

Opções de Fim de Vida de Parques Eólicos: Extensão de Vida Útil vs Repowering

João Tavares de Barros

Dissertação de Mestrado

Orientador na FEUP: Prof. Álvaro Rodrigues

Orientador na Finerge: Eng. Gonçalo Silva



Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica

Junho 2021

Resumo

O final do século XX e início do século XXI contemplaram um rápido desenvolvimento das tecnologias de conversão de energia eólica e a propagação da mesma por toda a Europa. Existiu um grande incentivo ao investimento por parte dos governos nacionais com o objetivo de diminuir a dependência dos combustíveis fósseis para produção de energia elétrica. Portugal, através da implementação de tarifas *feed-in*, aumentou, a partir de 2000, o número de parques eólicos e aerogeradores instalados, tendo atingido um pico na instalação de potência entre 2005 e 2010. Aproximando-nos das duas décadas após este aumento e tendo estes equipamentos uma vida certificada de, tipicamente, 20 anos, é necessária uma decisão por parte dos promotores: o que fazer quando os aerogeradores de um parque terminam o prazo de certificação da sua vida certificada. Embora esta realidade seja ainda pequena no país, serão cada vez mais os parques eólicos a chegar ao seu fim de vida e os seus detentores terão de tomar decisões sobre os passos seguintes.

Na Europa e Estados Unidos da América, surgem já duas respostas comuns, apoiadas por regimes legislativos e remuneratórios favoráveis: a extensão da vida útil dos aerogeradores e o repotenciamento (*repowering*). Existe, claro, uma terceira alternativa, a do desmantelamento. Trata-se, em todo o caso, de uma opção que não é aqui considerada, face ao caminho genericamente aceite pelas nações, e pelo Estado Português em particular, em direção à descarbonização da economia.

Neste trabalho, pretende-se definir mais aprofundadamente estas duas alternativas clarificando o seu enquadramento legal em Portugal, a metodologia associada a cada uma, vantagens, desvantagens e fatores a ter em conta na decisão.

No caso de estudo, foram aplicados os conceitos a um parque eólico real, com o objetivo de apoiar a decisão do promotor. Foi estimada a produção anual, os custos iniciais e de operação e os resultados operacionais para diversos casos: três casos de extensão de vida útil, diferentes na abordagem à manutenção dos aerogeradores e oito casos de *repowering*, contemplando três possíveis modelos de aerogeradores e dois regimes remuneratórios distintos, um com uma tarifa *feed-in* e outro em mercado. Verificou-se que, existindo um regime remuneratório favorável, a opção pela extensão de vida útil é menos atrativa que o *repowering*, em que se pode potenciar

subidas de 50 % a 80 % da produção anual de eletricidade atual. Caso contrário, dada a inexistência de um regime remuneratório favorável, como a tarifa *feed-in*, o *repowering* torna-se menos apelativo devido à necessidade de um grande financiamento inicial, tornando-se difícil a comparação sem a definição das condições de financiamento.

Wind Farm Options at Lifetimes End: Lifetime Extension vs Repowering

Abstract

The final decades of the last century and the beginning of the current one saw a rapid development of wind energy conversion technologies and their spread throughout Europe. Large investments were made by several countries wanting to diminish their dependency on fossil fuels for electricity production. In Portugal, through the implementation of feed-in tariffs, the number of wind farms rose rapidly since 2000, with a peak between 2005 and 2010. Reaching two decades after said rise and given that wind turbine generators have a usual 20-year certified lifetime, a decision is being forced upon promoters: what to do when the equipment reaches its lifetimes end. Even though this is still a small problem in the country, more and more wind farms will reach their lifetimes end and their owners will have to decide how to proceed.

Throughout Europe and the U.S.A., two common answers arise, backed up by favorable legislative and remuneration regimes: lifetime extension of wind turbine generators and repowering.

In this dissertation, these two alternatives will be better defined and studied, clarifying their legal framework in Portugal, the corresponding methodologies and exploring advantages, disadvantages and various other factors that should be accounted for in the decision.

In the case study, these concepts were applied to a real wind farm in order to help the promoter reach a decision. Estimates were made for the annual energy production, capital and operating costs and operational results for several cases: three lifetime extension cases, differing in the length of maintenance, and eight repowering cases, contemplating three possible wind turbine generator models and two remuneration frameworks, one with a feed-in tariff and another with none. It was observed that, if the feed-in tariff is available, repowering allows better yields than lifetime extension, reaching 50 to 80 % increases in production. On the contrary, if there is no favorable remuneration regime, the repowering process becomes less attractive, due to the necessity of a higher initial investment, making difficult the comparison without defining financing conditions.

Agradecimentos

Primeiramente, expresso os meus agradecimentos ao Professor Álvaro Rodrigues por ter aceitado a orientação desta dissertação, pela sua orientação e disponibilidade, pela introdução ao tema das “energias renováveis” e pela sua capacidade de transmitir conhecimentos e experiências. A sua orientação foi indispensável não só para a conclusão desta etapa da minha vida mas também para a definição de um projeto pessoal de futuro.

Em seguida, agradeço à Finerge, especialmente ao Engenheiro Gonçalo Silva, pela oportunidade de contactar com a realidade profissional de uma indústria tão complexa como esta, pelo esclarecimento do mais pequeno pormenor e pela acompanhamento ao longo deste período. A definição de uma problemática real foi um complemento indispensável à minha aprendizagem, obrigado.

Agradeço também ao Engenheiro Nuno Cardoso pelo acompanhamento, disponibilidade e empenho no desenvolvimento desta dissertação.

Por fim agradeço aos engenheiros Miguel Barros e José António Barros, cada qual um exemplo, e aos meus pais pelo sempre presente apoio.

“Two roads diverged in a yellow wood...”

- Robert Frost

Índice de Conteúdos

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento e motivação	1
1.2	A Finerge.....	2
1.3	Estrutura e Objetivos da Dissertação	3
2	Desenvolvimento de Parques Eólicos	5
2.1	Seleção Inicial do Local	5
2.2	Viabilidade do Projeto	6
2.3	Licenciamento	9
2.4	Aspetos Económicos.....	9
3	O Parque Eólico Europeu e Nacional	11
4	Opções de Fim de Vida.....	15
4.1	Extensão de Vida Útil.....	16
4.1.1	Metodologia DNVGL-ST-0262	17
4.1.2	Contexto Nacional	18
4.2	Repowering	18
4.2.1	Contexto Nacional	19
4.3	Extensão de vida útil vs <i>Repowering</i>	20
5	Caso de Estudo.....	23
5.1	Caracterização do Parque	23
5.2	Aerogeradores Enercon E-40/6.44	24
5.3	Operação do Parque:.....	25
5.4	Extensão de Vida Útil.....	27
5.4.1	Metodologia Utilizada.....	28
5.4.2	Resultados	31
5.4.3	Estimativa de Produção Anual	35
5.4.4	Estimativa de Custos	37
5.4.5	Estimativa de Resultados Operacionais	39
5.4.6	Outras Considerações	40
5.5	Repowering	40
5.5.1	Possíveis Aerogeradores	40
5.5.2	Estimativa de Produção Anual	42
5.5.3	Estimativa de Custos	47
5.5.4	Estimativa de Resultado Operacional	49
5.5.5	Outras Considerações	51
5.6	Comparação Final	51
6	Conclusão e Trabalhos Futuros	53
	Referências	55
	Anexo A: Curvas Características dos Modelos de Aerogerador Utilizados no Estudo	59

Lista de Figuras

Figura 2.1: Representação de P50, P75, P90 e P99 numa distribuição gaussiana [15].	8
Figura 3.1: Capacidade instalada europeia, por país, por ano [17-28].	11
Figura 3.2: Nova capacidade renovável instalada em Portugal por ano [31].	12
Figura 3.3: Distribuição de idades da capacidade eólica instalada de vários países [29].	12
Figura 3.4: Distribuição de idade da capacidade instalada em Portugal nos anos 2020, 2025 e 2030 [30].	13
Figura 5.1: Disposição dos aerogeradores no local.	23
Figura 5.2: Curvas características do modelo E-40/6.44.	25
Figura 5.3: Rosa dos ventos e histograma do estudo executado para o licenciamento do parque.	26
Figura 5.4: Metodologia utilizada para o estudo de extensão de vida útil.	28
Figura 5.5: Rosa dos ventos e histograma do local obtido a partir de séries de dados sintetizados.	31
Figura 5.6: Comparação da intensidade de turbulência efetiva calculada para cada aerogerador com as condições de projeto.	32
Figura 5.7: Comparação de EBITDA anual e da margem de EBITDA das opções de extensão de vida útil.	39
Figura 5.8: Comparação de curvas de potência dos modelos considerados.	41
Figura 5.9: Mapa da cobertura do solo do parque e área envolvente.	43
Figura 5.10: Distribuição da velocidade média anual do vento no local.	44
Figura 5.11: Comparação do EBITDA e da margem de EBITDA para as várias alternativas de repowering no cenário mais favorável.	50
Figura 5.12: Comparação do EBITDA e da margem de EBITDA para as várias alternativas de repowering no cenário menos favorável.	50

Lista de Tabelas

Tabela 5.1: Identificação dos aerogeradores constituintes.	24
Tabela 5.2: Características do modelo instalado.	24
Tabela 5.3: Comparação da produção efetiva com a estimativa de produção inicial.	26
Tabela 5.4: Parâmetros do recurso observados e calculados.	31
Tabela 5.5: Identificação do componente crítico por aerogerador e tempo de vida total do mesmo.	32
Tabela 5.6: Defeitos estruturais identificados na inspeção.	33
Tabela 5.7: Condição atual, probabilidade de falha, custo e tempo de reparação estimados por componente.	34
Tabela 5.8: Produção anual do parque de 2007 a 2020.	35
Tabela 5.9: Disponibilidade anual do parque de 2007 a 2020.	36
Tabela 5.10: Estimativa de produção anual para a extensão de vida útil.	37
Tabela 5.11: Custo de reparações adicionais.	38
Tabela 5.12: Composição dos custos comuns às três alternativas de extensão de vida útil.	38
Tabela 5.13: Comparação de custos associados às três alternativas de extensão de vida útil.	39
Tabela 5.14: Principais características dos modelos considerados.	41
Tabela 5.15: Classificação e rugosidade das coberturas de solo identificadas [39].	43
Tabela 5.16: Regime de ventos para diferentes alturas.	43
Tabela 5.17: Comparação da produção real com a produção estimada pelo programa.	44
Tabela 5.18: Estimativa de produção para todos os modelos, em todas as posições.	45
Tabela 5.19: Resultados finais da estimativa de produção para cada modelo.	47
Tabela 5.20: Comparação do CAPEX para as alternativas de repowering.	48
Tabela 5.21: Comparação de OPEX para as alternativas de repowering.	48
Tabela 5.22: Comparação do custo total e LCOE das alternativas de repowering.	49
Tabela 5.23: Comparação final de alternativas.	51
Tabela 6.1: Curvas de potência, coeficiente de potência e coeficiente de impulso axial do modelo Enercon E-40/6.44.	59
Tabela 6.2: Curvas de potência, coeficiente de potência e coeficiente de impulso axial do modelo Enercon E-103.	60
Tabela 6.3: Curvas de potência, coeficiente de potência e coeficiente de impulso axial do modelo Vestas V120.	61
Tabela 6.4: Curvas de potência, coeficiente de potência e coeficiente de impulso axial do modelo Vensys VS121.	62
Tabela 6.5: Curvas de potência, coeficiente de potência e coeficiente de impulso axial do modelo Vensys VS121 com limitação de potência a 2,4 MW.	63

