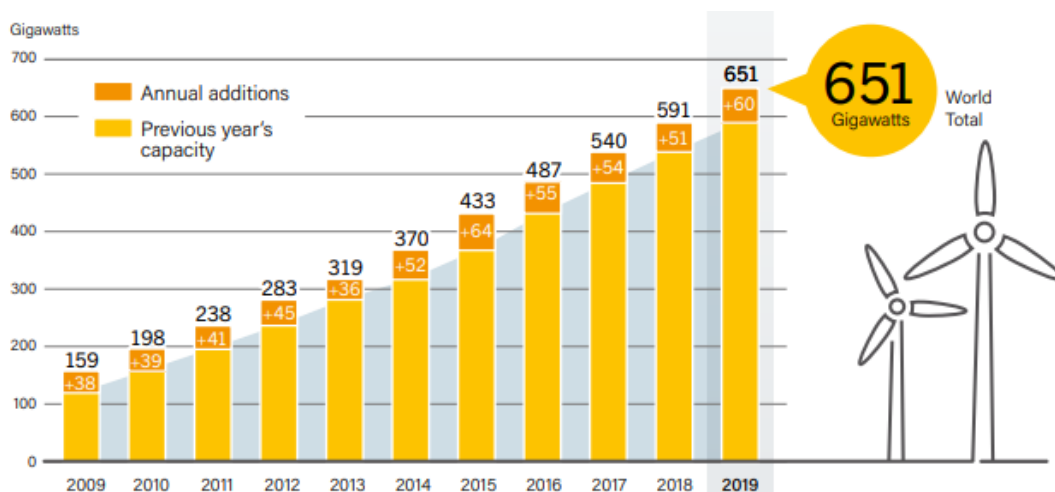


Figura 14 - Capacidade global eólica instalada e incrementos de 2009 a 2019. Fonte: [19].

As fontes renováveis, eólica e solar, tornaram-se as FER com maior peso na geração de eletricidade e são cada vez mais competitivas pelo mundo. E apesar de a crise pandémica ter vindo a introduzir novos desafios, como restrições de financiamento, redefinição de prioridades nos orçamentos governamentais e incerteza no sector da eletricidade, as verdadeiras razões para a expansão da descarbonização não mudaram. Prevê-se assim que o apoio sustentado à política de energia mais limpa conduza à continuação da trajetória de crescimento [11].

A *International Energy Agency* (IEA) estima que antes de 2025 a geração de eletricidade com FER possa ultrapassar a produzida a partir de fontes fósseis, devido sobretudo à expansão da geração eólica e solar PV no *mix* energético, como ilustra a Figura 15.

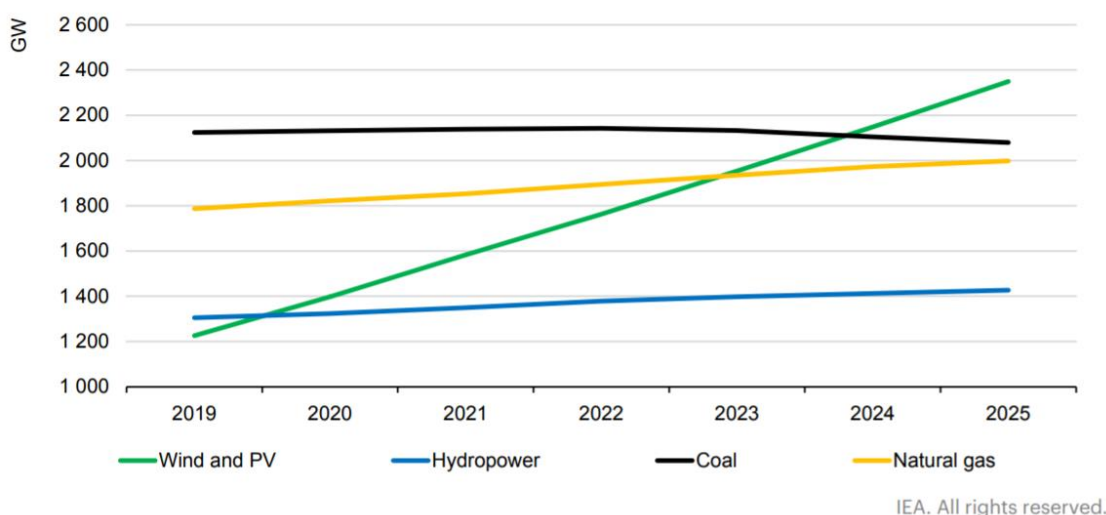


Figura 15 - Total de capacidade energia instalada 2019-25 [11].

Ainda segundo essa agência, a capacidade eólica e solar irá duplicar entre 2020 e 2025, com um acréscimo de 1.123 GW. Com esse crescimento a energia eólica e solar alcançarão dois

marcos relevantes nesse período: a sua capacidade total instalada irá superar a do gás natural em 2023 e a do carvão em 2024. No geral as energias renováveis serão responsáveis por 95% do aumento na capacidade total de energia até 2025 [11].

Num outro relatório “A global and regional forecast to 2050” da DNV GL, prevê-se que o cenário de evolução seja próximo do exposto da Figura 16.

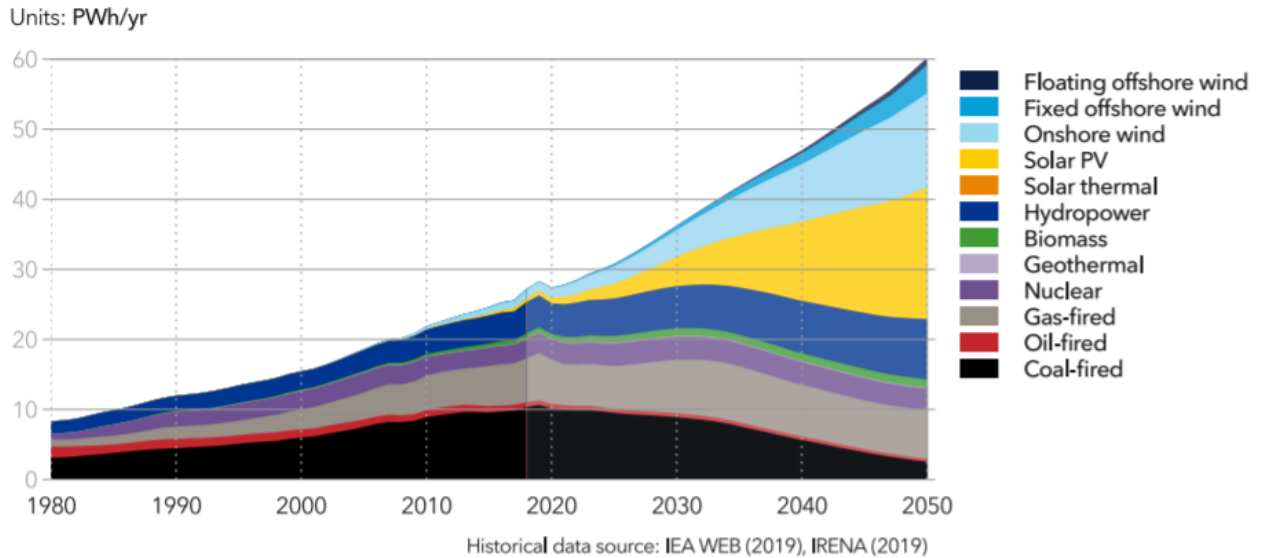


Figura 16 - Evolução na geração de eletricidade por tipo e fonte de energia primária [20].

Segundo a DNV GL, em 2050, a energia solar PV e a eólica constituirão as principais fontes de eletricidade, com cada fornecendo cerca de 31%. Os outros 14% virão da energia hidroelétrica. O contributo dos combustíveis fósseis no fornecimento de energia ainda será maioritário em regiões como o Nordeste da Eurásia, o Médio Oriente e Norte da África, devido à falta de apoios financeiros e de infraestruturas para o transporte da eletricidade renovável. Nos países mais desenvolvidas as fontes fósseis terão menor peso e a sua função será sobretudo a de *backup* e de complementar a geração em sistemas com FER quando essa não estiverem disponíveis [20].

3. Tecnologias para captura de energia eólica

Existem várias formas de converter parte da energia cinética contida numa massa de ar em movimento em energia mecânica e diversos fabricantes têm vindo a desenvolver aerogeradores para a sua captura, tendo todos como objetivo comum maximizar a eficiência energética dessa operação.

3.1 Diferentes tipos de aerogeradores

Os aerogeradores classificam-se numa primeira abordagem pela sua arquitetura construtiva e essa contempla a posição do eixo da turbina que pode ser horizontal ou vertical. Os sistemas com eixo vertical não têm sido objeto de grandes evoluções uma vez que com os de eixo horizontal se conseguem maiores áreas de captura para o mesmo dispêndio de material construtivo e apresentam um melhor desempenho. Já as turbinas de eixo horizontal têm vindo a ser alvo de melhoria contínua da eficiência, bem como do aumento da dimensão e da potência e diminuição do custo por kW instalado [12].

As diferentes arquiteturas de aerogeradores ou turbinas eólicas em uso estão explicitadas na Figura 17 e são classificadas quanto à posição do veio e à forma de controlo das forças aerodinâmicas exercidas nas pás da turbina.

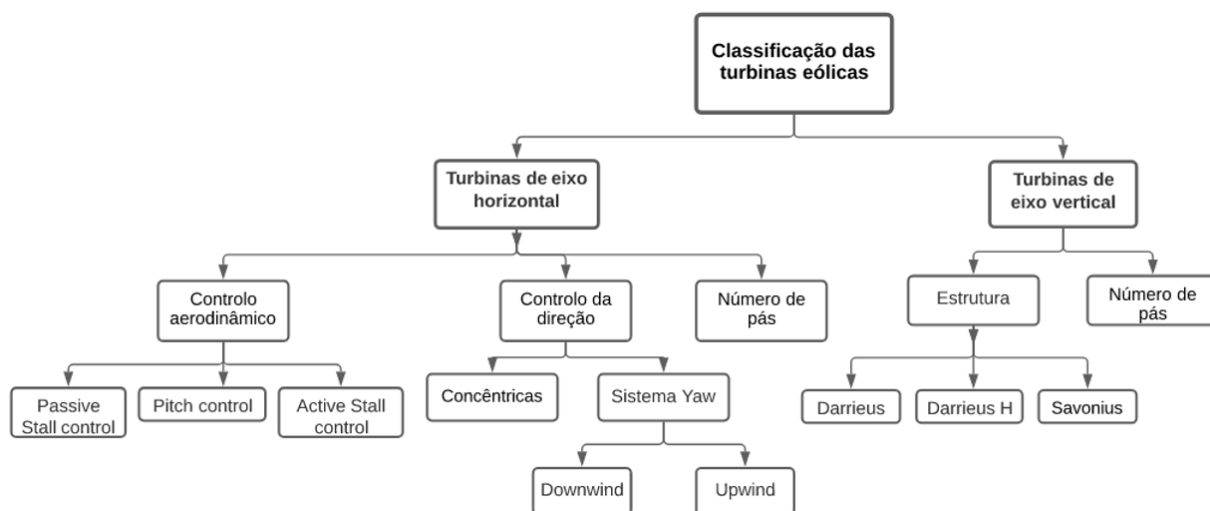


Figura 17 - Classificação das turbinas eólicas.

A turbina de um aerogerador constitui o primeiro elemento na sua cadeia cinemática e as características dessas determinam a eficiência na conversão da energia cinética do vento em energia mecânica. Como acontece com qualquer outro sistema para captura de FER, o rendimento do conversor primário é determinante para a eficiência energética global e os parâmetros económicos dos sistemas [12].

Descrevemos a seguir com algum detalhe as especificidades de cada arquitetura.

Turbinas com eixo vertical

A arquitetura mais antiga de conversores eólicos é a de eixo vertical. O rotor *Savonius* que pode ver-se nos ventiladores das carrinhas de entregas ou nos anemómetros de copo para medir a velocidade do vento, são exemplos de rotores com eixo vertical, mas pouco utilizados no mercado de geração eólica. Têm como vantagem não dependerem da direção do vento para haver movimento de rotação, ou não necessitarem de ser equipadas com sistema de orientação contra o vento (*Yaw*). A Figura 18 apresenta dois modelos desta arquitetura.



Figura 18 - Turbinas de eixo vertical *Darrieus* (esquerda) e *Savonius* (direita). Fonte: [21].

A turbina *Darrieus* localiza-se tipicamente logo acima do nível do solo, o que facilita a sua instalação e manutenção, mas não o aproveitamento da superior velocidade do vento a maior altitude. São utilizadas em locais com ventos com velocidades elevadas e podem apresentar um número variável de pás.

Turbinas com eixo horizontal

Nesta arquitetura o eixo fica orientado na direção do vento e é utilizada nos moinhos de vento e de bombagem europeus e nas turbinas de irrigação americanas. Constitui o modelo dominante na tecnologia de captura de energia eólica atual e as razões da sua supremacia têm por base:

- O número de pás do rotor, que teoricamente poderia ser elevado, mas que se chegou à configuração de que a máxima a captura de energia com a maior simplificação construtiva e robustez na fixação das pás ao veio (*Hub*) é baseada em três pás (Figura 19);
- O maior avanço foi feito ao nível do perfil das pás. Tal como acontece na sustentação das aeronaves, o escoamento do ar pela pá dá-se a diferentes velocidades e como $P.V = Cte$, na região onde a velocidade é maior a pressão é inferior e há o surgimento de forças que impelem a pá a deslocar-se na direção da maior para a menor pressão (força por unidade de área), aplicando binário no veio;
- Para otimizar o desempenho sob variações da direção e da velocidade do vento, o plano de rotação das pás é posicionado continuamente na perpendicular ao fluxo de ar com o denominado movimento *Yaw* e as pás orientáveis em torno do seu eixo longitudinal, com o movimento de *Pitch*, por forma a alcançar a maior eficiência;
- Os sistemas de controlo referidos acima são ainda fundamentais para assegurar a velocidade de rotação desejada e a proteção do aerogerador contra ventos excessivos colocando nessas situações as pás em posição de resistência mínima ao escoamento e de não fornecimento de binário.



Figura 19 - Turbina de eixo horizontal. Fonte: [Captura pessoal, Tafila, Jordânia, agosto 2019].

As características aerodinâmicas do perfil de uma pá são definidas pelo *Rotor Power Coeficiente* (C_p), em função do *Tip Speed Ratio* (TSR) identificado por λ (ver Figura 20). O TSR (expressão 8) é o quociente da velocidade tangencial na extremidade da pá sobre a velocidade do vento que embate no aerogerador [22].

$$\lambda = \frac{\text{Velocidade tangencial na ponta da pá}}{\text{Velocidade do vento}} = \frac{Vt}{V_1} = \frac{\Omega R}{V_1} \quad (8)$$

Onde:

$$\Omega R = \text{velocidade tangencial} = \text{r.p.s.} \times 2.\pi.R \quad (\text{m/s})$$

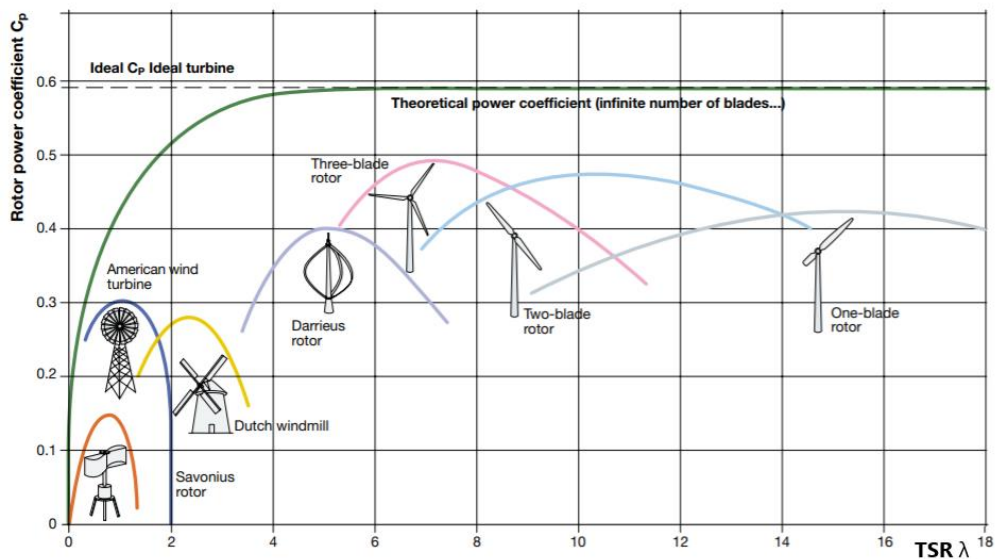


Figura 20 - Curvas características C_p - TSR para diferentes turbinas eólicas. Fonte: [22].

Para um dado tipo de pá a relação C_p em função de λ depende do ângulo de *Pitch* e podem ser feitas as seguintes considerações [22]:

- Existe apenas um valor de TSR para o qual a eficiência de conversão de energia atinge o máximo (C_{pmax});
- Quando a velocidade do vento V_1 varia, é necessário ajustar a velocidade de rotação da pá para manter o TSR constante e igual ao valor para o qual C_p é máximo;
- Para valores baixos de TSR há uma redução da sustentação (*Lift*) (Figura 21) e um aumento no arrasto (*Drag*) até que a condição de *Stall* aerodinâmico seja atingida, isto é, até que seja criada uma turbulência depois do vento atravessar a pá, e fazer com que esta entre numa condição de perda de velocidade;

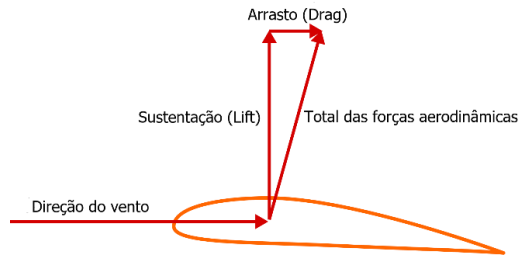


Figura 21 - Forças aerodinâmicas exercidas numa pá. Adaptado de [23].

- Para valores elevados de TSR há uma redução tanto da sustentação como do arrasto, chamada condição de “*escape*”, por outras palavras, para valores elevados de TSR, as pás giram tão rápido e acabam por formar “uma parede” em relação ao vento incidente e temos uma redução da energia extraída;
- O TSR ideal depende do número de pás e quanto menor for esse, mais rápido devem girar para extrair a máxima potência do vento;
- O perfil da curva C_p -TSR depende do tipo de aerogerador (Figura 20).

A designação “aerogeradores rápidos” refere-se a turbinas com um valor máximo de TSR elevado, enquanto o termo “aerogeradores lentos” se refere as turbinas com TSR baixo.

Na Tabela 1 expõem-se valores de velocidade tangencial e angular (calculadas a partir da equação 8) para diferentes tipos de turbinas. Com base numa velocidade do vento de 7 m/s foram calculados valores com os TSR ideais obtidos da Figura 20. Como se pode constatar, as turbinas de eixo horizontal são mais rápidas, já que possuem maior velocidade tangencial periférica, mesmo que com menor velocidade angular, devido ao maior raio do que o das turbinas de eixo vertical [22].

Tabela 1 - Valores de velocidade tangencial e angular para vários tipos de turbina.

Type of turbine	Optimum TSR λ	Peripheral tangential velocity V_t [m/s]	Rotor radius R [m]	Angular velocity Ω [rpm]
Savonius VAWT	1	7	1	67
Darrieus VAWT	5	35	1.5	223
Two-blade HAWT	10	70	28	24
Three-blade HAWT	7	49	45	10

Fonte: [22].

Para maximizar a captura de energia, o C_p deve ser mantido no valor máximo durante o maior tempo possível de operação da turbina eólica.

3.2 Conversão de energia mecânica em elétrica

A potência à saída de um gerador eólico depende da velocidade do vento que se traduz em binário mecânico (B) e da velocidade de rotação do rotor da turbina (W). É dada pela expressão 9.

$$P = B \times W \quad (\text{Watt}) \quad (9)$$

Onde:

$$B = \text{Binário no veio} \quad (\text{N.m})$$

$$W = \text{velocidade angular} = 2 \times \pi \times \text{r.p.m} \times 60 \quad (\text{Rad/s})$$

A Figura 22 ilustra a curva da potência de saída de uma turbina eólica de 3 MW com regulação por *Pitch* em função da velocidade do vento.

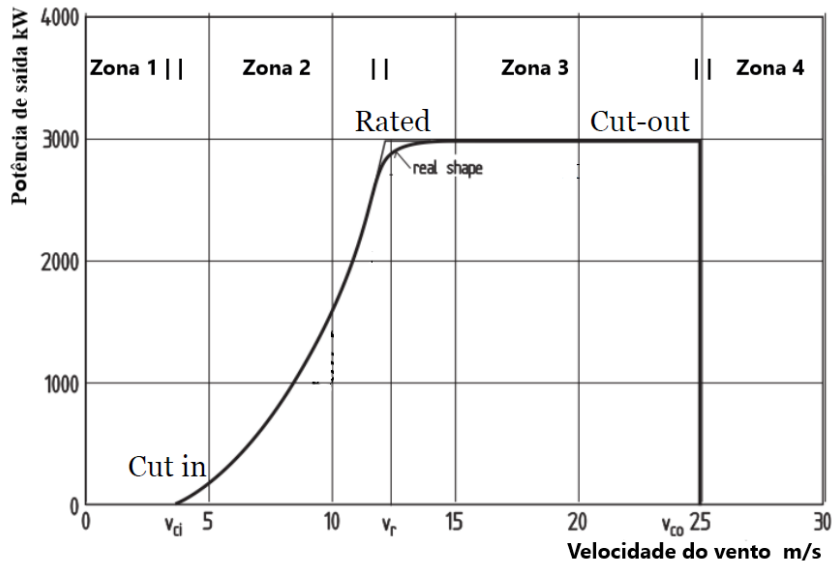


Figura 22 - Curva de potência de uma turbina de 3MW. Adaptada de [24].

Na zona 1, com velocidade do vento inferior a v_{di} , velocidade *Cut-in*, a potência de saída é zero. O valor *Cut-in* é da ordem de 3 m/s e abaixo do qual o conteúdo energético do vento não justifica o seu aproveitamento. A turbina mantém-se em repouso (*Standby*) enquanto a velocidade do vento não exceder esse valor mínimo.

Na zona 2, entre a velocidade de *Cut-in* e nominal v_r , ocorre um aumento da potência produzida sendo atingido o valor máximo para velocidades entre os 12 e os 14 m/s (aproximadamente 47 km/h).

Na zona 3, a potência de saída mantém-se constante (*Rated*) e até ser atingida a velocidade de *Cut-out* (v_{co}), cerca de 90 km/h. Acima desse valor (Zona 4) a turbina é colocada

preventivamente fora de operação para preservar a estrutura contra grandes esforços e não há geração nesta região.

Devido ao elevado potencial da fonte eólica e à grande aposta que tem vindo a ser feita em investigação nesta tecnologia, a evolução ao nível da dimensão e da potência nominal dos aerogeradores é a exposta no Figura 23.

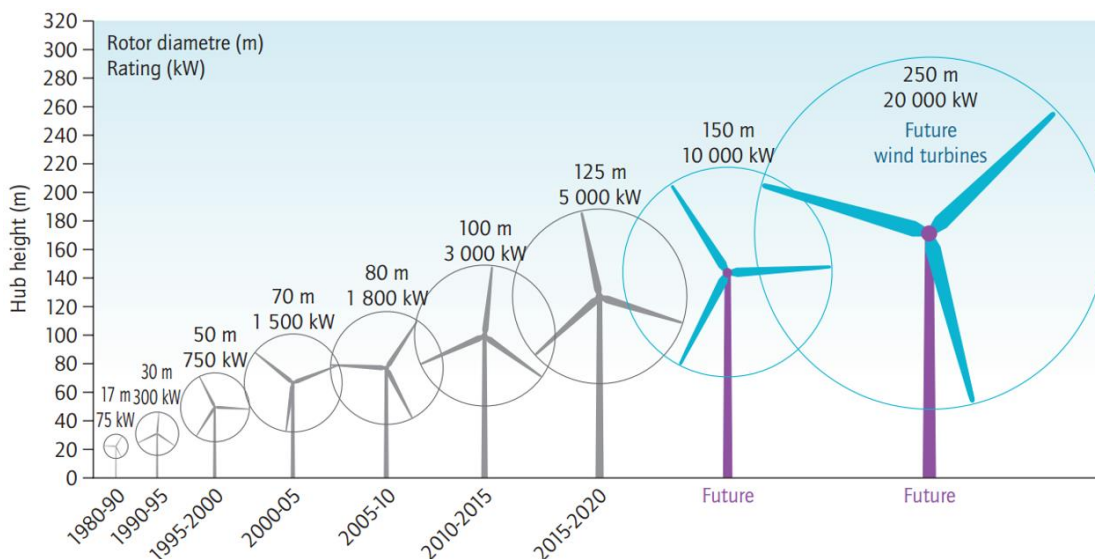


Figura 23 - Evolução do tamanho e da potência dos aerogeradores desde 1980. Fonte: [25].

Há ainda a salientar que esta evolução tem ocorrido com base na arquitetura de eixo horizontal com três pás e permitido alcançar preços por kW instalado e por kWh gerado cada vez mais competitivos com outras formas de geração.

Os aerogeradores podem operar com velocidade fixa ou com velocidade variável. Nas seções seguintes efetua-se uma descrição das duas alternativas, sendo que as que operam com velocidade variável podem ainda ser de dois subtipos, com e sem caixa de velocidades.

3.2.1 Aerogeradores que operam com velocidade fixa

Neste tipo de aerogerador a máquina elétrica (alternador) é de indução e roda com velocidade síncrona com a frequência da rede, tipicamente 1500 rpm (Figura 24). Têm como pontos fortes a sua simplicidade, robustez construtiva e facilidade de interligação à rede. Mas esta não é hoje a arquitetura que maximiza ao rendimento global dos geradores eólicos. [22].

Estas turbinas operaram a velocidade do rotor constante para qualquer velocidade do vento e essa é determinada pela frequência da rede, pelo número de pares de polos do alternador e pela relação multiplicadora da caixa de velocidades [26]. Ver expressão (10).

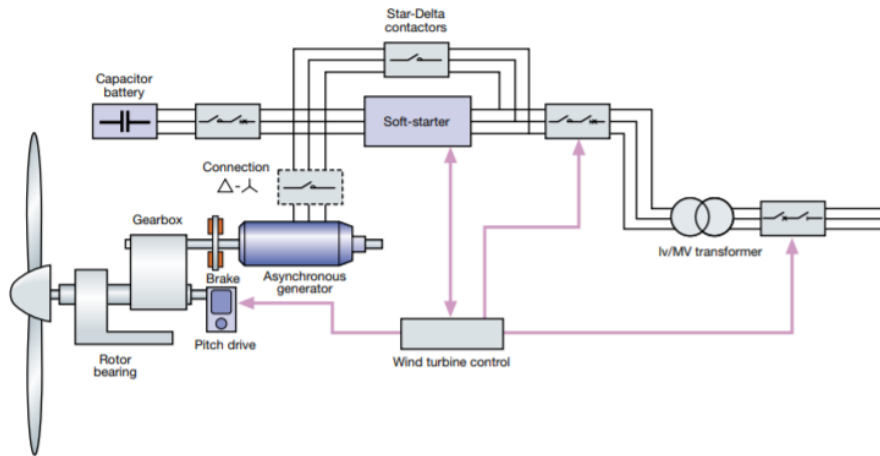


Figura 24 - Tipologia de turbina que opera com velocidade fixa. Fonte: [22].

Por exemplo para a frequência na rede de 50 Hz e com um alternador com quatro pares de polos ($P=4$), a velocidade de sincronismo ou de operação ($N_s = 50 \times 60 / 4$) é de 750 rpm. A mesma é assegurada através de uma caixa de velocidades multiplicadora entre o rotor do aerogerador e o veio do alternador.

$$N_s = \frac{60 \times f}{P} \quad (10)$$

Onde:

f = Frequência na rede (Hz)
 P = Número de pares de polos. (nº inteiro)

Estes aerogeradores são ainda normalmente equipados com um arrancador suave e um banco de condensadores para compensação de potência reativa. Alguns modelos podem operar em mais do que uma velocidade, comutando o número de pares de polos.

As maiores desvantagens desta solução passam pela geração de energia reativa, *stress* mecânico e a limitação na capacidade de controlo da qualidade da energia produzida. As flutuações na velocidade do vento são transmitidas como flutuações mecânicas e consequentemente como flutuações elétricas [17].

3.2.2 Aerogeradores que operam com velocidade variável

As turbinas que operam com velocidade variável têm vindo a ganhar cada vez mais relevância. São desenhadas para maximizar a performance aerodinâmica para uma gama alargada de velocidades do vento, sendo possível ajustar a sua velocidade de rotação (w) às acelerações e reduções da velocidade do vento (v). Desta forma é possível manter o rácio λ no valor de potência máxima [26].

Ao contrário das máquinas que operam com velocidade fixa, as variações de velocidade do vento são absorvidas pela variação da velocidade do gerador, mantendo o binário constante. Contêm um sistema elétrico mais complexo que as anteriores e são normalmente dotadas com um motor de indução ou síncrono e ligados à rede através de um conversor de potência. O conversor controla a velocidade do gerador, logo flutuações do vento são atenuadas pelo gerador.

As vantagens deste tipo de turbinas são a maior eficiência de captura de energia com maior qualidade da eletricidade produzida e redução dos efeitos das flutuações da velocidade do vento. No entanto utilizam um maior número de componentes e são mais dispendiosas.

Estas subdividem-se ainda em sistemas sem e com caixa de velocidades.

3.2.2.1 Sistema de velocidade variável sem caixa multiplicadora

Estes sistemas não utilizam caixas de velocidades multiplicadoras, o que resulta numa maior simplificação, robustez, eficiência e redução do custo do sistema e da sua manutenção.

O gerador num sistema sem caixa de velocidades roda à mesma velocidade que a turbina eólica e muito inferior à de um com caixa. Para a mesma potência elétrica esse facto exige um binário mecânico superior (expressão 9) e uma máquina com um número de pares de polos muito superior (expressão 10) o que obriga a que o alternador tenha um diâmetro muito superior [26].

Gerador Síncrono Multipolar de Ímanes Permanentes

Esta topologia constitui um caso particular dos sistemas de velocidade variável sem caixa de velocidades e o gerador (alternador) é constituído por uma máquina de grande diâmetro, com elevado número de pares de polos magnéticos implementados por ímanes permanentes. As Figuras 25 e 26 ilustram a constituição deste conceito.



Figura 25 - Aerogerador sem caixa de velocidades (*Direct Drive*) e com alternador de ímanes permanentes. Fonte: [27].

A turbina é regulada para maximizar a captura de energia mecânica para qualquer velocidade do vento e de modo totalmente independente da frequência da rede.

O conversor (AC/DC) a esquerda (Figura 26) é responsável pela retificação da onda gerada e tem como função maximizar o aproveitamento do binário. O sistema de controlo da turbina permite acelerar ou abrandar a sua velocidade para o ponto de funcionamento que maximiza a eficiência do aerogerador.

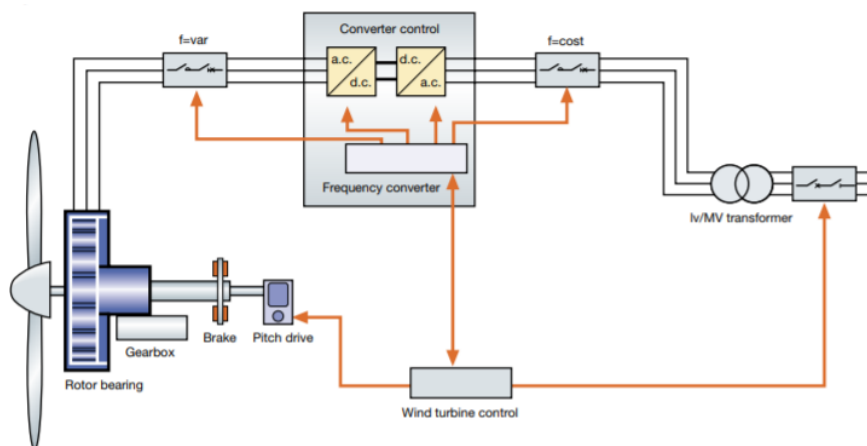


Figura 26 - Topologia de gerador eólico com alternador de ímanes permanentes. Fonte: [22].

Do lado da rede, o conversor (DC/AC) à direita (Figura 26) é um inversor que a partir da tensão no Bus DC vai produzir um sistema de tensões alternadas sinusoidal em sincronismo com a frequência da rede à qual o aerogerador está ligado. A eletrónica de potência permite ainda controlo avançado do trânsito de potência reativa, regulando o desfasamento entre a corrente e a tensão que é transmitida para a rede.

Os aerogeradores com ímanes permanentes têm vindo a ser cada vez mais utilizados pois apresentam uma configuração simples pela eliminação da excitação externa do rotor do gerador,

sendo o rotor bobinado substituído pelo de ímãs permanentes. Como consequência não são necessários anéis coletores nem escovas para a alimentação do circuito de excitação [22]. A eficiência da máquina é ainda melhorada devido à inexistência de perdas por efeito de Joule. E sem efeito de Joule o aquecimento é inferior e o sistema requer um sistema de refrigeração menor. O que permite maior eficiência, simplicidade, robustez e menor necessidade de manutenção.

Esta topologia é cada vez mais utilizada nas máquinas *offshore* onde o diâmetro do rotor pode ser maior e conseqüentemente construir turbinas de maior potência, como se ilustra na Figura 23.