Abreviaturas e Símbolos

AEP	<i>Annual Energy Production</i>
AIA	Avaliação de Impacte Ambiental
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BoP	<i>Balance of Plant</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DIBT	<i>Deutsches Institut für Tautechnik</i>
EBIT	<i>Earnings Before Interest and Taxes</i>
EBITDA	<i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization</i>
EPK	<i>ENERCON PartnerKonzept</i>
EUA	Estados Unidos da América
EWA	<i>European Wind Atlas</i>
E ² P	Energias Endógenas de Portugal
FiT	<i>Feed-in Tariff</i>
GEE	Emissões de Gases com Efeito de Estufa
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LES	<i>Large Eddy Simulation</i>
LIDAR	<i>Light Detection and Ranging</i>
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
MEASNET	<i>Measuring Network of Wind Energy Institutes</i>
MCP	<i>Measure, Correlate, Predict</i>
O&M	Operação e Manutenção
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
OEM	<i>Original Equipment Manufacturer</i>

ONU	Organização das Nações Unidas
OPEX	<i>Operating Expenditure</i>
PNEC	Plano Nacional de Energia-Clima
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
WAsP	<i>Wind Atlas Analysis and Application Program</i>
WGS84	<i>World Geodetic System 1984</i>
WTG	<i>Wind Turbine Generator</i>

A_{ROTOR}	Área do Rotor
a.n.s.	Acima do Nível do Solo
CF	<i>Capacity Factor</i>
CO ₂	Dióxido de Carbono
C _p	Coeficiente de Potência
C _t	Coeficiente de Impulso Axial
D_{ROTOR}	Diâmetro do Rotor
GWh	GigaWatt Hora
H_{NACELLE}	Altura da <i>Nacelle</i>
HPC	Horas a Plena Carga
I_{EFF}	Intensidade de Turbulência Efetiva
MWh	MegaWatt Hora
P_{NOM}	Potência Nominal
V_{AVE}	Velocidade Média do Vento
$V_{\text{CUT-IN}}$	Velocidade de <i>Cut-In</i>
$V_{\text{CUT-OFF}}$	Velocidade de <i>Cut-Off</i>
V_{REF}	Velocidade Referência
Z_0	Rugosidade Característica

1 Introdução

O primeiro capítulo irá incidir sobre o enquadramento da dissertação, a sua estrutura e os objetivos propostos.

1.1 Enquadramento e motivação

A motivação para o presente trabalho surge da tomada de consciência da necessidade de mitigação das alterações climáticas registadas e previstas para o presente século.

Desde a fundação do Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas (IPCC na sua sigla original) em 1988, diversas conferências, assembleias e protocolos foram efetuados e assinados, culminando no Acordo de Paris em 2015, um acordo internacional legalmente vinculativo, com o objetivo de manter o aquecimento global abaixo dos 2 °C. Em linha com este objetivo, em 2016, Portugal assume a meta de atingir a neutralidade carbónica em 2050 e elabora o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050. Para tal, compromete-se a reduzir as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) entre 85 % e 95 % em relação a 2005, através, entre outros, do de sequestro de carbono entre 9 e 12 milhões de toneladas de CO₂, da implementação de políticas ativas de eficiência energética e da descarbonização integral do sistema electroprodutor nacional e a mobilidade urbana [1].

Em linha com o relatório do IPCC referente ao cenário de subida de temperatura média global de 1,5 °C, em 2016, a Comissão Europeia criou o Regulamento Europeu relativo à Governação da União da Energia e Ação Climática, definindo regras para o planeamento e monitorização dos objetivos dos estados-membros. Estes, por sua vez, devem desenvolver planos nacionais de energia e clima englobando cinco grandes áreas: descarbonização (redução de emissões GEE e produção de energia a partir de fontes de energia renováveis), segurança energética, eficiência energética, mercado energético interno e inovação, desenvolvimento e competitividade. Em 2019 é apresentado o Plano Nacional de Energia-Clima 2030 pelo Ministério do Ambiente e da Transição Energética, que, alicerçado no desempenho já positivo de Portugal nos últimos anos, vem definir as metas nacionais para presente década. As metas nas quais se enquadra esta dissertação são:

- - 45 % a - 55 % as emissões GEE face a 2005;
- 47 % de contributo das renováveis no consumo final bruto de energia.

Esta segunda meta enunciada, será potenciada pelo aumento da capacidade instalada e a produção de energia elétrica de base renovável e redução do consumo final bruto de energia. Espera-se um aumento da evolução da capacidade instalada de base renovável de 14,6 GW em 2021 [2] para 28,9 a 31,1 GW [3], um aumento da produção de eletricidade de base renovável de 33,6 GWh [2] para 58 a 60 TWh [4], resultando num aumento do contributo da energia de base renovável no consumo de eletricidade de 80 % em 2030. Estão também já contemplados no PNEC e no PNI (Plano Nacional de Investimentos) investimentos significativos para a área da energia totalizando entre 22 000 e 23 600 milhões de euros [3].

Face a este plano nacional, foi organizado, pelo LNEG, o Fórum Energias Renováveis 2020, onde grupos de trabalho específicos identificaram as problemáticas atuais e suas possíveis medidas de resolução, permitindo alcançar as metas nacionais [5]. Um dos problemas identificados foi o do envelhecimento do Parque Eólico Nacional e as opções viáveis aquando do fim de vida útil certificada dos ativos. Este é o problema central desta dissertação. Dado que a certificação de um aerogerador contempla 20 a 25 anos de operação sob condições tipificadas das condições de vento, é necessário decidir como agir chegando a este fim de vida, existindo várias alternativas como o desmantelamento, a extensão de vida útil e a substituição da máquina em fim de vida por um modelo novo, aproveitando o local e o conhecimento adquirido ao longo da operação.

A Finerge, atualmente com 507 aerogeradores em Portugal, e com uma idade média de 10 anos, cada vez mais parques antigos atingirão o seu fim de vida certificada. Antes que tal aconteça é necessário definir estratégias para manter a rentabilização destes ativos. Esta dissertação, realizada em ambiente empresarial na Finerge, tem como objetivo estudar este problema e aplicá-lo a um caso de estudo.

1.2 A Finerge

Fundado em 1996, o Grupo Finerge é um dos maiores promotores da produção de energia de base renovável em Portugal, detendo cerca de 6,6 % da capacidade instalada Portugal e 16,2 % da capacidade eólica instalada [6]. Opera 57 parques eólicos e 16 parques fotovoltaicos, em mais

de 46 concelhos em Portugal e 3 províncias em Espanha, com uma potência instalada de 1367 MW e uma produção anual de 2384 GWh [7]. Nos últimos anos, tem evoluído de forma responsável, sustentada, apostando no desenvolvimento, construção e aquisição de novas centrais eólicas e solares em locais estratégicos de Portugal e Espanha. Baseado nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU, o Grupo Finerge está comprometido em promover o desenvolvimento sustentável de Portugal através da produção diversificada de eletricidade limpa e da adoção de práticas internas sustentáveis.

1.3 Estrutura e Objetivos da Dissertação

O objetivo do presente trabalho é descrever e comparar as opções que um proprietário de um parque eólico tem, aquando do fim de vida útil dos equipamentos instalados. A metodologia será ilustrada com recurso a um caso prático real selecionado pela Finerge.

Como objetivos específicos da dissertação foram identificados os seguintes:

- Familiarização com o tema da vida útil das tecnologias de conversão da energia eólica (aerogeradores). Análise dos aspetos normativos e enquadramento legal do problema;
- Estudo das metodologias e ferramentas utilizadas na análise estrutural e funcional de componentes de aerogeradores;
- Desenvolvimento/adaptação de uma metodologia e procedimentos para utilização no portfólio da empresa;
- Aplicação da metodologia a um caso de estudo;
- Através da matriz de risco e probabilidade de falha dos componentes, realizar análise técnico-económica para apoio à tomada de decisão após o 20º ano de operação.

A nível de estrutura, esta dissertação é composta no primeiro capítulo pela apresentação do enquadramento, objetivos e estrutura da mesma. No segundo, é apresentada a metodologia de desenvolvimento de novos parques eólicos, incluindo estimativas de produção, licenciamento e aspetos económicos, seguida, no terceiro capítulo de uma apresentação do contexto eólico atual europeu e nacional de forma a enquadrar a problemática do estudo: a decisão a tomar aquando do final de vida útil dos aerogeradores constituintes de parques eólicos. No quarto capítulo são

apresentadas diferentes alternativas que visam resolver a problemática e no quinto, a aplicação a um caso real, culminando na conclusão, no sexto e último capítulo.

2 Desenvolvimento de Parques Eólicos

A criação de um parque eólico é um processo complexo, com diversas fases e apenas possível através da conjugação de vários atores. Embora a mesma entidade possa acumular mais do que um papel e estes possam subdividir-se em várias entidades, os principais *stakeholders* neste processo são:

- o promotor, a entidade que tem a iniciativa de criar o parque;
- o projetista, a entidade que desenvolve o projeto de engenharia do parque;
- o fabricante, a entidade que vende o equipamento;
- o investidor, a entidade que financia o projeto;
- o segurador, a entidade que protege o promotor;
- o licenciador, a entidade que permite ao promotor explorar o recurso;
- a comunidade local, que irá coexistir com o parque.

Assim, torna-se evidente a diversidade de opiniões e perspectivas que têm de se alinhar para uma operação proveitosa para todos. Estes atores intervêm também em diferentes fases do desenvolvimento, podendo estas ser divididas em 6 fases distintas:

- Seleção inicial do local;
- Aferição da viabilidade do projeto;
- Pedido de licenciamento;
- Instalação;
- Operação;
- Desativação e restabelecimento dos terrenos [8].

2.1 Seleção Inicial do Local

Partindo normalmente da vontade do promotor de expandir o seu portfólio de ativos, a seleção inicial do local consiste na primeira e mais simples estimativa de viabilidade de um possível projeto nesse local. É tipicamente identificado um local com base no regime de ventos aí estimado, regime este que pode ser definido, ainda que a título preliminar, recorrendo metodologias como a descrita no *European Wind Atlas*, alimentada com informação proveniente

do *Global Wind Atlas*, que apresenta, com uma resolução de 250 metros, um mapa mundial com os regimes de ventos locais, ou de dados meteorológicos recolhidos localmente.

Caso se disponha de dados de vento do local, é possível a estimativa de produção anual com um grau razoável de fidedignidade. Obtida uma estimativa preliminar da produção anual de eletricidade, é necessário começar a avaliar a exequibilidade do projeto de um ponto de vista de construção, percebendo se existem acessos já construídos ou não ou se os que há permitem o transporte de cargas pesadas e de grandes dimensões, dado que a *nacelle* pode chegar às 90 toneladas e as pás dos aerogeradores facilmente aos 50 metros. É também necessário entender a capacidade do ponto de injeção na rede, o uso atual do terreno, a proximidade de populações, áreas ecológicas protegidas, sítios históricos ou arqueológicos, ímpeto nos sistemas de telecomunicação, etc. [8].

2.2 Viabilidade do Projeto

Escolhido o local do projeto é necessário aperfeiçoar as estimativas de produção efetuadas e aprofundar o conhecimento do mesmo. Para a estimativa da produção, é necessário quantificar com mais exatidão as partes que a determinam: as condições de vento e a curva de potência de possíveis modelos de aerogeradores em consideração.

De forma a obter séries de dados de vento mais fidedignos, isto é, melhores previsões para o longo-termo, podem ser utilizadas diversas técnicas sendo as principais as MCP, medir-correlacionar-prever. Caso não seja possível a sua utilização, existe também a sintetização de séries virtuais, um processo menos fiável. As MCP consistem em medir o regime de ventos no local de estudo durante um período de cerca de 2 anos, no mínimo, e correlacioná-lo com medições efetuadas em estações meteorológicas próximas de forma a obter fatores de correção da velocidade do vento e da rotação do vento para cada setor. Aplicando estes fatores é possível deduzir como terá sido o regime de ventos no local de estudo ao longo de um período mais alargado e, assumindo que o comportamento futuro do regime será idêntico ao comportamento passado, este regime corrigido passa a ser a melhor previsão das condições de vento esperadas para o futuro. Este método é, no entanto, algo custoso dada a necessidade de efetuar uma campanha de medição, que

implica a instalação de estações de medição, equipadas com anemómetros devidamente calibrados, que podem necessitar de licenciamento [8]

A sintetização de séries virtuais consiste na aplicação de modelos de mecânica de fluidos ao escoamento atmosférico. São normalmente utilizados modelos da família LES, mais adequados a escoamentos turbulentos, aplicados a dados provenientes de reanálise. A reanálise é, por sua vez, o resultado da aplicação de modelos meteorológicos a dados recolhidos em todo o mundo, com o objetivo de criar mapas meteorológicos com uma resolução de, por exemplo, 30 km, resolução da série ERA5. Embora estes dois métodos sejam os mais comuns na indústria, existem diversos outros em estudo como a integração de redes neuronais em MCP [9] ou a sintetização de dados de vento através de simulações Monte Carlo [10].

Quanto a curvas de potência, numa primeira abordagem costumam ser utilizadas curvas de potência *standard*, calculadas pelo fabricante. No entanto, para uma abordagem mais adequada é necessário ajustar esta curva às condições do local onde se instalarão os equipamentos. A prática mais comum é, seguindo o método descrito na norma 61400-12-1, ajustar a curva de potência à massa volúmica do local ou então requisitar ao fabricante a curva já ajustada a esse valor. À semelhança das técnicas para obtenção de dados de vento, também para as curvas de potência continuam a ser desenvolvidos métodos alternativos com o objetivo de diminuir o erro que a metodologia normalizada tem, seja alterando ligeiramente o método do IEC [11], conjugando anemómetros sónicos com dados SCADA [12] ou aplicando funções de transferência da *nacelle* derivadas de medições com LIDAR [13].

De notar que, enquanto são obtidos os dados de vento, decorrem também outros estudos técnicos necessários como hidrológicos e geotécnicos do local para averiguar os melhores locais do solo para as fundações dos aerogeradores, bem como estudos relacionados com o ordenamento de território.

Obtidos os dados de vento, prossegue-se para o projeto do parque, tipicamente designado por *micrositing*. Nesta fase, é estudado o posicionamento dos aerogeradores no local procurando maximizar a produção, através da utilização de locais com maior densidade de potência, e minimizar as perdas causadas por efeitos orográficos, de cobertura do solo e de esteira, devido a outros equipamentos. Para tal é comum a utilização de programas especializados tais como o *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)* ou o *WindPRO*. Esta estimativa, obtida com a

melhor informação disponível e posteriormente com perdas técnicas como a indisponibilidade dos aerogeradores, desvios à curva de potência, perdas elásticas, indisponibilidades da rede ou degradação da tecnologia, tem uma probabilidade de excedência de 50 %, isto é, de ser superada ou de não ser atingida, expressando-a comumente como P50. No entanto, dada a complexidade do processo, deve seguir-se uma análise da incerteza associada. Esta é composta pela incerteza associada à definição do recurso, isto é, à estimativa da velocidade do vento, e pela incerteza que influencia diretamente a produção. Na primeira, a incerteza decorre das medições, da variabilidade interanual, da representação digital do local, do modelo utilizado para extrapolação, da conversão de velocidade-energia e de outros fatores. Na segunda, contemplam-se a incerteza associada à curva de potência utilizada, à avaliação da massa volúmica do local, entre outras. O valor da incerteza é calculado efetuando a raiz quadrada da soma das contribuições ao quadrado, assumindo independência entre variáveis. Não sendo o valor de P50 de suficiente confiança dada a incerteza associada, é comum na indústria utilizarem-se valores de probabilidade de excedência maiores como 75 % (P75), e 90 % (P90). Variando um a um todos os parâmetros independentes que influenciam a estimativa de produção deverá obter-se uma distribuição gaussiana dos resultados,

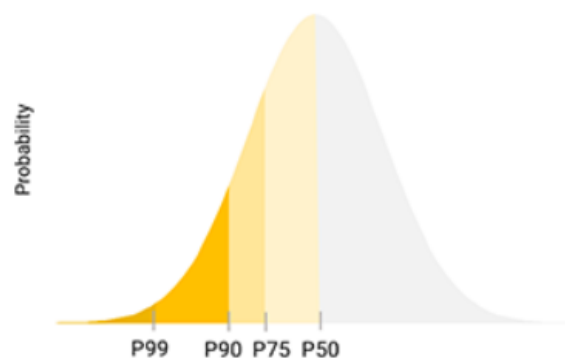


Figura 2.1: Representação de P50, P75, P90 e P99 numa distribuição gaussiana [15].

como ilustrado na figura 2.1. Considerando que o desvio padrão desta distribuição é da mesma ordem de grandeza que a incerteza associada à estimativa P50, o valor de P50 corresponderá à média da distribuição, baseando-se o cálculo de P75 e P90 na melhor estimativa possível (P50) e na incerteza a ela associada [14].

Com os estudos técnicos efetuados, a definição do projeto do parque concluída e com uma melhor estimativa da produção pode agora proceder-se ao licenciamento do projeto junto das autoridades competentes. É de notar que ao longo de toda a vida do projeto, desde a seleção inicial, decorre a análise económica da viabilidade do projeto.

2.3 Licenciamento

Em Portugal, o processo de licenciamento é iniciado com um pedido à Direção Geral de Energia e Geologia de um ponto de injeção na rede. Sendo este aprovado, pode ou não ser necessário uma “Avaliação de Impacte Ambiental” (AIA), sendo possível consultar no Decreto de Lei 151-B/13 as condições que podem obrigar a esta necessidade, tais como o parque eólico ser constituído por mais de 20 aerogeradores ou, mesmo sendo menor, estar localizado numa área ambientalmente sensível. Caso seja necessária, esta deverá ser executada por uma empresa especializada e após várias fases de avaliação, deverá ser emitido o documento final, o “Relatório de Conformidade Ambiental do Projeto de Execução” que define as condições de construção e operação do parque. Caso esta não seja necessária, o promotor tem apenas de conseguir a aprovação do projeto por parte da DGEG e do município local. Assim, depois de obter a “Licença de Produção” por parte da DGEG e o “Alvará de Licença de Construção” por parte do município pode ser iniciada a construção. Finalizada esta, é efetuada pela DGEG uma última inspeção e o processo de licenciamento termina com a emissão da “Licença de Exploração”.

2.4 Aspetos Económicos

A construção de um parque eólico é um processo com um custo inicial elevado e por isso, considerado de capital intensivo, com a necessidade de financiamento de uma entidade externa.

A análise de custos destes projetos divide-se tipicamente em CAPEX e OPEX, isto é, custos de investimento, iniciais, apoiados por financiamento externo e custos de operação e manutenção do parque ao longo da sua vida útil. Para uma comparação de custos dos projetos, pode utilizar-se o custo unitário médio do MWh, LCOE na sua sigla inglesa, mas este indicador não serve para avaliar o interesse financeiro de projetos alternativos, existindo casos em que este custo pode ser reduzido mas o projeto não se adequa à perspetiva temporal do promotor. Esta lacuna pode ser rematada com recurso a uma taxa de atualização que permite a conversão de valores financeiros em diferentes períodos temporais ou utilizando o custo unitário médio atualizado, que no seu cálculo contempla a atualização dos encargos e da produção total, ao longo da vida útil [16].

A receita obtida a partir da energia produzida é fortemente dependente do regime remuneratório de venda a que cada parque está sujeito. Estes regimes e a legislação que os sustenta são próprios de cada país, existindo cada vez mais diversidade. Inicialmente, o regime mais comum foi o das tarifas *feed-in* que remunerava a energia produzida a um valor fixo, pago pelo Estado. Este valor era significativamente mais alto que o preço da energia no mercado elétrico e tinha como objetivo estimular o setor eólico e o investimento na energia de base renovável. Graças a este estímulo, a tecnologia avançou drasticamente, potenciando baixos custos unitários médios comparados com outras formas de produção de energia elétrica e uma maior penetração de energia de base renovável nos *mixes* energéticos nacionais. Atualmente, estas tarifas são mais raras e, quando existem, contemplam já valores também mais reduzidos, levando os promotores a procurar estratégias de integração dos seus parques no mercado elétrico [14]. Em Portugal, continuam a ser praticadas mas a preços reduzidos, tendo o investimento energético nacional mudado de direção da energia eólica para a solar fotovoltaica nos últimos anos.

De forma a quantificar os resultados esperados, é comum utilizar-se o lucro líquido e o lucro operacional ou EBITDA. Para o cálculo do lucro líquido, subtrai-se às receitas os custos de produção, as despesas operacionais, despesas de depreciação e amortização, os juros e os impostos e taxas aplicáveis. Para o cálculo do EBITDA, subtrai-se às receitas apenas os custos de produção e as despesas operacionais. A classificação das despesas de depreciação e amortização como despesas operacionais é também comum e, seguindo esta abordagem, o indicador toma o nome de EBIT.

Para avaliar a viabilidade do investimento, são comumente utilizados vários indicadores como o valor atual líquido, que permite aferir o valor atualizado dos fluxos monetários futuros, a taxa interna de rentabilidade, que calculada para um valor atual líquido igual a 0 permite determinar a taxa de rentabilidade mínima para tornar um projeto viável, e o tempo de retorno bruto, também conhecido por *payback period*, que indica o tempo que demora até o investimento inicial ser pago pela receita gerada. Existem indicadores mais elaborados mas não sendo a viabilidade do investimento o foco da presente dissertação, não serão abordados.

3 O Parque Eólico Europeu e Nacional

É sabido que a Europa foi o primeiro continente a investir na produção de energia elétrica em grande escala a partir do recurso eólico, começando principalmente na Dinamarca. A partir de 1980, a instalação de aerogeradores foi-se tornando mais comum, e já nos anos 90, tanto a Espanha como a Alemanha investiram fortemente em aumentar a sua capacidade instalada. Nos últimos 20 anos, estes dois países mantêm a sua estratégia mas a partir de 2002 vários outros seguiram o mesmo caminho, como é o exemplo de Itália, do Reino Unido e de Portugal, como podemos observar na figura 3.1.