3.2.2.2 Sistema de velocidade variável com caixa de velocidades

Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Conhecido pela sigla DFIG (*Doubly Feed Induction Generator*) que resulta da topologia da máquina que possui tensão da rede nos terminais do estator porque está diretamente ligada à rede. Verifica-se ainda a existência de tensão nos terminais do rotor através da ligação das três fases ao conversor de eletrônica de potência, que serve de intermediário.

A topologia exposta na Figura 27 permite o funcionamento do gerador a velocidades variáveis devido às flutuações do vento, sendo que o conversor assume o controle de toda a produção.

O conversor é dividido em dois blocos com diferentes objetivos. O primeiro, que liga diretamente à rede, é responsável por manter a tensão no barramento DC constante para um dado valor de referência. A corrente que circula neste bloco é imposta pela necessidade de consumo ou produção inerente no bloco ligado ao rotor. O bloco do lado esquerdo, controla a corrente do rotor de modo a manter entre o gerador e a rede, a potência ativa e reativa de referência. Com a variação de frequência das correntes do rotor é possível ajustar a velocidade de rotação do gerador.

As principais vantagens desta arquitetura devem-se a este conversor funcionar com velocidade variável o que permite regular a potência da máquina de uma forma dinâmica. É possível a separação do controle da potência reativa e ativa produzidas e por fim o dimensionamento dos conversores de potência é inferior ao da potência nominal do aerogerador.

Com esta configuração o gerador elétrico abastece a rede com 2/3 da potência nominal através do estator ligado diretamente e 1/3 através do rotor ligado através do conversor. O conversor pode, portanto, ser dimensionado para 1/3 da potência nominal do gerador. Além disso, é possível controlar a produção de energia reativa; isto permite a regulação da tensão e magnetização da máquina pelo rotor independentemente da tensão da rede [22].

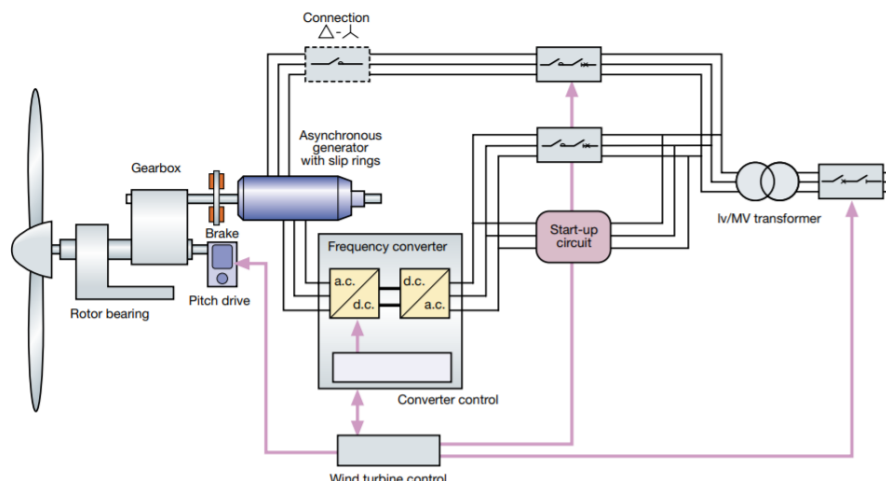


Figura 27 - Topologia com gerador de indução duplamente alimentado. Fonte: [22].

A maior desvantagem é a necessidade de contactos deslizantes com escovas e anéis e contém uma caixa de velocidades que se degrada, reduz a eficiência e necessita de manutenção.

3.3 Sistemas de controlo

Num espaço de tempo relativamente curto passámos de aerogeradores com potências da ordem de poucos kW para valores hoje já da ordem dos 10 MW por turbina eólica em parques *offshore*.

Quando a produção era da ordem dos kW não havia grande impacto na rede elétrica devido às baixas potências. Começaram a surgir turbinas com geradores de indução diretamente ligados à rede elétrica, funcionando a velocidade constante. Não existia qualquer controlo de potência. Com o desenvolvimento da eletrónica de potência, dos dispositivos de controlo e medida, foi possível controlar ativamente a produção dos aproveitamentos eólicos.

Com o crescimento das potências de geração, o impacto na rede elétrica é cada vez maior e os fabricantes têm que ter em consideração os aspetos de controlo para disponibilizarem uma produção cada vez mais adequada aos parâmetros da qualidade da energia exigidos pelas redes.

Controlo da direção

Existem turbinas de eixo horizontal cuja orientação é fixa e essas são ideais para locais onde o vento sopra maioritariamente numa dada direção. Mas a maioria necessita de ser dotada de sistema de posicionamento *Yaw* com o objetivo de as poder orientar continuamente na direção do vento e maximizar a captura de energia.

Quanto à posição do rotor, este pode estar atrás da *nacelle* (*Downwind*) ou à frente voltado contra o vento (*Upwind*). No primeiro caso o vento provoca vibrações nas pás, enquanto no segundo são provocados maiores esforços na torre. Os sistemas *Upwind* necessitam de

mecanismos de orientação do rotor com a direção do vento, enquanto nos sistemas *Downwind* essa se realiza automaticamente. Este último tipo possui a desvantagem de operar sob condições de turbulência do fluxo de ar após a passagem pela *Nacelle* (estrutura que assenta na torre). Estas desvantagens levam a que a configuração *Upwind* seja hoje dominante [26].

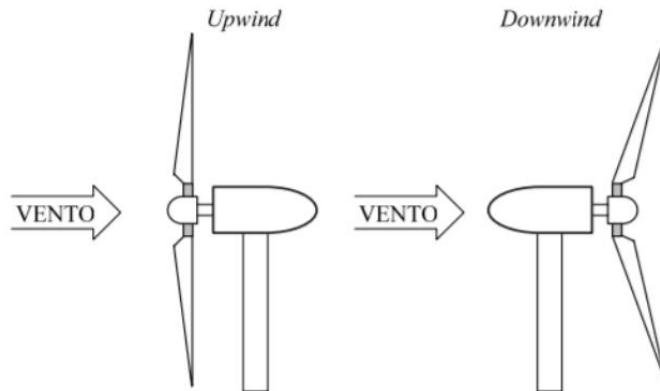


Figura 28 - Configurações *Upwind* e *Downwind*. Fonte: [28].

O sistema *Yaw* para turbinas com configuração *Upwind* permite que a *Nacelle* seja orientada continuamente contra o vento para que tenha um máximo de contato com a área de varrimento do aerogerador. Sempre que a direção do vento muda, essa é captada pelo sensor de direção que envia o comando para posicionar a *Nacelle* alinhada com o vento. Este acionamento é feito normalmente com vários motores (Figura 29).

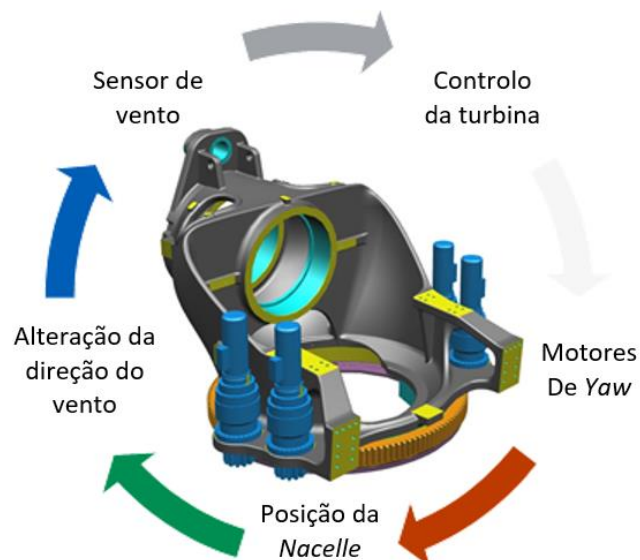


Figura 29 - Controlo *Yaw* para turbinas *Upwind*. Adaptado de [29].

Controlo aerodinâmico

Para velocidades de vento muito elevadas a potência do vento pode exceder em muito os limites de resistência da estrutura do rotor. Isto é uma realidade para grandes turbinas eólicas, já que os limites de segurança e de resistência dos componentes se tornaram mais estreitos com o aumento do tamanho da turbina. Além disso a potência de saída do rotor é limitada pela potência permitida do gerador elétrico [12].

Além de limitar a potência do rotor para velocidades altas de vento, existe o problema de manter a velocidade do rotor constante ou dentro de limites pré-definidos. A limitação de velocidade torna-se uma questão de extrema importância quando, por exemplo, durante uma falha de rede, o binário resistente do gerador é perdido. Nesse caso a velocidade do rotor aumentaria de forma descontrolada e causaria o colapso da turbina. O rotor de uma turbina eólica deve ter um sistema aerodinâmico muito eficaz para limitar a potência e a velocidade de rotação.

As forças motrizes aerodinâmicas podem ser reduzidas variando o ângulo de ataque das pás, reduzindo a área varrida projetada do rotor ou alterando a velocidade efetiva da massa de ar nas pás do rotor, uma vez que a velocidade do vento não pode ser influenciada [12].

Existem três formas de controlo aerodinâmico, nomeadamente *Passive Stall Control*, *Pitch Control* e o mais completo *Active Stall Control*.

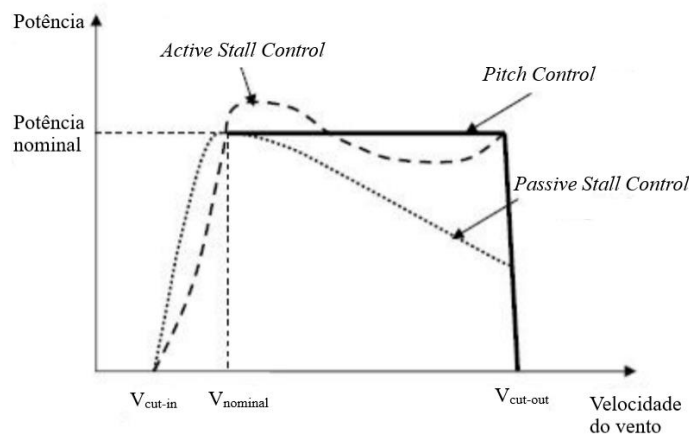


Figura 30 - Curva de potência para *Passive Stall Control*, *Pitch Control* e *Active Stall Control*. Fonte: Adaptada de [30].

Passive Stall Control

É o mais simples e robusto dos três métodos, onde as pás estão ligadas ao *Hub* com ângulo fixo. O *design* aerodinâmico do rotor provoca a perda de potência quando a velocidade do vento é superior ao valor nominal. Sendo assim a potência captada pela máquina é limitada, mas com a vantagem de não apresentar grandes variações [31].

Pitch Control

No método de *Pitch Control*, as pás das turbinas são orientadas em torno do seu eixo longitudinal, alterando o ângulo de ataque e de incidência com o vento. Quando a potência da máquina é superior à nominal, as pás rodam por forma a oferecer menos resistência e captar menos energia, o que conseqüentemente limita a produção. Existem duas formas de controlar o ângulo das pás, com sistemas hidráulicos e com sistemas elétricos [31].

A maior vantagem deste controlo é a capacidade de controlo de potência para todas as gamas de variação de velocidade do vento, assistência no arranque e capacidade de paragem em caso de emergência, reduzindo os esforços de fadiga para ventos fortes. As desvantagens prendem-se com serem sistemas mais complexos e caros [26].

Active Stall Control

Este método caracteriza-se por ser a junção dos dois anteriores, permite o ajuste do ângulo das pás (*Pitch Control*) sendo que para valores superiores de velocidade do vento onde a potência produzida é superior à potência nominal o *design* das pás serve de travão (*Stall Control*). Para velocidades baixas verifica-se apenas o controlo pelo ângulo de abordagem ao vento, por forma a obter o máximo de eficiência.

Apresenta como vantagem a simplicidade devido à ausência de mais partes em movimento tornando-a uma solução mais económica. A sua implementação é complexa devido ao desenvolvimento de software para o cálculo aerodinâmico para definir o ângulo de ataque para o qual a pá entra em perda (*Stall*) [26].

Uma das vantagens deste sistema, comparativamente com o *Stall* passivo, é a precisão com que se pode regular a captura de potência em situações em que rajadas de vento poderiam provocar um aumento substancial na potência de saída. Outra vantagem é que a máquina pode funcionar à potência especificada para todas as altas velocidades do vento. Um sistema de *Stall* passivo tem normalmente uma quebra na exportação de potência para ventos mais fortes [26].

3.4 Principais componentes nos aerogeradores hoje predominantes

Os componentes principais de um sistema de aproveitamento eólico são a turbina eólica, a caixa de velocidades (em alguns), o gerador, a eletrónica e o transformador de potência. A Figura 31 ilustra uma visão destes sistemas interligados. Dependendo do fabricante e modelo da turbina, tanto o conversor como o transformador podem estar na base, no topo, ou fora da estrutura do aerogerador.

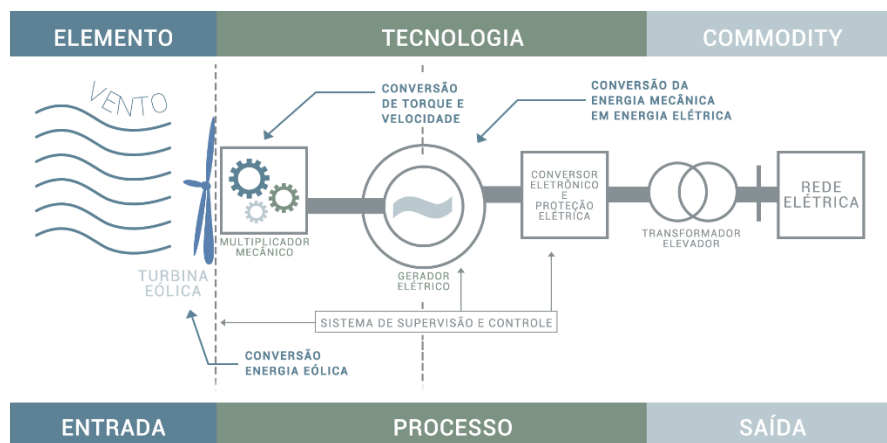


Figura 31 - Componentes de um aproveitamento eólico. Fonte: [32].

Um aerogerador é constituído por cerca de 25.000 componentes agrupados em subsistemas como torre, *Nacelle*, *Hub* e pás. Dentro da *Nacelle* estão muitos dos componentes elétricos e mecânicos como caixa de velocidade, eixo principal, gerado, sistema de controlo,... [33]. Na Figura 32 exibe-se a vista de um aerogerador com legenda dos subsistemas que o integram a seguir descritos.

Fundação: fornece a sustentação da estrutura da turbina e é composta por sapata com ferro, betão e a flange onde é fixado o primeiro tramo da torre.

Torre: é responsável por uma parte muito significativa da massa do aerogerador. Fornece a sustentação da *Nacelle* colocando o sistema a maior altura do solo para a captação do vento com maior velocidade e menor perturbação. As torres são cónicas e podem ser de aço ou betão, sendo as de aço mais utilizadas.

Transformador: pode estar dentro ou fora da torre e é responsável pela interligação do gerador com a subestação.

Sistema de Yaw: composto normalmente por 4 motores responsáveis pelo posicionamento da *Nacelle* para que o *Hub* fique alinhado contra o vento. Existe um conjunto de *Calipers* (travões) que imobilizam a *Nacelle* com a torre sempre que não está em movimento de *Yaw*.

Nacelle: é a estrutura que assenta na torre e alberga o rolamento de suporte do *Hub* e turbina, a caixa de velocidade, gerador, por vezes o transformador e conversor, entre sistemas de controlo.

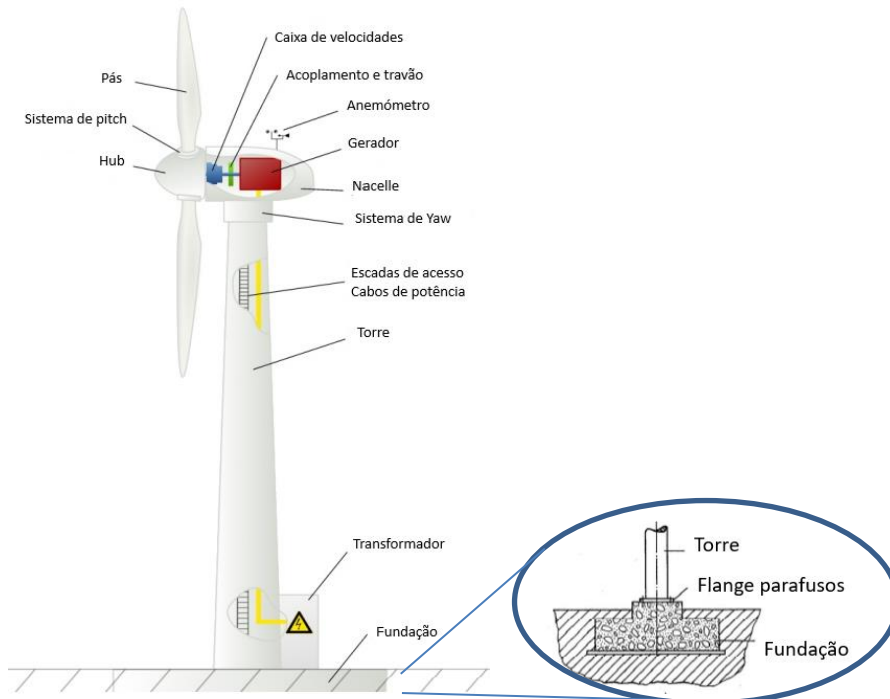


Figura 32 - Representação dos componentes de uma turbina eólica. Adaptado de [34 e 12].