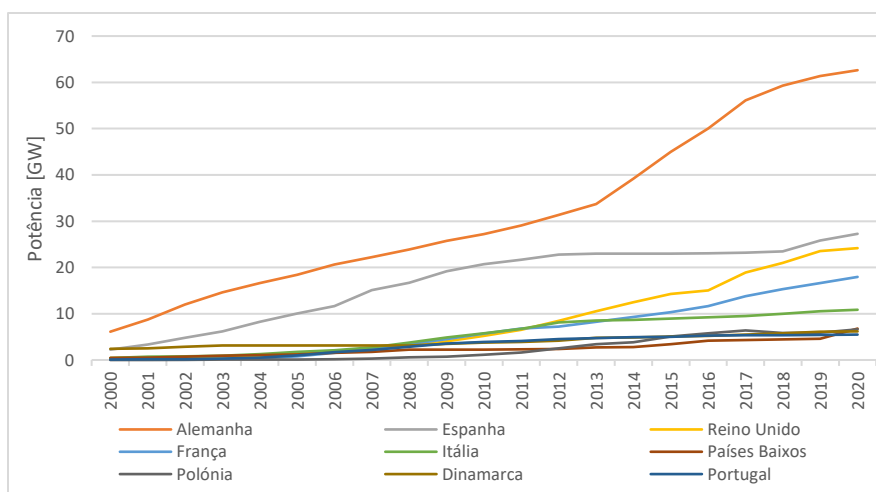


Figura 3.1: Capacidade instalada europeia, por país, por ano [17-28].

Sabendo que a certificação típica dos aerogeradores contempla 20 anos de operação, existe um claro envelhecimento de uma parte significativa do Parque Eólico Europeu, fruto dos aumentos da capacidade instalada há 20 anos. Esta já compõe cerca de 10 GW e daqui a 5 anos, este número passará para 36 GW, caso não haja alterações [29]. É evidente também que dada a idade avançada e a capacidade instalada na Dinamarca e Alemanha, estes foram os países que mais rápido avançaram para soluções como o *refitting* de aerogeradores, a estimativa da vida útil remanescente dos aerogeradores e a substituição dos mesmos em fim de vida útil por modelos novos, processo comumente designado repotenciamento ou *Repowering*.

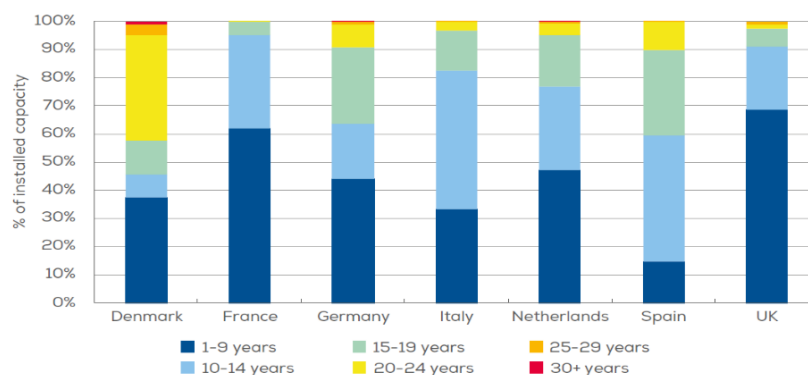


Figura 3.2: Distribuição de idades da capacidade eólica instalada de vários países [29].

Em Portugal, a aposta algo tardia nesta tecnologia potenciou a instalação de aerogeradores maiores e mais eficientes, com potências tipicamente perto dos 2 MW. Este investimento foi também benéfico para a economia nacional, diminuindo a dependência energética do país [30]. No entanto, o decréscimo acentuado na nova capacidade instalada nos últimos anos, evidenciado na figura 3.3 [31], causa alguma preocupação, especialmente quando comparado às metas nacionais de aumentar em 3,8 a 4,3 GW a capacidade instalada até 2030.

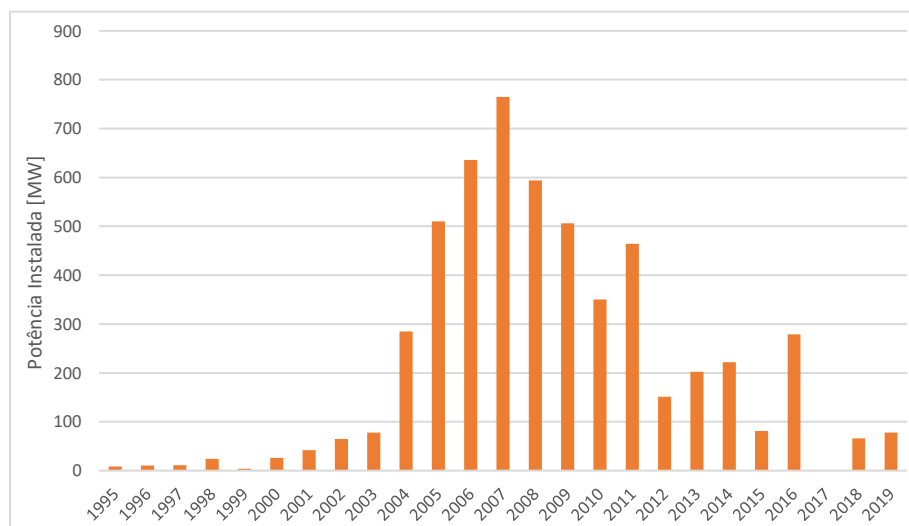


Figura 3.3: Nova capacidade renovável instalada em Portugal por ano [31].

Tendo o pico de instalações ocorrido entre 2005 e 2009, a idade do Parque Eólico Nacional ainda não é preocupante mas dentro de 5 anos começará a ser. A figura 3.4 ilustra a idade da capacidade eólica do Parque Eólico Nacional. A diminuição do número de novos parques e o envelhecimento dos parques eólicos atuais podem ser uma ameaça ao setor eólico nacional. Por outro lado, evidenciam também um crescimento do mercado de opções de fim de vida dos parques eólicos.

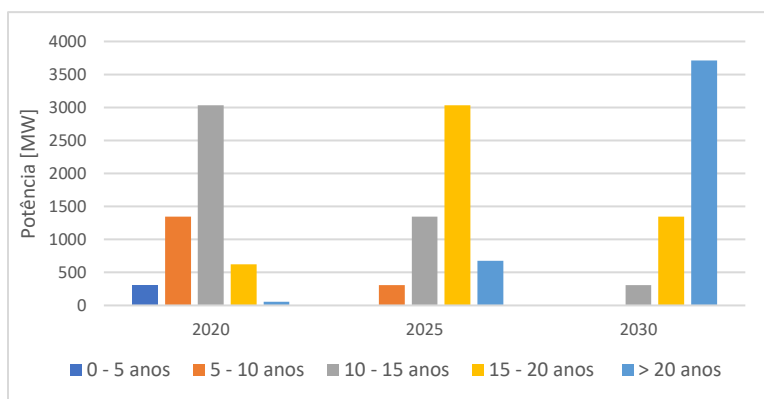


Figura 3.4: Distribuição de idade da capacidade instalada em Portugal nos anos 2020, 2025 e 2030 [30].

4 Opções de Fim de Vida

No aproximar do final da vida certificada dos aerogeradores que compõem um parque eólico é inevitável a tomada de decisão em relação ao futuro do mesmo, existindo quatro principais alternativas para os promotores:

- o desmantelamento do parque;
- a continuação da operação do parque sem a certificação dos equipamentos;
- a continuação da operação do parque com uma nova certificação¹ dos equipamentos;
- a substituição dos equipamentos existentes por equipamentos novos.

Esta é uma decisão complexa, fortemente influenciada pela disponibilidade de capital, pelo estado atual dos aerogeradores em questão e pelo país onde o parque se encontra, tendo cada um o seu posicionamento regulatório e mecanismos remuneratórios correspondentes.

A primeira alternativa, o desmantelamento do parque, é evidente se não existir capital para a manutenção do parque, se este deixar de ser rentável ou por outros motivos próprios do promotor como o desinvestimento na tecnologia ou localização desfavorável. Para um desmantelamento correto do parque existem diretrizes de foro ambiental a cumprir, de forma a garantir o melhor aproveitamento do equipamento em fim de vida, seja a venda do equipamento em mercados secundários ou reciclagem.

A segunda opção tem pouca expressão, ocorrendo especialmente em situações de pequenos parques detidos por pequenas empresas. Esta opção baseia-se na filosofia de utilização do equipamento enquanto for possível e viável, independentemente da certificação. A inexistência de um prazo de validade da licença de exploração possibilita esta abordagem mas esta é questionável a nível de segurança. Terminando o tempo certificado, acrescem duas complicações: a necessidade de celebrar um novo contrato de manutenção, dado que os típicos contratos têm a mesma duração que a certificação, e a necessidade de manter os contratos de seguros de responsabilidade civil, avarias e de lucros cessantes existentes, algo que se pode provar difícil caso estes estejam assentes na certificação original.

¹ Esta nova certificação não se trata de uma renovação da certificação original mas sim de um documento emitido por uma consultora especializada.

Em resposta a esta segunda opção, surge a terceira, enquadrada na mesma filosofia. Esta opção, comumente designada *Extensão de Vida Útil*, tem por base um estudo aprofundado de cada aerogerador, procurando quantificar os danos reais dos equipamentos face aos pressupostos de projeto e, em função do resultado, exprimir o seu tempo de vida verdadeiro restante. Tal verifica-se em situações em que as condições do local são menos danosas que as condições assumidas no projeto da máquina, mas pode verificar-se o inverso noutros casos. O objetivo deste estudo é, além de quantificar, para o promotor, os anos de vida restantes de operação da máquina, obter uma nova certificação emitida por uma consultora especializada e reconhecida pelos restantes atores, suprimindo a dificuldade explícita no caso anterior.

A quarta e última alternativa, comumente designada *Repowering*, *Reequipamento* ou *Repotenciamento*, é obviamente a que contempla maiores custos, dada a necessidade de aquisição e instalação de novos equipamentos. No entanto, estes custos podem ser compensados pela melhor eficiência e controlo dos novos equipamentos. Em vários aspetos, este repotenciamento é similar à execução de um novo parque no mesmo local. No entanto, permite poupar custos a nível de obra civil e elétrica e utilizar conhecimento do local e do recurso, obtido ao longo da operação. Poderá também existir a possibilidade de aumentar o parque e a sua potência nominal aquando do processo de repotenciamento, mas esta opção não é o foco do presente trabalho.

O presente trabalho assume como objetivo da análise a continuação da operação viável e segura do parque e como tal, não irá incidir sobre as duas primeiras opções, focando-se antes na *Extensão de Vida Útil* e no *Repowering*.

4.1 Extensão de Vida Útil

O princípio subjacente à extensão de vida útil de um aerogerador é a existência de uma diferença entre as cargas de projeto, para as quais a máquina foi desenhada, e as cargas reais, que a mesma suporta ao longo da sua vida útil num determinado local. Se as cargas reais forem significativamente inferiores às cargas de projeto, é evidente que a vida útil do equipamento será maior do que o inicialmente calculado. Para aerogeradores, a vida útil tipicamente certificada é de 20 anos, segundo a norma IEC 61400-1. No entanto, uma vez que em muitos casos os aerogeradores estão expostos a cargas reais inferiores às de projeto, devido a menores velocidades

do vento, intensidade de turbulência e outros fatores, a vida útil efetiva pode ser bastante superior, atingindo, por vezes, dependendo dos modelos e das condições, 30 ou mesmo 40 anos.