Hub: ao *Hub* estão acopladas as pás da turbina e este integra o sistema de *Pitch*. Este conjunto é denominado por rotor.

Sistema de *Pitch*: sistema de controlo do ângulo de ataque das pás da turbina para possibilitar captar mais energia do vento.

Pás: as pás são estruturas com um perfil aerodinâmico otimizado para captar energia e são feitas com materiais leves e muito resistentes como tirantes em aço, fibra de carbono, fibra de vidro com infusão de resina epóxi. A sua dimensão determina a potência do aerogerador.

Caixa de velocidades: é responsável por aumentar a velocidade de rotação proveniente da turbina, que está ligada no lado do eixo lento e o alternador no lado do eixo rápido.

Gerador: instalado no interior da *Nacelle* converte a energia mecânica proveniente do rotor em energia elétrica. Pode ser do tipo síncrono, assíncrono ou *Direct Drive* com polos magnéticos produzidos por bobinas ou por ímanes permanentes.

Anemómetro e Velela: instrumentos meteorológicos localizados no interior da *Nacelle*. O anemómetro tem a função de medir a velocidade instantânea do vento e a veleta (*Windvane*) de medir a sua direção instantânea. Estes dois instrumentos são cada vez mais suportados por um sensor ultrassónico que obtém as duas medições em simultâneo.

Dentro da *Nacelle* e do *Hub* encontram-se os componentes ativo da geração. Na Figura 33 expõem-se os órgãos integrantes de um aerogerador com caixa de velocidades.

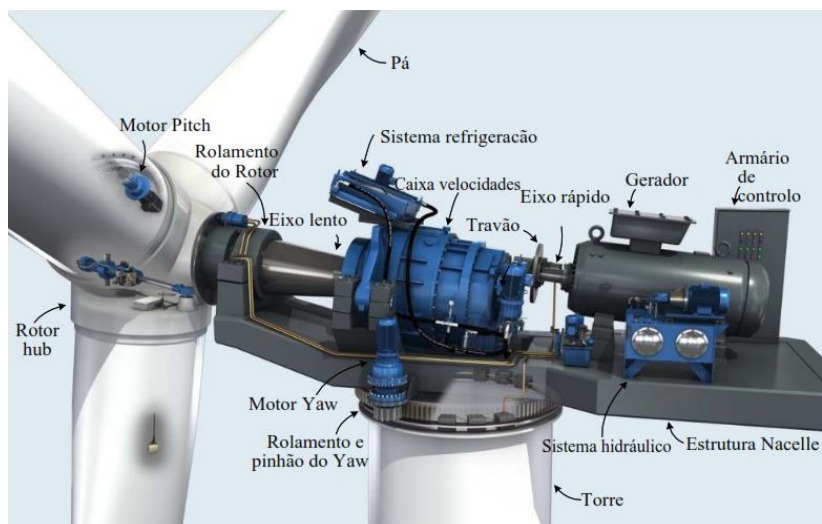


Figura 33 - Componentes de um aerogerador com caixa de velocidades. Adaptado de [35].

Na Figura 34 expõem-se os órgãos integrantes de um aerogerador sem caixa de velocidades.

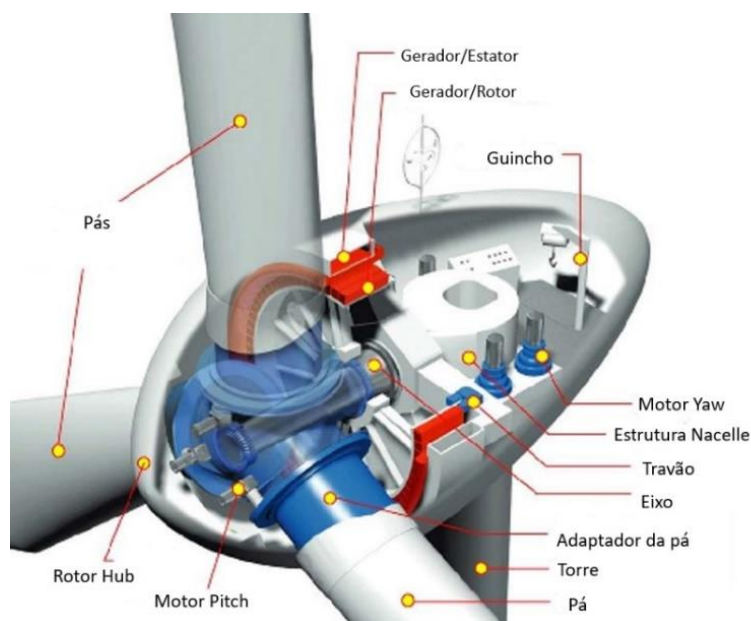


Figura 34 - Componentes de um aerogerador sem caixa de velocidades (*Direct Drive*). Adaptado de [36].

Nesta última configuração destaca-se a ausência da caixa de velocidades e presença de um gerador de ímãs permanentes. Tirando estas particularidades muitos dos outros subsistemas são semelhantes às duas configurações.

4. Emissões de CO₂ médias por MW instalado

As preocupações com as alterações climáticas têm vindo a agudizar-se nos últimos anos. Devido ao menor impacto ambiental da produção de eletricidade com base na fonte eólica, comparativamente com outras fontes renováveis e fósseis, o vento está bem posicionado para continuar a contribuir para mitigar os efeitos das mudanças climáticas [37].

4.1 Conceitos de *Bill-Of-Materials* e de *Life Cycle Assessment*

O conceito de *Bill-of-Materials* (BOM) assenta num inventário dos elementos constituintes de um produto ou sistema, matérias-primas, componentes e subcomponentes, assim como das quantidades necessárias para o fabricar. O BOM constitui uma lista dos itens necessários para construir um produto e é ainda por vezes designado também de estrutura de produto, lista de componentes de montagem ou receita da produção [38].

Estrutura BOM

O BOM é de natureza hierárquica, com o produto ou sistema objeto no topo. Inclui códigos, descrições de componentes e subcomponentes bem como quantidades, custos e especificações técnicas detalhadas. Os métodos utilizados na sua representação são:

Lista de materiais de nível único - É uma lista relativamente simples onde cada conjunto ou subconjunto é exposto apenas uma vez, com a quantidade necessária para implementar o produto. Embora seja mais fácil de desenvolver, este BOM não é adequado para produtos complexos porque não especifica o relacionamento entre os componentes e os subcomponentes ou as relações “pai e filho”. Em caso de falha, com um BOM de nível único é mais difícil de especificar qual o componente que precisa ser reparado ou substituído.

Lista de materiais multinível - É uma lista que exige maior esforço na construção, mas que oferece maior detalhe e especificidade dos componentes. No BOM multinível a estrutura do produto é criada para mostrar a relação “pai e filho”, bem como das submontagens [39].

Análise do Ciclo de Vida

A Análise do Ciclo de Vida (ACV) ou *Life Cycle Assessment* (LCA) de um produto ou sistema integra todas as etapas necessárias para o seu fabrico, uso e descarte. Essas vão desde a extração das matérias-primas, passando pela sua transformação e produção de todos subsistemas que integrarão o sistema final. São também considerados os custos de I&D que estiveram na base dos produtos e as etapas requeridas para a sua correta exploração até que seja abatido quando cessa a vida útil, podendo os seus elementos constituintes ser aproveitados para reutilização, reciclagem ou entregues em aterro [40].

O conhecimento do LCA de um produto constitui um passo fundamental do desenvolvimento sustentável que se inicia quando os recursos são extraídos da natureza (o berço) e termina quando o sistema cessa a sua função (o túmulo) como ilustrado na Figura 35.

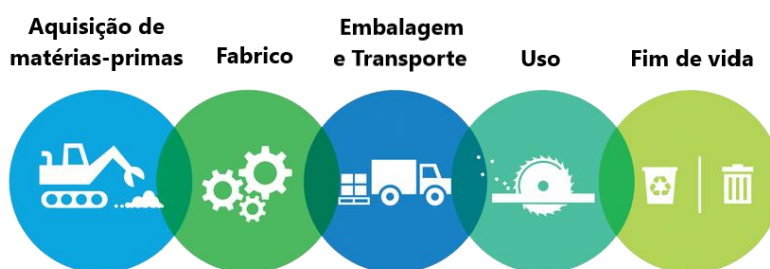


Figura 35 - Ciclo de Vida de um produto. Fonte: Adaptada de [41].

O LCA constitui assim uma ferramenta de análise sistemática das cargas ambientais de um produto ao longo do seu ciclo de vida e dos potenciais impactos no meio ambiente [42].

- "Produtos" neste contexto incluem produtos e serviços.
- As emissões para o ar, a água e o solo (como resíduos gasosos, líquidos ou sólidos) e o consumo de todos os recursos constituem "cargas ambientais".
- "Impactos ambientais" no contexto da LCA, referem-se às agressões sobre áreas que devem ser protegidos, como ecossistemas, saúde humana e recursos naturais.

Em termos metodológicos o total das emissões de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ associadas à produção de qualquer produto, serviço ou sistema, resulta assim da multiplicação das quantidades de materiais que o integram, identificadas no BOM, pelo valor das emissões de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ médias requeridos para a obtenção de cada material.

O valor médio das emissões de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ para cada produto/material são contabilizados por organismos internacionais especializados em subdomínios de matérias-primas, energia, transportes, serviços, etc. e são utilizados como referência em todos os cálculos de LCA.

4.2 Descrição do Caso Estudo – Parque Eólico de Lagoa Funda

Para a contabilização das emissões de CO₂ decorrentes da edificação de um parque eólico vamos utilizar como metodologia os dados reais disponíveis de um Caso Estudo de uma instalação constituída por 6 aerogeradores de 2 MW, localizado em Vila do Bispo, Portugal.

Consideraremos os valores oficiais disponibilizados para este caso concreto, a sua posterior comparação com dados publicados em vários sítios e decorrentes de outros estudos e a sua extrapolação para encontrar as emissões de CO_{2eq}/kWh para a geração a partir de fonte eólica.

Na Figura 36 expõe-se um esboço dos subsistemas ou componentes integrantes do sistema geral – parque eólico *onshore* – constituído por 6 aerogeradores, cabos internos de transporte da energia de cada aerogerador até à subestação, a subestação com a elevação do nível de tensão e toda a aparelhagem de interligação com a rede de transporte em AT para escoar a energia.

Consideramos que o limite do parque eólico é o ponto onde a energia é entregue à rede de transporte em alta tensão.

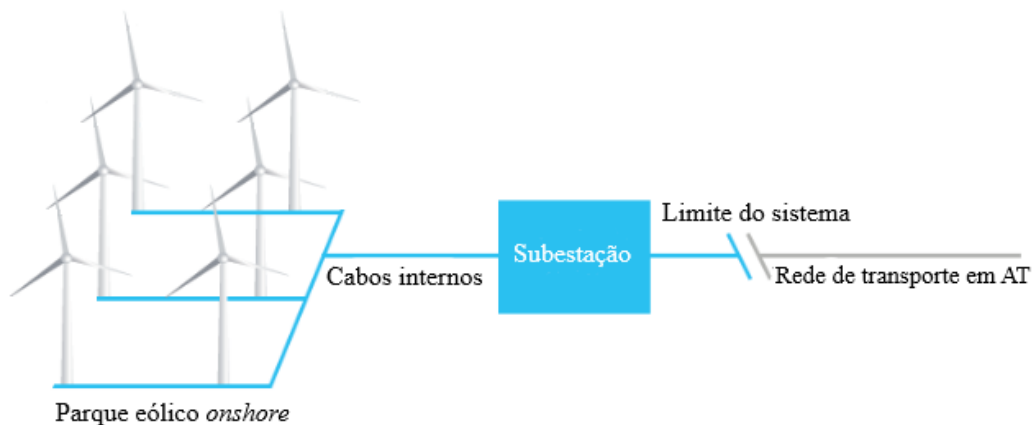


Figura 36 - Diagrama geral do sistema. Adaptada de [43].

Na Tabela 2 expõem-se informações adicionais sobre o Caso Estudo (Parque Eólico de Lagoa Funda) e os subsistemas que o integram.

Tabela 2 - Parque eólico *onshore* de 12 MW.

Descrição	Unidade	Quantidade
Vida útil esperada	Anos	20
Potência de cada aerogerador	MW	2
Tipo de gerador	-	Indução
Número de aerogeradores	-	6
Potência instalada do parque	MW	12
Altura da torre	Metros	80
Diâmetro do Rotor	Metros	90
Tipo de torre	-	Aço <i>standard</i>
Tipo de fundação	-	<i>Low GroundWater Gevel</i> (LGWL)
Localização do parque		Vila do Bispo, Portugal
Local de produção dos aerogeradores	-	Vestas Média Global

Fonte: [43] e [44].

A vida útil de um parque eólico *onshore* é comumente considerada de 20 anos. Isto corresponde ao tempo de vida expectável para o subsistema aerogerador V90-2.0MW e aplica-se à maioria dos seus componentes, com exceção de alguns consumíveis [43].

Quanto ao subsistema fundações dos aerogeradores *onshore*, existem basicamente dois tipos que são dependentes do nível do lençol freático:

- *High Groundwater Level (HGWL)*: indica um nível máximo do lençol de água igual ao nível do terreno, o que requer mais betão e reforço em aço; e
- *Low Groundwater Level (LGWL)*: cenário de baixo nível do lençol de água exigindo menos betão e reforço de aço.

O tipo *Low Groundwater Level* foi o escolhido para o estudo porque é o representativo da maioria dos parques eólicos localizados em montanhas.

Para a localização das fábricas da Vestas – foram consideradas as unidades fabris na Dinamarca para todos os componentes com exceção das torres, que tiveram o seu fabrico no Colorado, USA [45].

4.3 *Bill-Of-Materials* da instalação

Tabela 3 - *Bill-Of-Materials* para um parque eólico com aerogeradores Vestas V90-2.0MW.

Produto/ Sistema	Componentes	Subcomponentes	Materiais/aerogerador	Quantidade (Ton.)
Parque eólico	Aerogerador (x6 unidades)	Fundação	Betão	750.88
			Gaiola em aço	38.28
		Torre	Aço	148
		Nacelle	Ferro fundido	22
			Fibra de vidro	
		Hub	Ferro fundido	18
			Poliéster de fibra de vidro	
		Pás	Fibra de carbono	20.1
			Fibra de vidro	
			Resina epóxi	
		Caixa de velocidades	Ferro	15.3
			Lubrificantes	
			Aço	
		Gerador	Aço	5.6
			Ferro fundido	
			Cobre	
		Unidades de controlo	Eletrónica de potência	2.5
			Materiais Elétricos/eletrónicos	
		Motores <i>Yaw</i>	Imanes	1
			Aço	
			Cobre	
			Lubrificantes	
		Eixos e rolamentos	Aço	8
		Transformador	Aço	4.65
			Cobre	
			Alumínio	
Resina				
Cabos elétricos	Alumínio	1		
	Cobre			
	Aço			
	Polímeros			
Subestação	Aço	76		
	Cobre			
	Lubrificantes			
	Cerâmica			
Total de cabos elétricos	Cobre	584		
	Alumínio			
	Cerâmica			

			Polímeros	
	Aparelhagem de corte		Aço	1
			Cobre	
			Gás SF6	

Fonte: [43], [46] e [47].

A Tabela 3 representa a lista de materiais que fazem parte do sistema Parque Eólico de Lagoa Funda. São apresentadas as quantidades em toneladas dos materiais que compõem o componente aerogerador (por unidade), assim como dos componentes: subestação, total de cabos elétricos e aparelhagem de corte.

A massa dos subcomponentes de maior dimensão do aerogerador, como caixa de velocidades, gerador e transformador foram obtidos a partir de [47], um *website* especializado na venda de peças para aerogeradores de vários fabricantes.

Na secção seguinte, analisamos em detalhe a massa para cada tipo de material necessário para a construção do produto final, o parque eólico.

4.3.1 Distribuição dos materiais que constituem o sistema parque eólico

Na Tabela 4 expõe-se a distribuição dos materiais do Caso Estudo (parque eólico de 12 MW instalado com aerogeradores Vestas V90-2.0 MW).

Tabela 4 - Lista e quantidade de materiais do parque eólico de 12MW (com seis aerogeradores Vestas V90-2.0MW).