Assim, é necessário avaliar o potencial para extensão de vida útil de cada aerogerador e, para tal, é efetuado um estudo da extensão de vida. Inicialmente feitos pelo grupo *DNV GL*, estes estudos seguem a norma interna DNVGL-ST-0262, cuja metodologia acabou por ser adotada como o standard da indústria, tanto como uma referência para as entidades privadas como para países como a Alemanha, Dinamarca e Países Baixos, que a utilizaram como base para a sua regulamentação neste assunto. Esta norma interna serviu também de base para a elaboração de uma nova norma IEC 61400, que está ainda em construção e será descrita na próxima subsecção.

4.1.1 Metodologia DNVGL-ST-0262

Esta norma interna divide a avaliação a efetuar numa parte analítica de cálculo de fadiga e numa parte prática de inspeção.

A parte analítica tem por objetivo aferir a integridade estrutural dos componentes que transferem cargas. Para tal são definidas três abordagens distintas: a simplificada, a detalhada e a probabilística. Enquanto as primeiras duas são determinísticas, quantificando os parâmetros com valores exatos, a terceira é de natureza estocástica, quantificando os mesmos com distribuições de probabilidade. No entanto, o presente trabalho apenas incidirá na primeira abordagem uma vez que é a mais comum. Esta consiste na simulação aeroelástica do aerogerador sob as cargas dinâmicas equivalentes às condições de projeto e às condições do local, procurando entender o estado de fadiga de todos os componentes que transferem carga e respetivas ligações. Deverá ser utilizado um modelo digital específico correspondente ao modelo de aerogerador em estudo, mas caso tal seja impossível, poderá utilizar-se um modelo genérico contabilizando a respetiva incerteza.

Com o objetivo de detetar danos devido a fadiga e falhas no funcionamento dos componentes de controlo e segurança, a parte prática consiste numa inspeção visual completa, baseada num plano também definido no standard. Adicionalmente, devem ser analisados os relatórios de manutenção e inspeções anteriores, os dados SCADA e, caso haja necessidade, devem ser efetuados testes e verificações adicionais.

Com a informação proveniente destas duas partes estima-se o número de anos restantes de vida útil por componente de um aerogerador, bem como as restrições ou condições de funcionamento a implementar. Adicionalmente, é também definido o plano de inspeção e manutenção para o futuro. A execução deste estudo e avaliação favorável do aerogerador em causa, permitem a emissão do certificado *Proof of Stability* do DIBT que é legalmente obrigatório na Alemanha para a extensão de vida útil, e aceite por diversas entidades financiadoras e seguradoras de projetos eólicos [32].

4.1.2 Contexto Nacional

A legislação nacional não contempla ainda o conceito da extensão de vida útil de um aerogerador, não existindo também nem incentivos nem barreiras a esta estratégia. Mantém-se, no entanto, o problema dos contratos de manutenção e de seguros. Em países sem apoio legislativo neste sentido, isto é, sem reconhecimento do certificado emitido, a celebração dos contratos pode ser mais difícil ou custosa, constringendo possíveis investidores. A nível da manutenção, acresce um terceiro problema, o da disponibilidade de componentes mais antigos que podem já não estar em produção. Este problema pode causar grandes paragens devido a tempos de espera de componentes necessários, operação indevida dos equipamentos para tentar mitigar esses tempos de espera, ou até um desmantelamento precoce, caso seja impossível substituir um componente ou operar sem ele.

Economicamente, esta pode ser uma opção atrativa, uma vez que, embora contemple um aumento dos custos de operação e manutenção, pode permitir ao promotor beneficiar de tarifas FiT que estejam ainda em vigor para o parque em questão.

4.2 Repowering

O *repowering*, ou repotenciamento, consiste na substituição dos equipamentos de um parque, aquando do seu fim de vida, por equipamentos novos e mais eficazes. Dada a vida útil de 20 anos, os aerogeradores novos são significativamente mais avançados tecnologicamente, permitindo um melhor aproveitamento do recurso eólico e, assim, um aumento de produção.

Destaca-se o desenvolvimento de aerogeradores para baixas velocidades do vento que vieram potenciar o aproveitamento em locais anteriormente considerados não-viáveis. É também de notar que estas novas máquinas são maiores e têm potências nominais mais elevadas, substituindo vários aerogeradores mais antigos e com menor potência em fim de vida. Esta troca de vários aerogeradores mais antigos por um número menor de outros mais avançados tem também grandes implicações a nível de operação e manutenção, diminuindo a complexidade de operação dos parques e baixando também os custos que advém, principalmente, da manutenção.

No entanto, o *repowering* não tem sido tão comum na Europa como se podia esperar dada a idade do Parque Eólico Europeu, ditando uma estimativa da *WindEurope* que apenas 2,5 GW serão repotenciados na próxima década, sendo a principal razão a dificuldade em obter licenças para estes projetos. Nos E.U.A., esta questão tem sido abordada de outra forma, tendo sido criado um sistema de incentivos fiscais para que as empresas renovem os seus parques. Por toda a Europa existem fortes regulamentações ambientais que restringem ou atrasam significativamente a execução de projetos de *repowering*. Não existindo incentivos para os promotores ultrapassarem estas barreiras, estes são desmotivados de seguir este caminho.

4.2.1 Contexto Nacional

Em Portugal, o reequipamento implica um novo licenciamento junto da DGEG e, como tal, poderá também ser exigido uma nova Avaliação de Impacte Ambiental. Esta avaliação pode ser demorada e decisiva para a instalação ou não, de um novo equipamento. Com base nesta questão, a APREN defende que, no caso do *repowering*, esta avaliação deverá ser simplificada, tendo em consideração a informação da AIA original e da monitorização ambiental do local ao longo dos anos de atividade. É de sublinhar que a atual legislação, com a exigência de um novo licenciamento, pode não ir de encontro à diretiva europeia 2018/2001 que dita:

“Os Estados-Membros devem facilitar o reequipamento das centrais de energia renovável existentes, assegurando um procedimento de concessão de licenças simplificado e rápido. A duração desse procedimento não deve ser superior a um ano” [33].

De uma perspetiva económica, esta opção pode também mostrar-se proveitosa, dependendo bastante do regime remuneratório que se consiga obter. No melhor dos casos, é

conseguida uma tarifa *feed-in* na casa dos 65 a 74 €/MWh, com uma duração de 15 anos ou até uma energia produzida de 33 GWh/MW e a partir daí uma venda a preço de mercado. No pior caso, estes parques recém-licenciados vendem a sua energia a preço de mercado desde o início, a preços mais baixos, perto dos 40 €/MWh atualmente, e com bastante variabilidade. Este regime de mercado obriga a uma otimização da operação e melhor planeamento da manutenção procurando efetuar reparações ou inspeções em alturas de menos vento ou nos períodos do ano em que o preço de mercado será menor.

Existem também várias outras alternativas que poderão, no futuro, ser implementadas em Portugal e no resto da Europa, desde os incentivos fiscais comuns nos E.U.A. às tarifas *Contract-for-Difference*, utilizadas no Reino Unido.

4.3 Extensão de vida útil vs Repowering

Ambas as opções elencadas têm diversas vantagens e desvantagens. A nível ambiental ainda não é claro qual das duas opções será a mais adequada. Os defensores de cada opção afirmam que a sua é a mais sustentável, uns argumentando que o uso continuado do equipamento poupa recursos e diminui a necessidade de extração de novos metais, outros defendendo que a substituição para equipamentos mais eficientes potenciará uma maior integração da energia de base renovável nos *mixes* energéticos nacionais e consequentemente uma diminuição da utilização de combustíveis fósseis para a produção de energia elétrica.

Ao nível da qualidade da energia elétrica e gestão de redes nacionais, os novos equipamentos são superiores, principalmente pelo melhor controlo e gestão da potência e frequência. No entanto, a existência de menor número de aerogeradores por parque, existindo situações em que passa a existir apenas um, pode levar a maiores indisponibilidades do parque, afetando a injeção de energia na rede elétrica [34].

Relativamente a custos de operação e manutenção, o *repowering* admite custos típicos de um novo parque, podendo ser mais baixos no início da vida e ir aumentando ao longo dos anos. No entanto, caso o parque repotenciado seja constituído por um só aerogerador, a garantia de disponibilidade dos fabricantes provavelmente não será maior que 95 %, podendo nem existir. Para a extensão de vida útil, os custos de O&M aumentam significativamente, podendo duplicar o

valor dos contratos de manutenção. Também neste caso a garantia de disponibilidade tende a ser inferior ao valor comum, 97 %, e pode também não existir.

O nível de adequação de cada alternativa é sempre dependente do capital disponível, do regime remuneratório possível de obter e do plano estratégico que o promotor defina para o futuro.

Com o objetivo de aplicar os conteúdos apresentados, irá analisar-se um caso de estudo real, identificando vantagens e desvantagens de cada opção, calculando produções anuais, estimando custos, valores líquidos atuais e resultados operacionais, comparando cenários hipotéticos para cada alternativa.

5 Caso de Estudo

Neste capítulo será ilustrada a aplicação dos conceitos abordados nas secções anteriores a um caso de estudo específico, ao Parque Eólico do Alto da Vaca, cujos aerogeradores têm 18 e 19 anos de operação.

5.1 Caracterização do Parque

O Parque Eólico do Alto da Vaca, situado em Salamonde, Vieira do Minho, Braga, é constituído por quatro aerogeradores *Enercon E-40/6.44*, cada qual com uma potência nominal de 600 kW, totalizando 2,4 MW de potência instalada. Situa-se na Serra da Cabreira, a cerca de 900 metros de altitude. Encontrando-se num pequeno planalto com pendentes pouco acentuadas ao seu redor, o terreno na vizinhança imediata é orograficamente pouco complexo e a cobertura do solo à subida até ao parque é maioritariamente florestal, transitando, na chegada ao planalto onde o mesmo se encontra, para uma cobertura de charneca, um ambiente maioritariamente rochoso com vegetação xerófila como urze e tojo, típica de locais quentes e secos. É de notar que, no mesmo local, se encontra também outro parque eólico, o Parque Eólico de Ruivães, composto por um aerogerador *Vestas V52*, pertencente a uma outra entidade, evidenciado na figura 5.1. O ponto de injeção na rede encontra-se junto ao aerogerador 1.

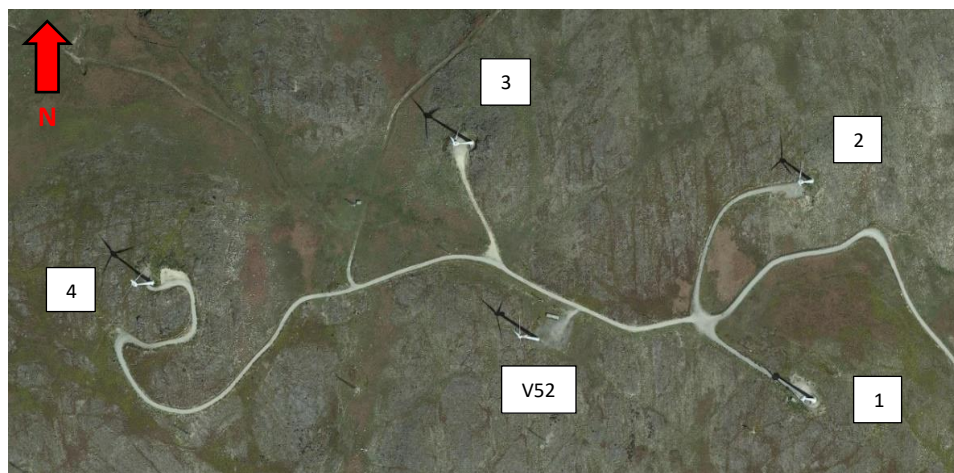


Figura 5.1: Disposição dos aerogeradores no local.