Classificação do Material	Unidade	Aerogerador	Fundações	Totais cabos elétricos	Aparelhagem de corte	Subestação	Total
Aço	Ton	992	230	0	0.7	44	1266
Ferro fundido	Ton	240	0	0	0	0	240
Alumínio	Ton	25	0	166	0	0	191
Cobre	Ton	10	0.2	43	0.3	11	65
Materiais poliméricos	Ton	63	0.7	373	0	0	436
Polímeros de processo (lacas)	Ton	2	0	0	0	0	2
Outros materiais e compostos (total)	Ton	127	4505	1	0	2	4635
Naturais orgânicos modificados	Ton	13	0	0	0	1	14
Cerâmica/Vidro	Ton	115	0	1	0	1	117
Betão	Ton	0	4505	0	0	0	4505
Gás SF6	Ton	0.04	0	0	0.01	0	0.05
Materiais elétricos/eletrônicos (total)	Ton	14	0	0	0	0	14
Eletrônicos	Ton	3	0	0	0	0	3
Elétricos	Ton	10	0	0	0	0	10
Imanes	Ton	2	0	0	0	0	2
Combustível e meios auxiliares(total)	Ton	5	0	0	0	19	24
Lubrificantes	Ton	4	0	0	0	19	23
Líquido refrigerante/glicóis	Ton	1	0	0	0	0	1
Massa total do parque	Ton	1478	4736	584	1	76	6875
Número de itens		6	6	1	1	1	-
Massa por aerogerador	Ton	246	789	-	-	-	-

Fonte: [43].

Pela tabela 4, temos a massa de cada material que integra o parque em estudo, a massa total de cada componente e a massa total para o sistema, parque eólico. Cada aerogerador possui uma massa próxima de 246 toneladas e cada fundação cerca de 789 toneladas. O total de cabos elétricos tem uma massa da ordem das 584 toneladas.

Na Figura 37 é exposto o peso relativo da massa dos materiais que integram o Parque Eólico de Lagoa Funda de 12MW.

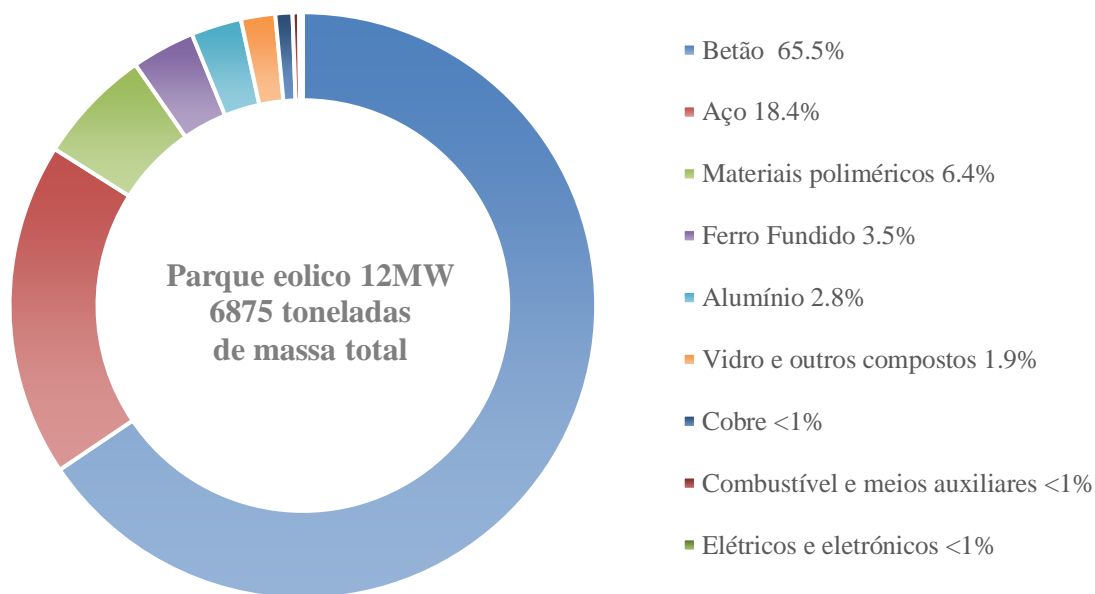


Figura 37 - Distribuição da massa de cada subcomponente do parque eólico de 12MW.

A massa total do parque eólico é da ordem das 6.875 toneladas, constituindo o betão 65.5% dessa massa, seguida do aço com 18.4%, sendo estes os materiais predominantes.

O cobre, combustíveis e material elétrico/eletrónico apresentam uma massa comparativamente menor, embora envolvam um elevado custo energético como é exposto na secção seguinte.

4.4 Life Cycle Assessment

O LCA constitui uma ferramenta usada por projetistas de sistemas de energia para avaliar os impactos ambientais decorrentes da exploração de qualquer tecnologia. No nosso caso vamos aplicá-la à energia eólica, desde a captura das matérias-primas, a sua transformação e o transporte, a produção dos subsistemas ou componentes, toda a logística desde as fábricas até ao local da instalação, incluindo deslocações de pessoal, a operação e manutenção e a gestão do fim de vida. Estas estão exemplificadas na Figura 38.

O objeto desta seção é quantificar os impactos ambientais, em termos de quantidade de CO₂eq emitido durante o ciclo de vida de um sistema, parque eólico *onshore* de 12 MW, que constitui o nosso Caso Estudo.

Etapas do ciclo de vida

O ciclo de vida de um parque eólico pode ser decomposto nas seguintes etapas:



Figura 38 - Etapas do ciclo de vida. Adaptado de [48].

Fabrico de componentes: Identificam-se os tipos e as quantidades de materiais que tiveram de ser extraídos para produzir os componentes do aerogerador e os elementos necessários para ligar o parque eólico à rede, subestação e cabos elétricos. O custo energético total para o fabrico de todos os componentes do parque eólico será aqui calculado.

Transporte e Instalação: análise do transporte das matérias-primas para as fábricas onde os componentes serão produzidos. Componentes, recursos auxiliares e trabalhadores são transportados para o local da instalação durante esta fase. A instalação no local inclui a abertura de caminhos, a preparação das plataformas, a montagem dos aerogeradores e a sua ligação à rede. Estas atividades envolvem o consumo de recursos energéticos e a produção de resíduos.

Operação e manutenção: O aerogerador V90-2.0MW é projetada para durar 20 anos. Esta fase integra os custos energéticos com a exploração ao longo da sua vida útil. Essencialmente serão analisadas as emissões devidas ao transporte das equipas para manutenção e reparação dos aerogeradores.

Desmantelamento no fim-de-vida: No final da vida útil do parque eólico, os componentes serão desmontados e os materiais transportados e desmantelados de acordo com as recomendações específicas de cada. Essa reciclagem conduz à recuperação de materiais, o que

reduz a necessidade de extração de novos materiais primários. Alguns são ainda descartados em aterro.

4.4.1 Emissões de CO₂ associadas ao fabrico dos componentes

São muitos os LCA efetuados nos últimos anos e é hoje fácil aceder aos valores das emissões médias de CO_{2eq} atribuídas ao fabrico de uma grande diversidade de materiais.

Para todos os materiais integrantes de um aerogerador, aqueles em que se consegue menor precisão são os elétricos/eletrónicos. Devido à sua complexidade não é possível obter dados específicos sobre os componentes exatos usados nas placas de circuito impresso, conhecidas como PCB, nos controladores do aerogerador. O valor das emissões considerado para estes materiais é a média de valores apresentados por vários LCA para a produção de equipamentos eletrónicos tais como eletrónica industrial, computadores e telemóveis [49].

Na Tabela 5 expõe-se a massa total, em toneladas, para cada tipo de material usado no fabrico do parque eólico. Este é depois multiplicado pelo fator de emissões de CO_{2eq} médias para cada material por forma a obter o somatório das emissões totais do seu fabrico.

Tabela 5 - Emissões de CO₂ totais do parque eólico de 12 MW.

Tipo de Materiais	Unidade	Quantidade	Fator de Emissão (kgCO₂eq por kg de material)	Toneladas de Emissões de CO₂eq
Aço	Ton	1266	1.77	2241
Ferro fundido	Ton	240	1.51	362
Alumínio	Ton	191	11.5	2199
Cobre	Ton	65	2.77	179
Materiais poliméricos	Ton	436	3.07	1340
Polímeros de processo (lacas)	Ton	2	2.2	4
Naturais orgânicos modificados	Ton	14	2.61	35
Cerâmica/Vidro	Ton	117	2.60	303
Betão	Ton	4505	0.15	676
Gás SF6	Ton	0.05	120	6
Materiais elétricos/eletrônicos	Ton	12	178	2179
Imanes	Ton	2	27.6	60
Lubrificantes	Ton	23	3.86	89
Líquido refrigerante/ <i>Glycol</i>	Ton	1	4.14	5
Total de emissões CO₂eq (Ton)				9.677

Fonte: [49], [50], [51], [52] e [53].

4.4.2 Emissões de CO₂ associadas ao transporte e instalação

Transporte de matérias-primas para os locais de fabrico dos componentes

O transporte de matérias-primas para os locais e fábricas onde os componentes serão produzidos é considerado em 600 km por camião, exceto para materiais da fundação onde são assumidos 50 km. [43].

Tabela 6 - Emissões totais de CO₂ decorrentes do transporte de matérias-primas e grandes componentes até às fábricas Vestas.

Transporte para as fábricas	Camião (Km)	No. de camiões por aerogerador	No. total de camiões	Consumo (l/100km)	kgCO ₂ /litro	Total TonCO _{2eq} transporte para a Vestas
Matérias-primas	600	10	60	40	2.62	37
Materiais da fundação	50	30	180	40	2.62	9
Grandes componentes	600	26	156	40	2.62	98
Total de emissões CO _{2eq} (Ton)						144

Na Tabela 6 são expostos os valores das emissões de CO_{2eq} para o transporte de matérias-primas (aerogeradores e fundações) e grandes componentes desde os seus fabricantes até às fábricas da Vestas. O número de camiões foi calculado com base na capacidade de carga destes e na massa total dos componentes. O camião pesado do fabricante *Iveco* foi utilizado para os cálculos, este apresenta uma capacidade de carga de aproximadamente 25 toneladas [54]. Com esta capacidade de carga, são necessários 10 camiões para o transporte de matérias-primas para um aerogerador, 30 camiões para uma fundação e mais 26 camiões para os restantes componentes do parque eólico.

Segundo os testes feitos por [55], o consumo medio de um camião *semi-trailer* de 42 Ton. carregado em autoestrada é próximo de 40l/100km.

Por cada litro de diesel consumido são emitidos 2,62 kg CO_{2eq} [56].

Temos:

$$Total\ de\ kgCO_{2eq} = \frac{km * Consumo}{100(km)} * No.\ total\ de\ camiões * kgCO_2 / litro \quad (11)$$

As emissões de CO₂ associadas a estes transportes têm um valor próximo das 144 Ton CO_{2eq}.

→ **Transporte desde as fábricas das Vestas até ao local de instalação do parque eólico**

As distâncias envolvidas no transporte dos subcomponentes do parque eólico desde as fábricas da Vestas até ao local da instalação do parque são apresentadas na Tabela 7.

Os subcomponentes podem ser subdivididos em *nacelles*, *hubs*, pás, torres, fundações e outros componentes do parque que inclui os cabos elétricos, subestação e aparelhagem de corte.

Tabela 7 - Transporte dos componentes desde as fábricas da Vestas até ao local do parque.

Componentes	Camião (km)	Navio (km)
<i>Nacelles</i>	125	2381
<i>Hubs</i>	125	2381
Pás	125	2381
Torres	165	7913
Fundações	50	0
Outros componentes do parque	300	0

Esta análise quantifica o peso do transporte dos componentes do aerogerador desde os locais de produção para o local de implantação do parque eólico e assumiu-se uma abordagem em que todos os componentes foram transportados por navio desde as fábricas da Vestas na Dinamarca, com exceção das torres que foram produzidas no Colorado (EUA) [45]. As distâncias da cadeia de abastecimento são baseadas nas vendas médias de 2010.

Para a *nacelle*, *hub* e pás, as viagens através de navio foram calculadas desde o porto de Ringkobing, na Dinamarca, até ao porto de Sines, em Portugal. Para as torres, os cálculos foram feitos desde a cidade de Pueblo, Colorado (USA) até ao porto de Sines, Portugal. Estes cálculos foram realizados com recurso à ferramenta *Searates* [57].

As viagens com recurso a camião, no cenário dos componentes fabricados na Dinamarca, apenas foram contabilizados os quilómetros do porto de Sines até a localização do parque em Vila do Bispo uma vez que as fábricas da Vestas na Dinamarca estão junto ao Porto de Ringkobing, não havendo deslocações por camião na Dinamarca. As torres, no Colorado, têm de percorrer alguns quilómetros por camião até ao porto mais próximo.

Na Tabela 8 é exposto o valor das emissões totais de CO₂ decorrentes do transporte dos componentes do parque eólico desde as fábricas da Vestas até ao local da instalação.

Tabela 8 - Emissões de CO₂ decorrentes do transporte de todos os componentes do parque eólico até ao local de instalação.

Componentes	Camião			Navio			Total TonCO _{2eq} para transporte até ao parque
	No. Total de viagens	Consumo (l/100km)	Total TonCO ₂	Peso (toneladas)	TonCO ₂ por tonelada de carga por km	total TonCO ₂	
<i>Nacelle</i>	6	60	1.18	408	0.000013	12.85	14
<i>Hub</i>	6		1.18	108		3.40	4.6
Pás	18		3.54	121		3.80	7.3
Torre	18		4.67	888		92.96	97.6
Fundação	354		27.82	0	0	0	27.8
Outros componentes do parque	6		2.83	0	0	0	2.8
Total de emissões CO _{2eq} (Ton)							154

Fonte: [56] e [58]

Como referimos atrás são necessários dois meios de transporte, camião e navio, para transportar todos os componentes até a localização da instalação do parque eólico.

No que diz respeito ao transporte por camião (Tabela 8), temos o seguinte:

- Como visto anteriormente, por cada litro de diesel são emitidos 2,62 kgCO₂ [56];
- Consumo médio do camião, considerado 60l/100km, para um camião de 60 toneladas carregado [55]. Foi contabilizado um maior de consumo uma vez que os acessos ao parque são mais lentos e mais agressivos do que em autoestrada;
- Uma *nacelle* por camião assim como o *hub* e outros componentes do parque, totalizando 6 camiões por cada um destes componentes;
- Para as pás são necessários 18 camiões, uma vez que é transportada uma pá por camião. O mesmo para a torre que é constituída por três tramos, um por camião, 18 no total;
- Para a fundação foram considerados 57 camiões, por aerogerador, para o transporte de betão, isto porque, pela Tabela 4 sabemos que o peso total de betão de uma fundação é aproximadamente 751 Ton. o que equivale a 313 m³ e segundo [59], a densidade do betão tem o valor de 2,4 Ton/m³. A capacidade de um camião-betoneira varia, podendo transportar entre 4 m³ e 10 m³. Admitindo um camião 6×4 (máximo 26 Ton.), com capacidade para transportar 5,5 m³ de betão (cerca de 13,2 ton.) [60], para transportar os 313 m³ de betão são necessários 57 camiões-betoneira por aerogerador;
- Para o transporte de ferro, que totaliza quase 38 Ton. por aerogerador, são contabilizados mais 2 camiões;
- Aplicando a fórmula (11), é calculado o valor total de emissões associadas ao transporte por camião.

Já no transporte por navio, verifica-se:

- Segundo [58] a pegada de carbono média de navios de carga no Reino Unido em 2020 para o tipo de carga geral é de 13,23 gramas de CO_{2eq} por Ton. de carga por quilómetro;
- Recorrendo à Tabela 3, temos as massas em toneladas para cada componente;

Admitindo que só um navio transporta as 6 *nacelles*, o total do peso em toneladas foi calculado para as 6 unidades e temos:

$$\text{Total TonCO}_{2eq} = \text{Peso total da carga (Ton)} * \text{TonCO}_2 \text{ por Ton de carga por km} \quad (12)$$

- O mesmo cálculo foi feito para os restantes componentes onde o navio é utilizado para o seu transporte, como *hubs*, pás e torres.

→ Instalação do parque eólico

Os trabalhos para a instalação do parque eólico podem ser divididos em:

Terraplanagem: incluem a desmatagem e toda a preparação dos caminhos e área circundante aos aerogeradores;

Passagem dos cabos elétricos: enterrar os cabos elétricos desde os aerogeradores até à subestação;

Fundações: abertura da caixa, preparação do solo, armar a estrutura de ferro e fixação do aro e enchimento com betão;

Aerogeradores: montagem dos aerogeradores com recurso a gruas.

Na Tabela 9 estão expostas as emissões de CO₂ referentes as tarefas desta etapa.

Tabela 9 - Emissões CO₂ associadas à preparação e instalação do parque eólico.