Enquadrada no trabalho, foi efetuada uma visita ao parque. O objetivo principal da visita foi efetuar uma verificação presencial da cobertura de solos evidenciada nos mapas *online*

analisados, nomeadamente o da plataforma *Google Earth* e da *Corine Land Cover*. Confirmado que a cobertura de solo visualizadas previamente se verificam no terreno, os mapas *Google Earth* e *Corine Land Cover* foram validados, podendo ser posteriormente utilizados na criação de mapas digitais para caracterização do terreno onde o parque se situa.

5.2 Aerogeradores Enercon E-40/6.44

Dos quatro aerogeradores, dois foram instalados em 2002 e os restantes em 2003, em ambos os casos com certificação para 20 anos de utilização (*type certificate*). Assim, o seu fim de vida certificada será em 2022 e 2023 respetivamente, evidenciando a necessidade de uma tomada de decisão. A tabela 5.1 tem como propósito identificar cada uma destas máquinas. A diferença entre o modelo E3 e E2 é apenas nos armários de potência e não tem repercussões para o presente trabalho.

Tabela 5.1: Identificação dos aerogeradores constituintes.

Nº Aerogerador	Nº Série	Data de Comissionamento	Coordenadas [WGS84]	Modelo
1	441755	22-10-2003	N41°39'49,9" W8°4'48,8"	E-40/6.44 E3
2	441756	23-10-2003	N41°39'55,9" W8°4'48,8"	E-40/6.44 E3
3	441084	28-02-2002	N41°39'55,9" W8°5'3,9"	E-40/6.44 E2
4	441083	24-01-2002	N41°39'52,9" W8°5'16,8"	E-40/6.44 E2

Todas a máquinas instaladas pertencem à classe IIA, segundo a norma IEC 61400-1, desenhadas para uma velocidade referência (valor máximo da velocidade vento expectável em 50 anos, média de 10 minutos) de 42,5 m/s e para uma intensidade de turbulência de 16 %. A tabela 5.2 contém as características mais importantes para a caracterização da máquina.

Tabela 5.2: Características do modelo instalado.

Classe	Diâmetro Rotor [m]	Altura da Nacelle [m]	Área do Rotor [m²]	Área Específica [m²/kW]	Cp _{máx}
IIA	43,5	46	1486,17	2,48	0,445

Estes equipamentos utilizam o conceito de velocidade variável e a regulação de potência é efetuada através do sistema de variação de *pitch*. Com o propósito de efetuar uma estimativa anual da produção, a sua curva de potência, de coeficiente de impulso axial e de coeficiente de potência são apresentadas de seguida. Na figura 5.2, estão identificadas duas curvas de potência, uma de coeficiente de impulso axial não ajustada à densidade do ar e uma de coeficiente de potência, construída com base na curva de potência ajustada. A curva do coeficiente de impulso axial e a primeira curva de potência foram fornecidas pelo fabricante e baseadas na massa volúmica padrão do ar, $1,225 \text{ kg/m}^3$. No entanto, no local em estudo, a 40 metros a.n.s., à altura do rotor destes equipamentos, esta massa volúmica é, em média, $1,106 \text{ kg/m}^3$. Por esta razão foi efetuada uma correção da curva de potência seguindo o método descrito pela norma IEC 61400-12-1 de 2016. Os valores de todas as curvas apresentadas encontram-se no anexo A.

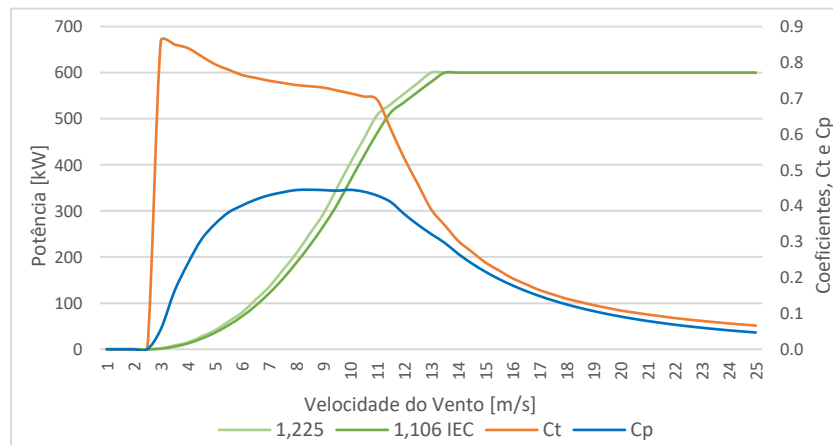


Figura 5.2: Curvas características do modelo E-40/6.44.

5.3 Operação do Parque

O primeiro estudo de vento para o licenciamento deste parque foi apresentado em maio de 2000. Foram recolhidos dados no local mas, tratando-se apenas de 7 meses de medições, não foram suficientes para a caracterização do regime de ventos. Consequentemente, foi necessário utilizar técnicas MCP de forma a eliminar os efeitos de sazonalidade e variabilidade anual do recurso e criar o atlas de vento de longo termo. Mais tarde, já criado e corrigido este atlas de longo termo, recorrendo ao programa WAsP, foram efetuadas estimativas de produção anual. Embora não tenha sido possível obter o atlas de vento utilizado à data do licenciamento, a síntese do mesmo a

40 metros acima do nível do solo é aqui exposta. Com um fator de forma, k , de 1,54, um fator de escala, A , de 7,0 e uma velocidade média do vento, para 40 metros, de 6,3 m/s, a curva de Weibull apresenta-se na figura 5.3, junto da rosa dos ventos prevista na altura. Numa fase posterior do projeto, em 2003, estimou-se que o parque teria uma AEP de 5337 MWh correspondente a 2224 horas anuais equivalentes de funcionamento a plena carga, um fator de carga de 25,39 %.

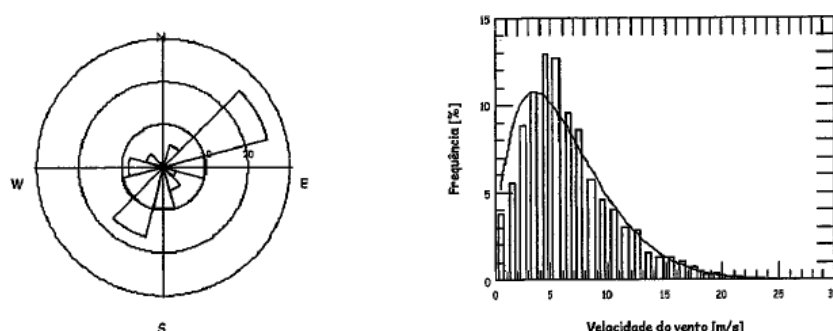


Figura 5.3: Rosa dos ventos e histograma do estudo executado para o licenciamento do parque.

Ao longo dos anos, este parque operou maioritariamente acima desta previsão inicial. A tabela 5.3, obtida a partir dos dados SCADA do parque e corrigida para uma disponibilidade total, para permitir a comparação com o cálculo anterior, ilustra a operação do mesmo desde o início de 2007 até ao final de 2020, constituindo assim um histórico de produção de longo termo. Torna-se evidente que o parque superou a expectativa inicial, produzindo anualmente, em média, mais 8 %.

Tabela 5.3: Comparação da produção efetiva com a estimativa de produção inicial.

Ano	AEP 100% [MWh]	Desvio da estimativa inicial [%]
2007	5964,649	11,8
2008	5349,479	0,2
2009	5498,572	3,0
2010	6081,395	13,9
2011	5144,745	-3,6
2012	5535,675	3,7
2013	7180,423	34,5
2014	6118,738	14,6
2015	5692,566	6,7
2016	5559,380	4,2
2017	5640,297	5,7
2018	5707,107	6,9
2019	5716,020	7,1
2020	5530,978	3,6
Média	5765,716	8,03

Tendo, até 2019, celebrado o contrato de manutenção *EPK1* com o próprio fabricante, a manutenção preventiva e corretiva foi assegurada ao longo dos anos contemplando intervenções nos sistemas elétricos e mecânicos e uma garantia de disponibilidade anual de 97 %. Em 2010, no decorrer de uma reparação no sistema de *pitch*, detetou-se que uma das pás do aerogerador nº 4 (441083) estava danificada e, depois de uma inspeção dedicada, concluiu-se que a fissura encontrada obrigava à substituição do conjunto de pás. Esta operação foi efetuada a 20 de outubro desse mesmo ano, tendo durado alguns dias. Esta substituição efetuou-se ao abrigo do contrato de manutenção celebrado, pelo que não teve impacto económico para além da indisponibilidade do aerogerador. Neste mês, o aerogerador em causa teve uma disponibilidade de apenas 93 % mas, permanecendo o resto do parque em operação, esta diminuição não teve um grande impacto. Em 2019, foi renegociado o contrato, alterando para *EPK2*, cuja diferença é o facto de não incluir custos de transporte e meios de elevação de cargas (gruas). Dadas as diferentes datas de início de operação das máquinas, o contrato atualmente em vigor termina a 06/05/2022 para os aerogeradores 3 e 4 e a 17/05/2023 para o 1 e 2, mas para simplificação da análise posterior, irá admitir-se o parque como um todo e o ano de 2022 como ano de fim de contrato. Já em 2020, com o objetivo de avaliar eventuais danos nas pás, foi feita uma nova inspeção que identificou danos como falhas e fissuras no acabamento e, por vezes, na fibra subjacente, causados por erosão. A reparação destes danos foi concluída em maio de 2020.

Estando os 4 aerogeradores deste parque a chegar ao seu fim de vida certificado, é necessário analisar as opções viáveis para a continuação da operação do mesmo. As duas opções a equacionar são então a extensão da vida útil dos aerogeradores e o *repowering*.

5.4 Extensão de Vida Útil

O passo inicial para a extensão de vida destes aerogeradores é, antes de tudo, perceber se esta é mecanicamente viável e segura. Para tal foi contratada uma empresa especialista para efetuar um estudo da extensão de vida baseado no standard já descrito [32]. Este estudo foi efetuado entre agosto de 2020 e fevereiro de 2021 e conclui que existe potencial para a extensão de vida dos aerogeradores, seguindo recomendações específicas. Apresenta-se agora a metodologia utilizada, seguida dos resultados.

5.4.1 Metodologia Utilizada

A metodologia utilizada para este caso divide-se em duas partes principais: a *Integridade Estrutural* e a *Fiabilidade Funcional*, como se pode ver na figura 5.4. A *Integridade Estrutural*, como o nome indica, afere a integridade dos componentes sob carga, correspondendo ao standard DNVGL já descrito. A *Fiabilidade Funcional* afere o estado dos sistemas necessários à operação devida do equipamento, que poderão estar degradados por qualquer outro motivo.



Figura 5.4: Metodologia utilizada para o estudo de extensão de vida útil.

O primeiro passo para a avaliação da integridade estrutural, utilizando uma simulação aeroelástica e dinâmica, é a definição das cargas reais a que o aerogerador esteve exposto. Estas cargas são provocadas pelo próprio recurso eólico, pelo que se deve efetuar um estudo do vento no local, comumente designado *Site Assessment*, baseado em dados reais aí medidos ou, caso estes não estejam disponíveis, em séries virtuais de dados de vento obtidos por aplicação de modelos CFD LES a dados históricos de reanálise, criando um atlas de vento para cada aerogerador e definindo outras características importantes do escoamento como a turbulência efetiva, a inclinação do escoamento e o *shear-factor*. Com estes dados é então possível efetuar a simulação aeroelástica do aerogerador e das cargas cíclicas que nele atuam. Os componentes seguintes serão analisados à fadiga com o intuito de comparar o seu comportamento com a projeção inicial:

- A fixação das pás ao cubo;
- As pás do rotor;
- O adaptador das pás;

- O cubo do rotor;
- O veio principal;
- A ligação roscada do veio;
- O suporte da *nacelle*;
- A torre e as ligações aparafusadas entre segmentos;
- A fundação;
- A conexão torre/fundação.

A partir desta comparação é calculado o tempo de vida total para cada componente.

A inspeção, com o objetivo de avaliar localmente o estado estrutural dos componentes e a qualidade dos serviços de O&M prestados até então, contempla verificações:

- Da documentação armazenada no aerogerador, do histórico de manutenção e conformidade com os requisitos, de relatórios de inspeções, ensaios e testes realizados ao longo da operação;
- Do sistema de elevação de serviço, escadas e linha de vida e respetivos certificados;
- Dos componentes do *drive-train* (eixo principal, rolamentos, travão bloqueador, gerador) para identificar danos, fissuras, desgaste, corrosão, vazamento, lubrificação, etc.;
- Dos componentes da *nacelle* (pisso, escotilhas, telhado) para identificar danos, fissuras, desgaste, etc.;
- Das pás do rotor (bordo de ataque, bordo de fuga, ponta, secções previamente reparadas) e proteção contra relâmpagos;
- Do sistema elétrico (quadros de potência, cabos, junções, conexões, rotulagem) e de conexão à rede (transformador, celas de média tensão) para detetar possíveis vazamentos, excessos de temperatura, humidade, sujidade, etc.;
- Inspeção visual da torre e fundação (escada, porta, soldaduras, conexão à fundação) para deteção de corrosão, fissuras, entrada de água, etc.

Efetuada a inspeção e reportada fotograficamente para cada aerogerador, é elaborado o relatório correspondente. Caso estes elementos não sejam suficientes, devem ser efetuados testes mais detalhados como inspeções às pás por acesso de cordas ou análises de vibrações. Com os dois

elementos desta vertente, a simulação aeroelástica e a inspeção técnica, pode então ser elaborado o certificado para cada turbina, bem como o parecer indicativo do número de anos de vida restante de cada componente.

Passando agora à segunda vertente deste estudo, esta tem como objetivo quantificar a probabilidade de falhas nos sistemas do aerogerador que potenciam a produção de energia, tais como o sistema de *pitch*, de *yaw*, os rolamentos principais, o gerador, os sistemas hidráulico e elétrico, as pás e a torre. Assim, devem ser analisados: a lista completa de equipamentos, modelos e números de série, datas de instalação e intervenções; os protocolos e registos de manutenção; os relatórios de inspeções, ensaios, reparações e trocas de componentes realizados ao longo da operação e os resultados de programas de monitorização de lubrificação ou vibrações. É também necessário acesso aos dados SCADA para a compilação de estatísticas de falhas e paragens das máquinas.

Utilizando também a informação recolhida na inspeção técnica mencionada anteriormente, os resultados obtidos são comparados com uma base de dados própria da consultora, para o modelo de aerogerador e assim são identificados os componentes críticos que possam causar um aumento da taxa de avarias. Caso haja necessidade, a inspeção técnica pode ser complementada com outras mais detalhadas, como a análise termográfica do sistema de potência, a medição por amostragem da espessura da tinta de proteção da torre e testes funcionais das luzes de aviso à navegação aérea ou dos sistemas operacionais e de segurança, como paragens de emergência. Feita a análise da informação, é apresentada a situação atual dos componentes, a probabilidade de falha e custos associados com e sem mitigação.

5.4.2 Resultados

5.4.2.1 Integridade Estrutural

Primeiramente, é necessário caracterizar o regime de ventos do local. Neste caso, dada a indisponibilidade dos dados de vento originais, a série de ventos utilizada para caracterização do regime de ventos local foi obtida através de uma simulação CFD LES, baseada na série de reanálise ERA5. Este *Site Assessment* e os parâmetros observados e calculados como velocidades do vento e intensidades de turbulência são da responsabilidade da empresa que efetuou o estudo, não sendo objeto de estudo neste trabalho. Assim, para uma altura de 50 metros, foi obtido o perfil ilustrado na figura 5.5.

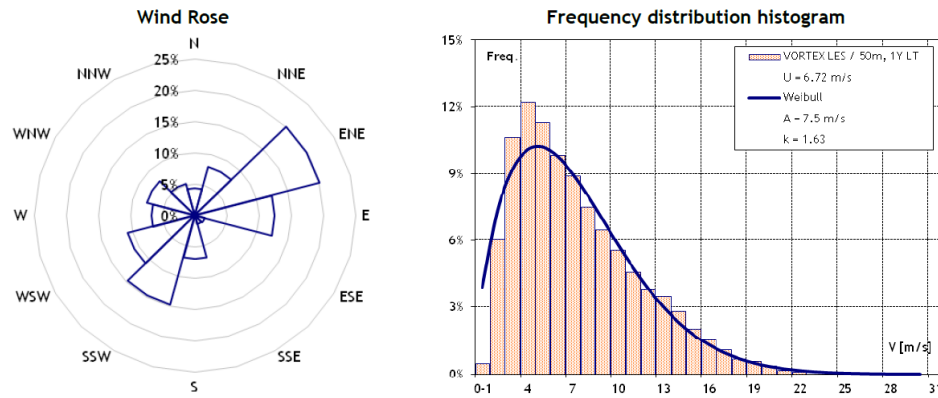


Figura 5.5: Rosa dos ventos e histograma do local obtido a partir de séries de dados sintetizados.

Foram também obtidos parâmetros especificados pelo IEC para estudos deste tipo, para cada aerogerador, evidenciados na tabela 5.4 e na figura 5.6. Estes valores já foram corrigidos para a massa volúmica média do local, $1,106 \text{ kg/m}^3$.

Tabela 5.4: Parâmetros do recurso observados e calculados.

Nº Aerogerador	V_{ave} [m/s]	V_{ref} [m/s]	<i>Shear</i> <i>Factor</i>	Weibull A	Weibull k
1	6,5	43,9	0,02	7,27	1,61
2	6,4	44,6	0,04	7,15	1,63
3	6,0	42,7	0,06	6,74	1,58
4	6,4	43,4	0,03	7,14	1,58
Média Parque	6,33	43,65	0,038	7,075	1,600

Uma vez que as condições de projeto para estas máquinas contabilizavam uma velocidade média anual do vento de $7,92 \text{ m/s}$ para a torre e $8,62 \text{ m/s}$ para as pás e a obtida foi de $6,34 \text{ m/s}$,

espera-se que os danos devido à fadiga sejam inferiores aos projetados. A nível da intensidade de turbulência, a figura 5.6 ilustra os valores obtidos para cada máquina e demonstra que as mesmas estão sujeitas frequentemente a valores de turbulência acima do esperado.

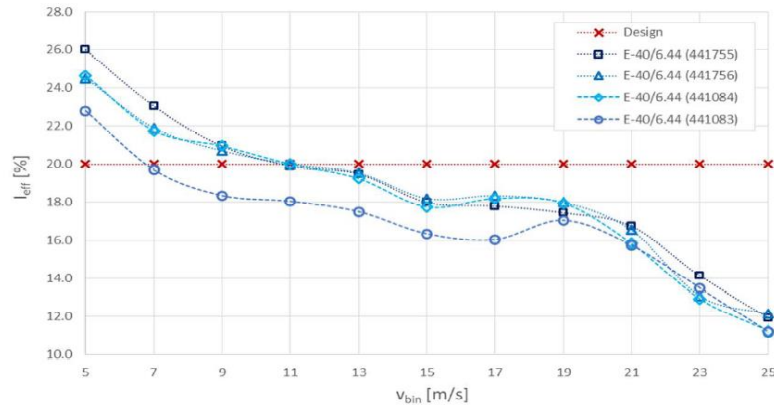


Figura 5.6: Comparação da intensidade de turbulência efetiva calculada para cada aerogerador com as condições de projeto.

Dos resultados da simulação foram deduzidos os anos de vida total, explicitados na tabela 5.5. O método de cálculo em si é propriedade da empresa subcontratada e não é objeto de estudo deste trabalho.

Tabela 5.5: Identificação do componente crítico por aerogerador e tempo de vida total do mesmo.

Nº Aerogerador	Nº Série	Data de Comissionamento	Tempo de Vida Total do Componente Crítico	Data de Final de Operação	Componente Crítico
1	441755	22-10-2003	31,3 anos	02-2035	Aparafusamento Pás-Cubo
2	441756	23-10-2003	31,3 anos	02-2035	Aparafusamento Pás-Cubo
3	441084	28-02-2002	31,3 anos	06-2033	Aparafusamento Pás-Cubo
4	441083	24-01-2002	40 anos	01-2042	-

O relatório menciona também que, efetuando a substituição deste aparafusamento, é possível manter a operação até janeiro de 2042, para os aerogeradores 1,2 e 3. Para o 4 não há esta necessidade devido à substituição das pás em 2010. Foram também identificados os defeitos explícitos na tabela 5.6, que podem comprometer a estabilidade no médio prazo.

Tabela 5.6: Defeitos estruturais identificados na inspeção.

Nº Aerogerador - Nº Série	1-441755	2-441756	3-441084	4-441083
Rachas no betão da fundação	Sim	Não	Não	Não
Corrosão nos parafusos da flange	Sim	Não	Não	Não
Fissuras na nacelle	Não	Não	Sim	Não
Erosão nas pás	Sim	Sim	Sim	Sim
Fissuras nas pás	Não	Não	Sim	Não

As recomendações para a continuação de funcionamento passam pela:

- Correção dos defeitos encontrados num prazo de 2 anos, exceto as fissuras das pás que deverão ser reparadas dentro de 1 ano;
- Verificação do aperto das ligações roscadas e documentação de desvios, assim que possível e em cada inspeção completa;
- Limpeza da corrosão em todos os componentes sob carga uma vez que esta pode ser um ponto de propagação de fissuras por fadiga;
- Manutenção regular e de qualidade;
- Revisão dos protocolos de manutenção;
- Inspeção completa de cada aerogerador a cada 2 anos;
- Reavaliação do número de anos de vida caso as condições de vento mudem substancialmente ou se algum outro aerogerador for construído dentro de um raio de dez diâmetros, 440 m, e cause turbulência que tenha influência.

5.4.2.2 Fiabilidade Funcional

Para a vertente da fiabilidade funcional foi também seguida a metodologia descrita no capítulo anterior, tendo sido encontrados três defeitos graves:

- Reservatórios de massa lubrificante vazios (ou quase) nos rolamentos do rotor e de *pitch*;
- Danos por sobreaquecimento no isolamento do gerador;
- Danos severos no bordo de ataque das pás, principalmente na ponta.

Fotografias destes e dos restantes defeitos encontram-se presentes no relatório original. Foi também elaborada a tabela 5.7 que apresenta a probabilidade de falha de cada componente e respetivos custos.