Instalação do parque eólico	Unidade	Quantidade	Quantidade total para os 6 aerogeradores	TonCO _{2eq} /unidade	Total TonCO _{2eq} para instalação do parque eólico
Terraplanagem	km	3	3	90	270
Carrinhas 1/2Ton (trabalhadores)	km	90000	90000	0.00034	30.6
Camião basculante	km	100	600	0.0019	1.1
Escavadora para passagem dos cabos internos	h	24	144	0.040	5.7
Escavadora para abertura da fundação	h	60	60	0.040	2.4
Cilindro para fundação	h	12	72	0.035	2.5
Camião grua para ferro da fundação	h	12	72	0.021	1.5
Camião para projecção de betão	h	12	72	0.022	1.6
Grua para montagem dos aerogeradores	h	38	228	0.125	28.5
Grua auxiliar	h	36	216	0.105	22.6
Total de emissões CO _{2eq} (Ton)					367

Fonte: [61], [62], [63], [64] e [65]

Para os valores expostos na Tabela 9, foram feitas as seguintes considerações:

- Admitiu-se que foram necessários 3 meses para os trabalhos desde a preparação do terreno até à instalação dos aerogeradores;
- Na preparação do terreno, abertura de caminhos e zona dos aerogeradores, são emitidas 90 toneladas de CO₂ por quilómetro para caminhos de gravilha [61]. Recorrendo ao “*Google Earth*”, o parque em estudo, tem uma extensão próxima 3 km de caminhos o envolveu 270 Ton. de emissões de CO_{2eq}, sendo esta etapa a responsável pelas maiores emissões durante a instalação;
- Para o transporte dos trabalhadores foram consideradas 20 carrinhas de ½ Ton. que percorrem 50 km todos os dias durante os 3 meses, totalizando 90.000 km que equivalem a emissões de 31 Ton. de CO_{2eq};
- A operação da grua principal é responsável por aproximadamente 20 Ton. de emissões CO_{2eq}. O modelo escolhido tem um consumo de 48 l/h à potência máxima [62]. Este valor foi admitido para as 26 horas que são necessárias para a montagem de um aerogerador mais 2 horas por aerogerador para a movimentação da grua. Uma grua auxiliar de menor porte é também utilizada para montagens no solo e suporte à grua principal, esta grua faz todo o trabalho de preparação antes da grua principal chegar ao parque uma vez que o custo da grua principal é muito elevado.

O valor final de emissões para esta etapa é de 367 Ton. de CO_{2eq}.

4.4.3 Emissões de CO₂ associadas à operação e manutenção do parque eólico

Esta fase integra o funcionamento geral do parque eólico ao longo da vida útil. As atividades aqui incluem a manutenção periódica de troca de óleo e filtros e substituição de peças desgastadas, como a caixa multiplicadora. Os dados do transporte associado a esta operação encontram-se na Tabela 10.

Tabela 10 - Emissões de CO₂ totais associadas ao transporte para manutenção do parque ao longo da sua vida útil.

Operação/Manutenção do parque-Transporte	km por parque por ano	Anos	Consumo (l/100km)	kgCO ₂ /litro	Total TonCO _{2eq} para manutenção/operação
Equipas de operação	18720	20	17.5	2.62	171
Equipa de manutenção	2160	20	17.5	2.62	20
Total de emissões CO _{2eq} (Ton)					191

As equipas responsáveis pela operação estão disponíveis continuamente para garantir a bom funcionamento do parque eólico. Para o cálculo do seu impacto ambiental foram consideradas 2 equipas com 2 técnicos que se deslocam nos dias de semana em 2 carrinhas e apenas uma equipa aos fins-de-semana. Percorrem diariamente cerca de 30 km, totalizando aproximadamente 18.720 km por ano para garantir a operacionalidade do parque.

As equipas de manutenção são responsáveis pela manutenção periódica. O seu transporte para o parque é efetuado com base na manutenção prevista e estimado em 2.160 km por parque por ano [43]. Para veículo de transporte foi considerado o uso de carrinhas com consumo de 17.5l/100km. Aplicando a fórmula (11) e multiplicando pelos 20 anos de vida útil temos um total próximo de 191 Ton. CO_{2eq} emitidos para o transporte das equipas de operação e manutenção do parque eólico.

Tabela 11 - Emissões de CO₂ associadas aos consumíveis do parque ao longo da sua vida útil.

Manutenção do parque - Consumíveis	Unidade	Total no fim de vida	Fator de Emissão (kg CO_{2eq}/unidade)	Total TonCO_{2eq} manutenção/operação
Lubrificantes sintéticos (Substituição multiplicadora)	Litros	4800	3.71	18
Substituição das multiplicadoras (aço)	Ton	180	1.77	319
Grua para substituição dos subcomponentes	Horas	120	0.125	15
Materiais elétricos/eletrónicos	Ton	1	178	178
Total de emissões CO_{2eq} (Ton)				530

Fonte:[53]

Ao longo da vida útil algumas peças de desgaste têm que ser substituídas, a caixa multiplicadora é um dos subcomponentes com maior impacto na sua substituição. Segundo [53], a durabilidade da multiplicadora é de 7 a 8 anos. Para os cálculos da Tabela 11, foram consideradas duas substituições da multiplicadora por aerogerador ao longo da vida útil do parque, o que perfaz 4.800 litros de óleo e 180 Ton. de aço adicionais. Para a sua substituição é necessário recorrer a gruas, admitindo 10 horas de trabalho por cada aerogerador, totalizando 120 horas.

Cerca de 50 kg de material eléctrico/electrónico foi considerado por ano por aerogerador. 530 Ton. é o total de emissões CO_{2eq} associadas aos consumíveis na manutenção do parque eólico.

4.4.4 Emissões de CO₂ associadas ao desmantelamento no fim do ciclo de vida do parque eólico

O tratamento de fim de vida do aerogerador é extenso e detalhado pela Vestas no LCA destinado a este modelo de aerogerador. Supõe-se que todo o aerogerador seja recolhido e reciclado no final da sua vida útil.

Os grandes componentes de metal são compostos por apenas um material (caixa de velocidades, transformadores, seções de torre, etc.) são considerados 98% recicláveis. Os cabos são 95% reciclados e todas as outras partes do aerogerador são tratadas como se expõe na Tabela 12.

Tabela 12 - Tratamento de fim de vida dos componentes de um aerogerador.

Material	Tratamento
Aço	90% reciclado + 10% depositado em aterro
Alumínio	90% reciclado + 10% depositado em aterro
Cobre	90% reciclado + 10% depositado em aterro
Polímeros	50% incinerado + 50% depositado em aterro
Lubrificantes	100% incinerado
Todos os outros materiais (incluindo betão)	100% depositado em aterro

Fonte: [43].

A informação sobre taxas de reciclagem dos componentes do aerogerador é obtida a partir de estudos de LCA realizados pela Vestas. Os créditos totais (emissões evitadas) são considerados apenas para o material recuperado, peças de aço, ferro, cobre e alumínio. A Vestas divulga que a reciclabilidade média desses componentes de um aerogerador V90-2.0MW é próxima dos 82% [43].

Com a reciclagem destes materiais teremos emissões evitadas (negativas), uma vez que o seu reaproveitamento evita a equivalente extração de matéria-prima. Neste item utilizaremos o valor divulgado pelas Vestas no LCA que é de - 4.6gCO_{2eq}/kWh, valor que engloba os processos desde o desmantelamento, reciclagem e eliminação de resíduos [43].

4.5 Cálculo das emissões de CO₂ por MW instalado

Somando os valores obtidos nas secções anteriores chegamos ao valor das emissões totais de CO_{2eq} para todo o parque eólico exposto na Tabela 3.

Tabela 13 - Emissões totais de CO_{2eq}/Ton.

Etapas	Unidade	Emissões em Ton. CO _{2eq}
Emissões de CO ₂ associadas ao materiais e fabricação	Ton	9677
Emissões de CO ₂ associadas ao transporte dos materiais	Ton	298
Emissões de CO ₂ associadas a instalação do parque eólico	Ton	367
Emissões de CO ₂ associadas à exploração e manutenção regular do parque eólico	Ton	721
Total de emissões CO _{2eq}		11.063

Como o parque eólico do nosso caso estudo tem uma potência instalada de 12 MW, o valor das emissões totais é de 922 Ton. de CO_{2eq} por MW.

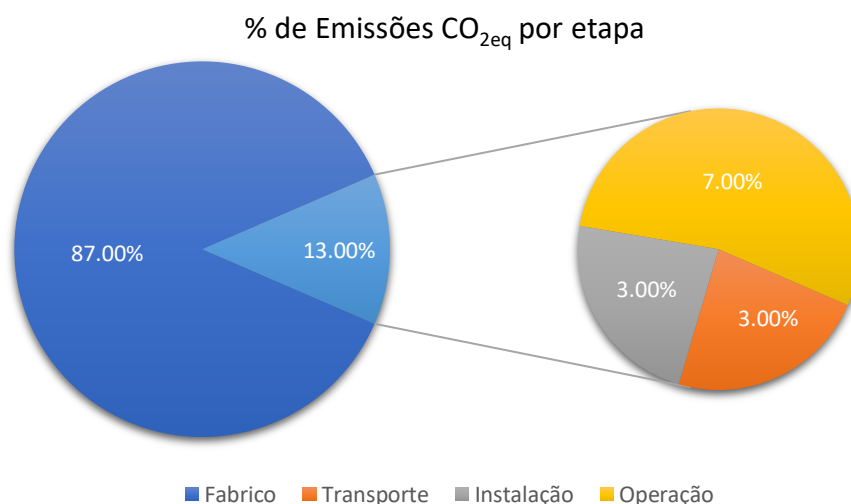


Figura 39 - Peso das emissões de cada etapa do ciclo de vida.

A etapa de fabrico dos componentes é responsável pelas maiores emissões de CO_{2eq} com 87% do total. As restantes etapas representam 13% que estão repartidos de modo quase equitativo pelas etapas transporte e instalação dos componentes e a operação do parque eólico.

As emissões decorrentes do transporte e da instalação são as que apresentam maiores variações já que dependem muito do país onde está a ser instalado o parque eólico e se há, ou não, produção de componentes nesse país. Já as etapas de fabrico e de operação não possibilitam grandes reduções uma vez que os componentes têm que ser fabricados e o parque mantido ao longo da sua vida útil.

A última etapa, fim de vida, não é aqui considerada porque apresenta emissões negativas. Quanto mais materiais se conseguirem recuperar, maior será o valor das emissões evitadas esse valor será abatido às emissões totais de CO_{2eq}/kWh encontradas no Capítulo 5.

Para parques eólicos *offshore* os valores das emissões totais de CO_{2eq} são consideravelmente superiores, uma vez que os aerogeradores são de maior dimensão, o transporte dos componentes, equipamentos e equipas é feito por navio e por helicóptero e a instalação apresenta custos energéticos superiores. Contudo a captura de energia por MW instalado é também superior e cada caso necessita de um estudo individual e detalhado.

5. Potencial de geração eólica por MW instalado

A escolha do melhor local para a instalação de um parque eólico tem por base maximizar a geração de eletricidade com o recurso eólico disponível, sendo este extremamente dependente da localização.

As instalações eólicas podem classificar-se em parques *onshore*, com os aerogeradores instalados em terra, apresentando valores de produção muito variáveis e em parques *offshore*, com os aerogeradores instalados no mar, envolvendo maiores custos, mas produção mais estável e maior devido ao mais elevado número de horas de vento.

5.1 Fator de capacidade de geração eólica

O fator de capacidade de geração eólica expressa o valor absoluto, ou percentual, da potência média de saída relativamente à potência total instalada e o seu conhecimento constitui um elemento determinante para avaliar o potencial efetivo de uma dada exploração.

Na Figura 40 expõem-se os fatores de capacidade de geração média mundiais para diferentes tecnologias de geração.

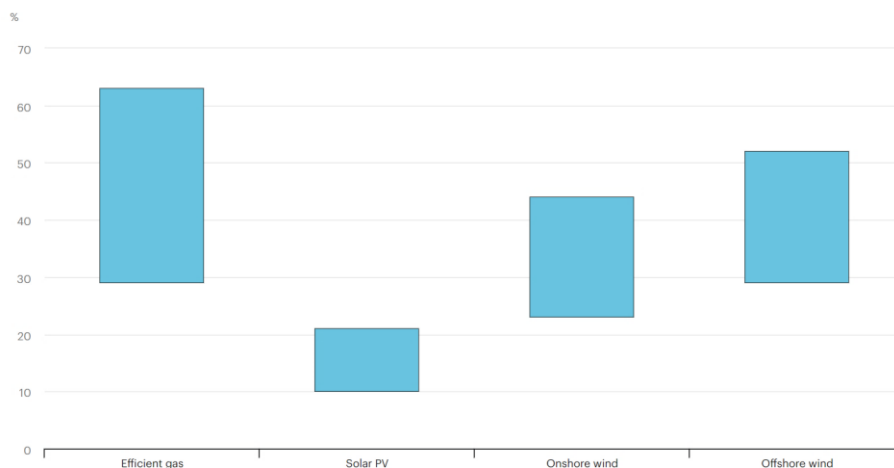


Figura 40 - Fator de capacidade de geração anual para diferentes tecnologias. Fonte: [66].

Da Figura 40 podemos concluir que, apesar da sua muito maior capacidade efetiva, as Centrais de Ciclo Combinado a gás exibem valores médios em torno dos 29 a 63%, os parques solares fotovoltaicos dos 10 aos 21%, os parques eólicos *onshore* dos 23 aos 44% e os parques *offshore* dos 29 aos 52%.

Os parques eólicos *offshore* exibem fatores de capacidade superiores aos *onshore* devido à superior densidade do ar, que é máxima ao nível do mar, ao fluxo mais regular dos ventos e à dimensão maior dos aerogeradores. Os ventos *offshore* exibem ainda flutuações mais restritas, até 20% por hora, enquanto que a intensidade da radiação solar apresenta flutuações de até 40% por hora e muito superiores no caso de dias com nuvens dispersas [66].

Nos parques eólicos *onshore* o fator de capacidade é extremamente dependente da localização, estando os melhores locais nos cumes das montanhas assim como em algumas encostas junto ao mar que beneficiam dos caudais de vento típicos sobre os oceanos e dos menores custos de instalação em terra.

Um outro conceito também utilizado é o de Horas de Produção Equivalente (HPE) que exprime, numa base anual, o número de horas que uma instalação de geração de energia eletricidade funciona em regime equivalente à potência nominal instalada [67].

Para termos uma ideia da intensidade do recurso eólico em Portugal, expõem-se na Figura 41 as HPE para os parques eólicos instalados em território continental e nas duas regiões autónomas.

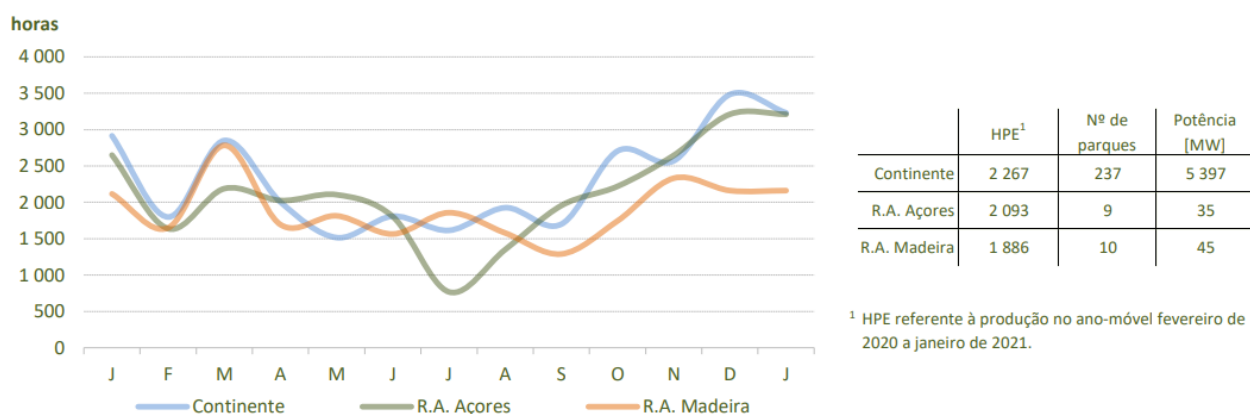


Figura 41 - Distribuição das Horas de Produção Equivalente de janeiro/2020 a janeiro/2021.

Fonte: [67].

Observa-se da Figura 41 que os meses de dezembro e janeiro são os que apresentam o maior HPE. No continente esse valor atinge o valor médio de 2267 horas que corresponde a 25,6% da potência total instalada de 5397 MW, ou seja, 1381 MW.

Na região autónoma da Madeira o valor médio é de 1866 horas que corresponde a um fator de capacidade de geração de 21,2% da potência total instalada de 45 MW, ou seja 9,5 MW.

Na região autónoma dos Açores o valor médio é de 2093 horas que correspondem a um fator de capacidade de geração de 23,8% da potência total instalada de 35 MW, ou seja 8,3 MW.

Na Tabela 14 expõem-se os valores disponibilizados pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) para a potência eólica instalada em Portugal e a produção eólica anual de janeiro de

2012 a janeiro de 2021. Esta informação serviu de base para o cálculo do fator médio de capacidade de geração eólica anual em Portugal.

Tabela 14 - Fator de capacidade de geração eólica em Portugal.

	1	2	3	4	
Ano	Potência Instalada (MW)	Produção anual (MWh)	Horas de produção equivalente Col. 2/ Col. 1	Fator de capacidade Col. 3/8766h	Fator de capacidade médio %
2012	4529	10260000	2265	26%	27%
2013	4731	12015000	2540	29%	
2014	4953	12111000	2445	28%	
2015	5034	11608000	2306	26%	
2016	5313	12474000	2348	27%	
2017	5313	12248000	2305	26%	
2018	5379	12617000	2346	27%	
2019	5459	13667000	2504	29%	
2020	5478	12364000	2257	26%	
2021	5478	12458000	2274	26%	

Fonte: [67].

A coluna 3 (HPE) obtém-se dividindo a produção anual pela potência instalada. O fator de capacidade é calculado através da divisão das horas de produção equivalente (coluna 3) pelo total de 8766 horas anuais. Para este período (2012 – 2021) o valor médio nacional de HPE é de aproximadamente 2367 horas anuais e podemos concluir que a produção eólica contribui com 27% da sua potência instalada.

O valor referido no parágrafo anterior foi reconfirmado por consulta da informação referente à produção eólica e a potência total instalada, nos últimos três anos, disponibilizada no *website* oficial da APREN [68].

A nível mundial e de acordo com [20], em 2018 por cada MW de potência eólica instalada *onshore* foram produzidos 2,1 GWh de eletricidade por ano, ou seja 2.100 MWh sobre o valor máximo possível que é de 8.766 MWh dá um fator de capacidade de 24% ($2.100/8.766 = 0,24$). Comparando este com a média nacional constatamos que Portugal está 3% acima do valor mundial.

Com a evolução nos aerogeradores tem vindo a aumentar a viabilidade para explorar o recurso eólico em lugares que antes não tinham interesse. Espera-se, com os desenvolvimentos em curso e o aumento na sua dimensão, que até 2050 os fatores de capacidade média atinjam os 31% para os parques *onshore* [20].

5.2 Fator de capacidade de geração eólica do Parque de Lagoa Funda

Os dados relativos ao nosso Caso de Estudo foram fornecidos pela entidade exploradora *Ventient Energy*. Trata-se dos valores reais da potência de saída instantânea adquiridos de 15 em 15 minutos ao longo dos últimos 10 anos de operação.

A partir desses valores foi possível calcular a média anual da eletricidade produzida e extrapolar a produção ao longo da vida útil e o fator de capacidade do parque eólico. Na Tabela 15 expõem a análise dos dados fornecidos.

Tabela 15 - Fator de capacidade e produção do Parque Eólico de Lagoa Funda.

Lagoa Funda – 12 MW de Potência instalada					
		1	2	3	4
Ano	Dias	Média anual da potência instantânea (MW)	Média anual da energia produzida (MWh)	Horas de produção equivalente Col. 2/12 MW	Fator de capacidade Col. 1/12 MW
2012	366	4,096	35979	2998	34%
2013	365	4,220	36967	3081	35%
2014	365	4,461	39078	3257	37%
2015	365	4,381	38378	3198	37%
2016	366	4,509	39607	3301	38%
2017	365	4,422	38737	3228	37%
2018	365	4,358	38176	3181	36%
2019	365	4,567	40007	3334	38%
2020	366	3,747	32914	2743	31%
Energia média anual			37760 MWh		
Energia total nos 20 anos			755206 MWh		
Média de HPE			3147 Horas		
Fator de disponibilidade média					36%

Fonte: *Ventient Energy*.

A energia média produzida num ano no parque de Lagoa Funda calcula-se pela expressão:

$$Energia = Potência * tempo * fator de capacidade \quad (12)$$

Onde *Potência* é o valor da potência instalada, *tempo* é o número horas do ano e o *fator de capacidade* é o valor percentual da taxa do funcionamento efetivo do parque. O seu valor é da ordem dos 37.760 MWh.

A produção estimada de energia nos 20 anos da vida útil resulta da extrapolação do valor de energia média produzida num ano calculada para os últimos 10 anos e aproxima-se dos **755.206 MWh**.

O fator de capacidade é obtido dividindo a potência média anual (coluna 1) pela potência instalada, 12 MW. E o seu valor médio, de 36%, está bastante acima da média nacional de 27% porque este parque se situa numa zona ventosa e exposta a correntes vindas do Atlântico.

Parque eólico da Serra de Bornes

Analisando a produção de outro parque eólico em território nacional, localizado na Serra de Bornes e interior montanhoso do país, e aplicando a mesma metodologia, obtivemos os dados expostos na Tabela 16.

Tabela 16 - Fator de capacidade e produção do Parque Eólico da Serra Bornes.

Bornes - 60/70 MW Potência instalada					
		1	2	3	4
Ano	Dias	Média anual da potência instantânea (MW)	Média anual da energia produzida (MWh)	Horas de produção equivalente Col. 2/MW instalado	Fator de capacidade Col. 1/MW instalado
2011	365	16.988	148818	2480	28%
2012	366	18.310	160834	2681	31%
2013	365	20.664	181016	3017	34%
2014	365	20.286	177710	2962	34%
2015	365	18.684	163670	2728	31%
2016	366	19.997	175656	2928	33%
2017	365	20.714	181456	2592	30%
2018	365	21.957	192347	2748	31%
2019	365	23.588	206634	2952	34%
2020	366	20.982	184304	2633	30%

Energia média total	177244 MWh
Energia total nos 20 anos	3544889 MWh
Média de HPE	2759 Horas
Fator de disponibilidade média	32%

Fonte: *Ventient Energy*.

Em 2016 foi realizado um aumento de potência neste parque eólico com instalação de 5 novos aerogeradores de 2.0 MW cada, passando de 60 para 70 MW. Esta atualização foi tida em conta nos cálculos.

Constata-se que, apesar de este parque se localizar no interior exhibe um fator de capacidade de 32%, bastante superior e média nacional de 27%, que se explica por estar localizado numa das serras onde o recurso eólico é mais abundante e que foi dos primeiros a ser explorado.

6. Emissões indiretas médias de CO_{2eq} por kWh gerado

O valor das emissões indiretas médias de CO_{2eq}/kWh da geração eólica é calculado pela divisão do total das emissões de CO_{2eq} ocorridas ao longo da vida do parque, analisadas no Capítulo 4, pelo total de produção ao longo da sua vida expectável, analisado no Capítulo 5.

O somatório das emissões apresenta o valor de **11.063** toneladas de CO_{2eq}.

O valor total da produção de eletricidade do parque eólico ao longo da vida útil é de **755.206** MWh.

Com base nestes valores, podemos calcular as emissões indiretas de CO_{2eq}/kWh:

$$Emissões \frac{CO_{2eq}}{kWh} = \frac{Total \ de \ emissoes \ (g)}{Total \ de \ producao \ (kWh)} = \frac{11.063.000.000}{755.206.000} = 14,65 \frac{gCO_{2eq}}{kWh} \quad (13)$$

Concluimos assim que por cada kWh de energia produzido, são emitidas indiretamente 14,65 gramas de CO_{2eq}. Mas este valor não contempla ainda as emissões que serão evitadas com o reaproveitamento dos materiais recicláveis no fim de vida do parque. Como foi referido no Capítulo 4, e tendo por base a informação fornecida pela Vestas, o desmantelamento tem um impacto de - 4.6 gCO_{2eq}/kWh, valor que deve ser subtraído ao exposto em (13).

Concluimos assim que o valor das emissões indiretas de CO_{2eq} por cada kWh produzido neste parque eólico é de **10 gCO_{2eq}/kWh**, sendo este o valor que dá resposta ao título desta dissertação.

Expõem-se ainda na Figura 42 a discriminação das emissões indiretas ocorridas nas diversas fases, com destaque para as evitadas no desmantelamento no fim de vida do parque eólico.

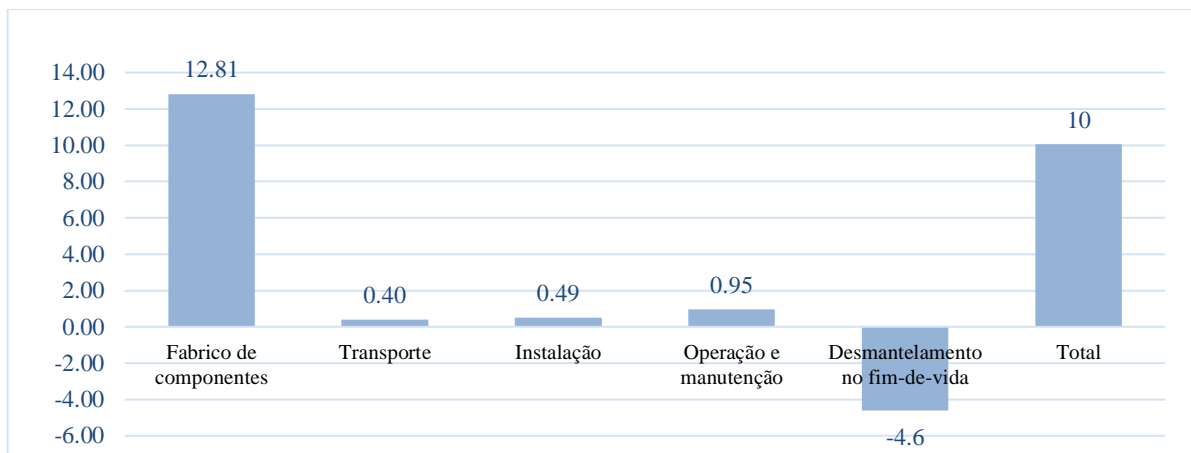


Figura 42 - Distribuição das emissões CO_{2eq} pelas diferentes fases.

Extensão do tempo de vida dos parques (*Repowering*)

Tem vindo a constatar-se que no final do tempo de vida dos parques eólicos que foram instalados há mais de 20 anos, há um conjunto de equipamentos que podem ser total ou parcialmente reaproveitados com investimentos diminutos. Incluem-se nestes, a rede de caminhos de acesso, a infraestrutura de transporte e transformação de eletricidade desde os aerogeradores até à linha de AT mais próxima, as fundações dos aerogeradores, as torres de suporte da *nacelle*. Apenas o equipamento instalado no topo da torre ou na *nacelle* (turbina, hub, sistema de acoplamento ao alternador e alternador e eletrónica de controlo) necessita de ser substituído. Onde tal operação é possível e viável, designa-se genericamente por extensão da vida útil do parque ou por *Repowering*. Cada caso é um caso, mas o *Repowering* é hoje objeto de profundo estudo, sendo na maioria dos casos possível proceder a um aumento da potência com recurso a tecnologia mais recente, mas leve e com maior eficiência [69].

Pela via do *Repowering* o valor das emissões de $\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$ pode ser mitigado, uma vez que pode ser diluído por mais anos de produção de energia.

Na Figura 43 expõem-se as etapas da vida útil de um aerogerador e o efeito da sua extensão.

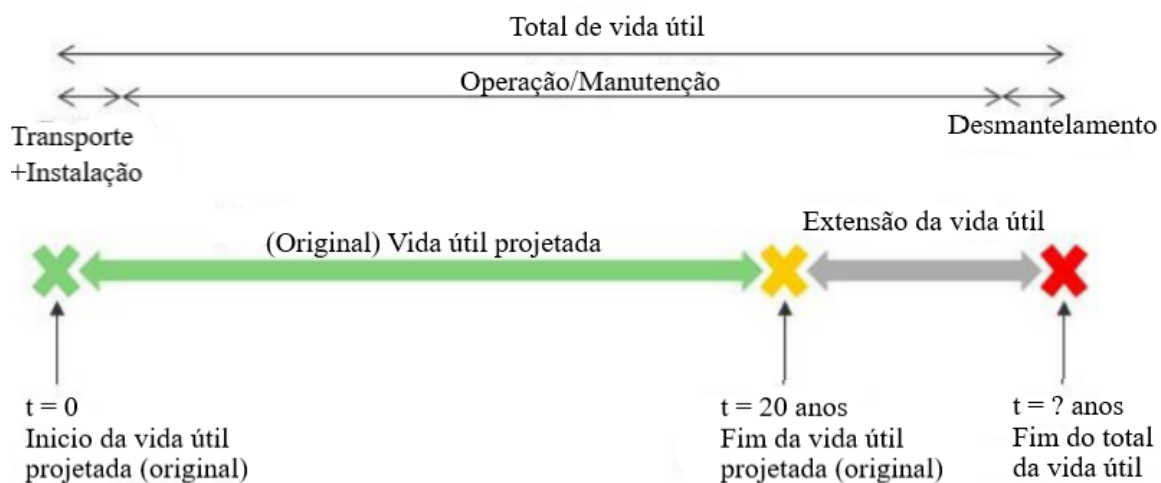


Figura 43 - Vida útil de um aerogerador. Adaptada de: [70].

O projeto dos aerogeradores está certificado segundo as normas internacionais IEC 1400 e IEC 614001 para uma vida útil de 20 anos, sob determinadas condições de funcionamento padrão [70].

Quando se atinge o fim da vida útil projetada há 3 opções:

Extensão da vida útil: Maximizar a rentabilidade dos aerogeradores através da melhoria ou substituição de alguns dos seus componentes. Assegurar o equilíbrio entre os proveitos anuais adicionais e os custos de operação e manutenção. Essa extensão não é só uma questão económica, mas também de segurança. Têm de ser feitos estudos e respeitadas normas para que seja aprovado um projeto para extensão da vida útil.

Repowering: Desmantelamento total ou parcial dos aerogeradores e a sua substituição por máquinas novas e mais eficientes, eventualmente com aumento da potência instalada. Em alguns casos são reaproveitadas as fundações e torres, com a substituição completa da *nacelle* e *hub*.

Descomissionamento: Quando a extensão da vida útil ou *Repowering* deixam de ser opções viáveis.

A decisão depende dos fatores risco, enquadramento regulatório, constrangimentos ambientais, previsão de custos versus proveitos, vida útil estimada e rentabilidade expectável com a sua extensão [71].

Para as duas primeiras opções teremos obviamente emissões CO_{2eq} adicionais, uma vez que será necessário a produção dos novos componentes, o seu transporte, guias e técnicos para a sua instalação, contudo o acréscimo de produção de energia fará com que o valor total de gCO_{2eq}/kWh seja menor no fim do total de vida útil do parque eólico.

7. Conclusão

A energia eólica desempenha um papel cada vez mais relevante nas alternativas de geração de eletricidade e descarbonização do setor energético. Contudo enquanto os materiais e as atividades de que depende não forem neutros em dióxido de carbono não é possível afirmar que não é responsável por emissões de CO₂.

Para colocar um parque eólico em operação há custos energéticos associados a cada uma das fases do seu ciclo de vida, nomeadamente fabrico de componentes, transporte, instalação e manutenção; sendo a produção dos componentes a etapa responsável pela maior parte das emissões, com cerca de 87% do valor total.

Concluimos que para o Parque Eólico de Lagoa Funda, a soma das emissões decorrentes da sua edificação e exploração, dividida pelo total da geração de energia ao longo da vida útil apresenta um valor próximo das 14,65 gramas de CO_{2eq} por cada kWh produzido. O desmantelamento no fim-de-vida, com o reaproveitamento de materiais, faz diminuir este valor em 4.6 gCO_{2eq}/kWh.

Conclui-se assim que o valor final das emissões indiretas de CO_{2eq} por cada kWh produzido no Parque Eólico Lagoa Funda é da ordem de **10 gCO_{2eq}/kWh**, sendo este um valor que dá resposta ao título desta dissertação.

Há, no entanto, a referir que o valor encontrado é referente a este parque eólico mas este encontra-se no intervalo dos valores de emissões de CO_{2eq}/kWh amplamente divulgados em estudos para o setor. Esses são dependentes das localizações dos parques, o que tem influência simultânea nos custos ambientais da sua implantação e na quantidade de energia por eles captada, sendo esta dependente da intensidade do recurso eólico disponível.

O fator de capacidade média do Parque Eólico de Lagoa Funda é de 36% e bastante superior à média de Portugal que é de 27%, porque este parque se situa num local com elevado recurso eólico e beneficia das características dos ventos vindos do oceano Atlântico com ar mais denso e caudais mais regulares. Para qualquer parque eólico quanto maior o fator de capacidade, maior será a produção total e consequentemente menores as emissões de CO_{2eq} por kWh que serão diluídas por mais kWh's.

Em termos de trabalhos futuros há que continuar a acompanhar os avanços tecnológicos nas áreas chave, bem como nas soluções de extensão do fim-de-vida com o *repowering*. A reciclagem crescente de materiais hoje problemáticos, como os das pás do aerogerador, merecem também seguimento e uma solução a breve prazo.

REFERÊNCIAS

- [1] Moolman Sean; “*Rise of the Electron Economy*”, disponível em: <https://www.poweroptimal.com/rise-electron-economy/>, acessado em maio de 2021.
- [2] IEA; “*Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector*”, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>, May 2021, acessado em maio de 2021.
- [3] Fonseca Joana M.; “*Há mais renováveis, mas fósseis são 74% da energia disponível em Portugal*”, disponível em: <https://eco.sapo.pt/2021/02/04/ha-mais-renovaveis-mas-fosseis-sao-74-da-energia-disponivel-em-portugal/>, 4 fevereiro 2021, acessado em maio de 2021.
- [4] Brasil Escola; “*Composição do ar*”, disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/biologia/composicao-do-ar.htm>, acessado em maio de 2021.
- [5] Enciclopédia Livre; “*Densidade do ar*”, disponível em: https://pt.wikipedia.org/wiki/Densidade_do_ar#Vari%C3%A1veis_da_densidade_do_ar, acessado em maio de 2021.
- [6] “*Ventusky – velocidades do vento no planeta*”; disponível em: <https://www.ventusky.com/?p=16;54;2&l=wind-10m>, acessado em maio de 2021.
- [7] World Energy Council, “*Renewable energy projects handbook*”, 2004.
https://www.worldenergy.org/assets/downloads/PUB_Renewable_Energy_Projects_Handbook_2004_WEC.pdf, acessado em maio 2021.
- [8] “*Circulação global idealizada*”; disponível em: <http://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/cap8/cap8-1.html>, acessado em maio 2021.
- [9] Castro, R.; “*Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Eólica*”, IST - DEEC / Secção de Energia - 2009, disponível em: http://esa.ipb.pt/~jpmc/ArquivoEA/Eolica_ed2p1.pdf, acessado em maio de 2021.
- [10] “*New Energy News*”; disponível em: <http://newenergynews.blogspot.com/2011/01/obama-clean-energy-principles.html>, acessado em maio 2021.
- [11] *International Energy Agency (IEA), Renewables 2020*. disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/1a24f1fe-c971-4c25-964a-57d0f31eb97b/Renewables_2020-PDF.pdf , acessado em maio 2021.

- [12] Hau, Erich; *“Wind Turbines – Fundamentals, Technologies, Application and Economics”*, 2nd Edition, Springer Edition, ISBN: 7757-57655-6386-58.
- [13] Lima, L., Guimarães, S., Paula, A., *“Potencia extraída de uma turbina eólica baseada na comparação de diferentes tipos de velocidade dos ventos”*, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, publicado na IX CEEL, 2011, disponível em: https://www.peteletricaufu.com/static/ceel/doc/artigos/artigos2011/IX_CEEL_043.pdf, acessado em janeiro 2021.
- [14] WINDexchange, *“Small wind guidebook”*, disponível em: <https://windexchange.energy.gov/small-wind-guidebook#site>, acessado em janeiro 2021.
- [15] Stackexchange, *“Can these vortices be dangerous?”*, disponível em: <https://aviation.stackexchange.com/questions/25024/can-these-vortices-be-dangerous>, acessado em maio 2021.
- [16] Museu da Memoria Rural, *“Moinho de vento”*, disponível em: <https://museudamemoriarural.pt/moinho-de-vento/>, acessado em maio 2021.
- [17] Resende, F., *“Evolucao tecnologica dos sistemas de conversao de energia eolica para ligacao a rede”*, Universidade Lusófona do Porto, 2010, disponível em: <http://docplayer.com.br/2736097-Evolucao-tecnologica-dos-sistemas-de-conversao-de-energia-eolica-para-ligacao-a-rede.html>, acessado em janeiro 2021.
- [18] Heier S., *“Grid integration of wind energy conversion systems”*, chapter 1, Wiley, 2006, disponível em: <https://www.wiley.com/en-us/Grid+Integration+of+Wind+Energy%3A+Onshore+and+Offshore+Conversion+Systems%2C+3rd+Edition-p-9781119962946>, acessado em janeiro 2021.
- [19] REN21, *“Renewables 2020 Global Status Report”*, disponível em: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf, acessado em janeiro 2021.
- [20] DNV GL Energy Transition Outlook 2020, *“A global and regional forecast to 2050”*, 2020, disponível em: <https://eto.dnv.com/2020/#ETO2019-top>, acessado em maio 2021.
- [21] Lightningstrike Studios, *“Horizontal and Vertical-Axis Wind Turbines – A Place For Each”*, disponível em: <https://www.lightningstrikestudios.com/horizontal-and-vertical-axis-wind-turbines-a-place-for-each.html>, acessado em maio 2021.
- [22] ABB, *“Technical Application Papers No.13. Wind power plants”*, disponível em: <https://library.e.abb.com/public/92faf0c1913f5651c1257937002f88e8/1SDC007112G0201.pdf>, acessado em maio 2021.

- [23] Enciclopédia Livre; “*Aerodynamic force*”, disponível em: https://en.wikipedia.org/wiki/Aerodynamic_force, acessado em junho 2021.
- [24] Lebsir, A., Bentounsi, A., Benbouzid, M. E. H., Mangel. H., “*Electric Generators Fitted to Wind Turbine Systems: An Up-to-Date Comparative Study*”. *J. Electrical Systems* 11-3 (2015): 281-295, disponível em: https://www.researchgate.net/publication/282864467_Electric_Generators_Fitted_to_Wind_Turbine_Systems_An_Up-to-Date_Comparative_Study, acessado em janeiro 2021.
- [25] IEA, “*Technology Roadmap: Wind Energy*”, 2013 edition, disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/259e726a-348b-4a3c-9580-286eb365c098/Wind_2013_Roadmap.pdf, acessado em maio 2021.
- [26] Silva, J., “*Geradores Eléctricos para Aproveitamentos de Energias Renováveis*”, Dissertação de Mestrado, FEUP, Porto, 2008, disponível em: <https://core.ac.uk/download/pdf/302912113.pdf>, acessado em maio 2021.
- [27] ifm electronic s.a., “*Transição energética bem sucedida com energia eólica*”, disponível em: <https://www.ifm.com/pt/pt/applications/060/transicao-energetica-bem-sucedida-com-energia-eolica.html#!/content/documents/pt/shared/applications/060/1010/turbina-eolica-direct-drive>, acessado em fevereiro 2021.
- [28] Marques, Jeferson, “*Turbinas eólicas: Modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação*”, 2004. 132 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004, disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/8442/JEFERSON%20MARQUES.pdf>, acessado em maio 2021
- [29] GE training, “*Technical basics of wind turbine generator systems*”, 2018.
- [30] Ragheb M., “*Control of Wind Turbines*”, 2016, disponível em: <http://50.63.38.179/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Control%20of%20Wind%20Turbines.pdf>, acessado em janeiro 2021.
- [31] Kaltschmitt M., Streicher, W., Wiese, A., “*Renewable energy: technology, economics, and environment*”, Springer Edition, ISBN: 978-3-540-70947-3.
- [32] Volta energia sustentável, “*Eólica*”, disponível em: <https://voltaenergia.com.br>, acessado em janeiro 2021.
- [33] Razdan, P., Garrett, P., “*Life Cycle Assessment of electricity production from an Onshore V112-3.45MW wind plant*”, Vestas, 2017, disponível em

https://www.vestas.com/~media/vestas/about/sustainability/pdfs/v1123%2045mw_mk3a_iso_lca_final_31072017.pdf, acessado em maio 2021.

- [34] Enciclopédia Livre; “*Aerogerador*”, <https://pt.wikipedia.org/wiki/Aerogerador>, acessado em maio de 2021.
- [35] Bosh Rexroth, “*Wind energy, products and solutions*”, disponível em: <https://www.boschrexroth.com/en/xc/industries/machinery-applications-and-engineering/renewable-energies/wind-energy/products-and-solutions/index>, acessado em fevereiro 2021.
- [36] Ackermann, T., Ph.D., “*Wind Turbine & Wind Power Plant Technology Overview L2c*”, 2015, disponível em: https://www.kth.se/social/files/55ee9054f2765462112a306d/L2c_Components%20and%20Concepts.pdf, acessado em maio 2021.
- [37] Garret, P., Ronde, K.; “*Life cycle assessment of wind power: comprehensive results from a state-of-the-art approach*”, The International Journal of Life Cycle Assessment. Springer, 2012, disponível em: https://www.researchgate.net/publication/257679862_Life_cycle_assessment_of_wind_power_Comprehensive_results_from_a_state-of-the-art_approach, acessado em junho 2021.
- [38] Arena Solutions; “*What is a Bill of Materials (BOM) and How Do You Create One?*”. disponível em: <https://www.arenasolutions.com/resources/category/bom-management/creating-a-bill-of-materials/>, acessado em junho 2021.
- [39] Techtarget, “*Bill of materials (BOM)*”; disponível em: <https://searcherp.techtarget.com/definition/bill-of-materials-BoM>, acessado em junho 2021.
- [40] Guinée J. B., Bruijn, H., Duin, R., Huijbregtd, M. A. J.; “*Life Cycle Assessment: An operational guide to the ISO standards. Final report*”, maio 2001, disponível em: <https://www.lsuagcenter.com/MCMS/RelatedFiles/%7B8F0D3C1D-8656-4F80-BF8F-44C626F9BF5E%7D/An-operational-guide-to-the-ISO-standards.pdf>, acessado em julho 2021
- [41] Grátispng; disponível em: <https://www.gratispng.com/png-pkamyk/>, acessado em julho 2021.
- [42] Lee K., Inaba A.; “*Life Cycle Assessment Best Practices of ISO 14040 Series, Committee on Trade and Investment*”. February 2004, disponível em: <https://www.coursehero.com/file/64029003/04-cti-scsc-lca-rev-1pdf/>, acessado em agosto 2021.

- [43] Garret P., Ronde K.; *“Life Cycle Assessment of electricity production from a V90-2.0MW gridstreamer wind plant, Vestas”*, 2011. disponível em: https://www.vestas.com/content/dam/vestas-com/global/en/sustainability/reports-and-ratings/lcas/LCA_V902MW_version1.pdf.coredownload.inline.pdf, acessado em Junho 2021.
- [44] Iberwind, disponível em <https://www.iberwind.pt/pt/parques/lagoa-funda/>, acessado em julho 2021.
- [45] Vestas; *“Vestas locations around the world”*, disponível em: <https://www.vestas.com/en/about/our-locations/production>, acessado em agosto 2021.
- [46] Catálogo da máquina V90-1.8/2.0 MW; disponível em: https://havsnas.se/vindkraft/090821_Product-brochure-V90-1.8-2.0MW-06-09-EN.pdf, acessado em julho 2021.
- [47] Spares in Motion; *“Your gateway to source wind turbine parts”*, disponível em: <https://www.sparesinmotion.com/wind-turbine-parts>, acessado em julho 2021.
- [48] SGRE; *“A clean energy solution – from cradle to grave”*. Environmental Product Declaration SG 8.0-167 DD, disponível em: <https://www.siemensgamesa.com/-/media/siemensgamesa/downloads/en/products-and-services/offshore/brochures/siemens-gamesa-environmental-product-declaration-epd-sg-8-0-167.pdf>, acessado em setembro 2021.
- [49] Andersen, O., Hille, J., Gilpin, G., Andrae, A.; *“Life Cycle Assessment of Electronics”*. Conference Paper, janeiro 2014, disponível em: https://www.researchgate.net/publication/267509635_Life_Cycle_Assessment_of_Electronics, acessado em setembro 2021.
- [50] Winnipeg; *“Emission factors in kg CO₂-equivalent per unit”*, disponível em: https://www.winnipeg.ca/finance/findata/matmgt/documents/2012/682-2012/682-2012_Appendix_H-WSTP_South_End_Plant_Process_Selection_Report/Appendix%207.pdf, acessado em agosto 2021.
- [51] Jina H., Afiunyb P., McIntyre T., Yiha Y., Sutherland J. W.; *“Comparative Life Cycle Assessment of NdFeB Magnets: Virgin Production versus Magnet-to-Magnet Recycling”*, 23rd CIRP Conference on Life Cycle Engineering. 2016, disponível em: https://www.researchgate.net/publication/305693760_Comparative_Life_Cycle_Assessment_of_NdFeB_Magnets_Virgin_Production_versus_Magnet-to-Magnet_Recycling, acessado em agosto 2021.

- [52] Aluminium Insider. “*Leaders Emerge In The Aluminium Industry’s Race To Zero Carbon*”. Novembro, 2021, disponível em: <https://aluminiuminsider.com/leaders-emerge-in-the-aluminium-industrys-race-to-zero-carbon/>, _acedido em novembro 2021.
- [53] González-Reyes G., Bayo-Besteiro S., Llobet J., Añel A. J. “*Environmental and Economic Constraints on the Use of Lubricant Oils for Wind and Hydropower Generation: The Case of NATURGY*”. *Sustainability*, Maio 2020, disponível em: https://www.researchgate.net/publication/341565994_Environmental_and_Economic_Constraints_on_the_Use_of_Lubricant_Oils_for_Wind_and_Hydropower_Generation_The_Case_of_NATURGY, _acedido em outubro 2021.
- [54] Iveco Trakker AD / AT 380T42 H; Catálogo, disponível em: https://www.iveco.com/africa-mideast-en/collections/technical_sheets/Documents/Trakker/AD%20AT%20Trakker%20Rigid/AD%20AT%20380T42%20H.pdf, _acedido em setembro 2021.
- [55] Erkkilä K., VTT PROCESSES; “*Heavy-duty truck emissions and fuel consumption simulating real-world driving in laboratory conditions*”, 2005 DEER Conference, disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f9/2005_deer_erkkila.pdf, _acedido em setembro 2021.
- [56] Commercial Fleet. *Carbon footprint calculator; “Vehicle CO2 Emissions Footprint Calculator”*, disponível em: <https://www.commercialfleet.org/tools/van/carbon-footprint-calculator>, _acedido em setembro 2021.
- [57] Searates; “*Shipping Distances & Time calculator*”, disponível em: <https://www.searates.com/es/services/distances-time/>, _acedido em agosto 2021.
- [58] Statista; “*Average carbon footprint of cargo ships in the United Kingdom in 2020, by type*”, disponível em: <https://www.statista.com/statistics/1233482/carbon-footprint-of-cargo-ships-by-type-uk/>, _acedido em agosto 2021.
- [59] NCPA; “*Weighing In on High-Density Concrete*”, disponível em: <https://precast.org/2013/04/weighing-in-on-high-density-concrete/>, _acedido em setembro 2021.
- [60] Direct Industry; “*Choosing the right concrete mixer*”, disponível em: <https://guide.directindustry.com/choosing-the-right-concrete-mixer/>, _acedido em setembro 2021.
- [61] ASTAE; “*Transport Greenhouse Gas Emissions Mitigation in Road Construction and Rehabilitation: A Toolkit for Developing Countries*”, June 2011, disponível em: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/660861468234281955/pdf/696590ESW0P1010UBLIC00GHG0Web0final.pdf>, _acedido em setembro 2021.

- [62] Link-belt cranes; 238 Hylab HSL series. 150 ton (137 mt) Lattice Crawler Crane brochure, disponível em: <https://power-equip.com/wp-content/uploads/2016/10/linkbelt-238-HSL-Lattice-Crawler-Cranes-brochure.pdf>, acessado em setembro 2021.
- [63] Link-belt cranes; HTT-86110. 100 metric ton Hydraulic Truck Crane brochure, disponível em: <https://www.linkbelt.com/sites/default/files/pdf/HTC/HTC86110/ht86110t.pdf>, acessado em setembro 2021.
- [64] Volvo Construction Equipment; “*Fuel consumption for each model*”, disponível em: <https://www.volvoce.com/united-states/en-us/services/volvo-services/fuel-efficiency-services/fuel-efficiency-guarantee/>, acessado em setembro 2021.
- [65] Al-Hussein M., Manrique J. D., Mah D. North Ridge CO2 Analysis Report; “*Comparison between Modular and On-Site Construction*”, setembro, 2009, disponível em: <https://www.modular.org/IMAGES/foundation/NorthRidgeCO2Report.pdf>, acessado em setembro 2021.
- [66] IEA, *Offshore Wind Outlook 2019: “World Energy Outlook special report”; Technology report*, novembro 2019, disponível em: <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>, acessado em novembro 2021.
- [67] DGEg, “*Renováveis. Estatísticas rápidas - nº 194 - janeiro de 2021*”, disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/média/22eaof1k/dgeg-arr-2021-01.pdf>, acessado em novembro 2021.
- [68] APREN, “*Energias Renováveis*”, disponível em: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potência>, acessado em novembro 2021.
- [69] Alves, Liliana P. G.; “*Repowering versus extensão da vida útil dos aerogeradores em portugal*”, dissertação de mestrado em EE, ISEP 2017, disponível em: https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/12016/1/DM_LilianaAlves_2017_MEESE.pdf, acessado em novembro de 2021.
- [70] DNV GL, DNVGL-ST-0262, “*Lifetime extension of wind turbines*”; março 2016, disponível em: <https://rules.dnv.com/docs/pdf/DNV/ST/2016-03/DNVGL-ST-0262.pdf>, acessado em novembro 2021.
- [71] APREN, Ciclo de mesas redondas “*A APREN e as Universidades*”, *Dia Mundial do Vento*, “*A Energia Eólica: Presente e Futuro*”. Escola de Engenharia da Universidade do Minho, junho de 2018, disponível em: <https://www.apren.pt/contents/documents/lobo-goncalves.pdf>, acessado em novembro 2021.