Tabela 5.7: Condição atual, probabilidade de falha, custo e tempo de reparação estimados por componente.

Componente	Probabilidade de Falha Típica [%]	Condição Atual	Probabilidade de Falha [%]	Custo [k€]	Tempo [dias]
Torre	até 10	Normal	até 10	5 a 20	3 a 7
Interior da torre	10 a 25	Boa	10 a 25	até 5	até 3
Transformador	até 10	Normal	até 10	5 a 20	3 a 7
Cabos elétricos	10 a 25	Boa	10 a 25	até 5	até 5
Quadros elétricos	> 25	Boa	> 25	até 5	até 3
Rolamento yaw	até 10	Normal	até 10	> 20	> 7
Motores	> 25	Normal	> 25	até 5	até 3
Suporte da nacelle	até 10	Normal	até 10	5 a 20	3 a 7
Rolamentos rotor	10 a 25	Insuficiente lubrificação	> 25	> 20	> 7
Gerador	> 25	Sobreaquecimento	> 25	5 a 20	3 a 7
Rolamentos pitch	10 a 25	Insuficiente lubrificação	> 25	> 20	> 7
Fibra	10 a 25	Boa	10 a 25	até 5	até 3
Pás	> 25	Danos severos	> 25	> 20	> 7

Existem, assim, alguns componentes com altas probabilidades de falha, que obrigam a uma reparação e consequente baixa de disponibilidade. Dado o histórico de falhas e a condição atual dos componentes, espera-se que o gerador, os motores e os quadros elétricos continuem com problemas se não forem reparados ou substituídos. Como mencionado anteriormente, os danos nas pás, se não forem reparados, poderão causar danos estruturais nas mesmas nos próximos 5 anos. Os rolamentos, dado o estado dos reservatórios, podem ter operado, alguns durante os 18 anos de vida, com lubrificação insuficiente, e isto poderá ter causado grande desgaste dos mesmos que, segundo este relatório, pode resultar numa falha crítica até aos 23 anos de vida, isto é, até 2025. Relativamente aos custos (económicos e temporais) de manutenção, os rolamentos, tanto de *pitch* como do rotor, têm um peso elevado, uma vez que a operação de transporte e elevação de cargas pesadas é um processo custoso. A reparação das pás é também importante, dada a necessidade de técnicos especializados e trabalhos em altura. De forma a tentar diminuir a probabilidade de falhas para os próximos 5 anos, é recomendada a análise da massa lubrificante dos rolamentos para conseguir avaliar o verdadeiro estado dos mesmos e a partir daí redefinir a estratégia de manutenção, bem como a reparação das pás assim que possível. Juntando estas ações com

manutenções periódicas em intervalos de 4 meses e inspeções anuais, a probabilidade de falhas críticas destes componentes irá baixar significativamente.

5.4.3 Estimativa de Produção Anual

De forma a avaliar a exequibilidade da extensão de vida útil é necessário estimar a produção anual para um ano futuro. Para tal, foram inicialmente requisitados os dados SCADA de todos os aerogeradores e de seguida, organizados por ano e por máquina para a elaboração de um histórico de longo termo de funcionamento de cada aerogerador. A divisão por máquinas é particularmente importante para a comparação com a opção do *repowering*, onde se avaliará qual o local mais apropriado para um novo aerogerador. As tabelas 5.8 e 5.9 apresentam a produção anual e a disponibilidade por máquina e por ano, bem como os valores totais do parque.

Tabela 5.8: Produção anual do parque de 2007 a 2020.

Ano/Aerogerador	1 [MWh]	2 [MWh]	3 [MWh]	4 [MWh]	Parque [MWh]
2007	1583,374	1411,409	1580,966	1353,740	5929,489
2008	1411,765	1284,645	1251,076	1313,218	5260,704
2009	1413,253	1278,134	1284,344	1469,928	5445,659
2010	1569,867	1391,335	1428,113	1585,531	5974,846
2011	1338,631	1203,469	1181,038	1365,265	5088,403
2012	1457,566	1298,734	1289,152	1462,447	5507,899
2013	1868,944	1640,188	1680,240	1917,164	7106,536
2014	1580,852	1431,371	1409,705	1626,700	6048,628
2015	1489,800	1265,114	1316,251	1537,921	5609,086
2016	1445,031	1284,933	1299,675	1485,849	5515,488
2017	1487,532	1268,465	1323,665	1526,510	5606,172
2018	1512,716	1315,127	1331,473	1505,880	5665,196
2019	1484,462	1328,942	1311,653	1537,207	5662,264
2020	1416,863	1272,060	1292,786	1485,972	5467,681
Média	1504,333	1333,852	1355,724	1512,381	5706,289
Média [HPC]	2507	2223	2260	2521	2378
CF [%]	28,62	25,38	25,79	28,77	27,14

Tabela 5.9: Disponibilidade anual do parque de 2007 a 2020.

Ano/Aerogerador	1 [%]	2 [%]	3 [%]	4 [%]	Parque [%]
2007	99,50	99,35	99,70	99,24	99,45
2008	97,99	98,27	99,38	99,12	98,69
2009	98,66	98,86	99,56	99,28	99,09
2010	98,72	98,14	99,61	96,76	98,31
2011	99,11	99,49	98,83	98,43	98,97
2012	99,27	99,57	99,71	99,16	99,43
2013	99,31	97,09	99,42	99,11	98,74
2014	99,28	99,14	97,66	99,20	98,82
2015	99,36	96,58	99,09	99,52	98,64
2016	99,04	99,65	99,36	98,87	99,23
2017	99,37	99,33	99,50	99,49	99,42
2018	99,03	99,60	99,32	99,34	99,32
2019	99,45	99,68	98,39	99,24	99,19
2020	99,15	99,41	96,70	99,21	98,62
Média [%]	99,09	98,87	99,02	99,00	98,99

Podemos observar que há uma diferença entre as produções das máquinas 1 e 4 e das 2 e 3. Uma vez que a mesma não se verifica nas disponibilidades, esta variação pode ser originada pela variação do regime de ventos por efeitos orográficos ou de esteira, causados pela proximidade a outros aerogeradores, nomeadamente o aerogerador do parque vizinho, o Parque Eólico de Ruivães. Como um todo, o Parque Eólico do Alto da Vaca apresenta uma alta disponibilidade e uma produção anual dentro dos valores típicos para modelos desta geração com o regime de ventos do local.

Constituído por 14 anos de dados, este histórico pode ser considerado representativo do funcionamento do parque. Assumindo que as condições climáticas no local se mantêm, este histórico pode também ser uma estimativa da produção anual futura, prevendo-se que, mantendo em funcionamento estes aerogeradores, o parque produzirá 5706 MWh com uma disponibilidade de 98,99 %. No entanto, dado o estado atual já reportado no estudo de extensão de vida, é de esperar um decréscimo na capacidade produtiva do parque nos próximos anos, seja por um aumento das indisponibilidades, devido a manutenções e reparações, ou uma diminuição do rendimento da máquina pelo desgaste dos vários componentes, ou ambos. De forma a quantificar este efeito irá aplicar-se, ao histórico de longo tempo, uma quebra de disponibilidade e um coeficiente de degradação do funcionamento. Irá então assumir-se que a disponibilidade será de 97 % (-2 %), uma vez que se esperam mais paragens para manutenções e inspeções, e que o

coeficiente de degradação de 0,98, resultando numa AEP 2 % inferior. É de notar que estes valores são meramente indicativos e, para serem justificados com mais rigor, teriam de ser efetuados estudos complementares como verificações da degradação do desempenho ao longo dos anos. É também importante esclarecer que estes valores de produção se referem à produção em cada máquina, não estando contabilizadas perdas de injeção na rede e outras do género. A incerteza associada a esta estimativa será reduzida, já estando o parque em operação. Atribuiu-se 0,5 % de incerteza à variabilidade do vento e 1,5 % à conversão da velocidade em energia produzida, totalizando 1,8 %. Esta foi de seguida utilizada para o cálculo das estimativas de produção P50, P75 e P90, ajustadas a 100% disponibilidade, apresentadas na tabela 5.10, junto com a média do histórico de longo termo. À estimativa P75, utilizada daqui em diante na análise económica, foram afetas as alterações já mencionadas.

Tabela 5.10: Estimativa de produção anual para a extensão de vida útil.

Estimativa	Coeficiente de Degradação	AEP [MWh]	Disponibilidade [%]
Histórico	-	5706,29	98,99
P50	-	5765,72	100
P75	-	5695,55	100
P90	-	5632,46	100
P75 Corrigida	-	5524,69	97
P75 Final	0,98	5414,19	97

5.4.4 Estimativa de Custos

Como explicado na parte “*Fiabilidade Funcional*” do estudo de extensão de vida útil, diversos componentes têm probabilidades de falha para os próximos cinco anos, pelo que serão efetuadas três estimativas de custos de reparação correspondentes: uma considerando a reparação de componentes com probabilidade de falha acima de 25 %, “> 25 %”, outra acima de 10 %, “> 10 %”, e uma para todos, “< 10 %”, passando a incluir os que tenham uma probabilidade inferior a 10 %. Os custos, inicialmente apresentados em intervalos - “até 5”, “5 a 20” e “>20” - serão substituídos por valores indicativos – 2500 €, 12500 € e 25000 € respetivamente - de forma a efetuar o cálculo. Esta análise e custos indicados são referentes a todo o parque, isto é, ao conjunto dos quatro aerogeradores. O total destes custos foi dividido igualmente pelos primeiros cinco anos da extensão de vida, de 2022 a 2026, assumindo que é neste espaço de tempo que se efetuarão as devidas reparações.

Tabela 5.11: Custo de reparações adicionais.

Componente	Probabilidade de Falha [%]	> 25 % [€]	> 10 % [€]	< 10 % [€]
Torre	<10	0	0	12 500
Interior da torre	10-25	0	2 500	2 500
Transformador	<10	0	0	12 500
Cabos elétricos	10-25	0	2 500	2 500
Quadros elétricos	>25	2 500	2 500	2 500
Rolamento de yaw	<10	0	0	25 000
Motores	>25	2 500	2 500	2 500
Suporte da nacelle	<10	0	0	12 500
Rolamentos do rotor	>25	25 000	25 000	25 000
Gerador	>25	12 500	12 500	12 500
Rolamentos de pitch	>25	25 000	25 000	25 000
Fibra	10-25	0	2 500	2 500
Pás	> 25	25 000	25 000	25 000
Total	-	92 500	100 000	162 500

A estes custos de reparações adicionais adiciona-se o custo anual do contrato de manutenção a celebrar, os custos fixos, de aluguer do terreno e de inspeções adicionais, a efetuar a cada dois anos. O novo contrato de O&M inclui a manutenção preventiva dos aerogeradores de acordo com o especificado no manual do fabricante. Os custos fixos incluem os custos de seguros (1500 €/MW), da gestão de acessos (15 €/m), da compra de energia elétrica (100 €/MW) e de previsões meteorológicas (30 €/MW). Outros custos fixos como a taxa de exploração e a gestão de ativos não são considerados nesta análise, dado serem iguais para as várias opções. Sendo o custo atual do contrato de O&M 61 000 €, vemos que este novo contrato, também oferecido pelo fabricante quase duplica de valor, aumentando significativamente o OPEX anual para mais do dobro. Além disto, este novo contrato tem a desvantagem adicional de já não contemplar garantias de disponibilidade, atualmente 97 %, nem compensação por perdas de produção.

Tabela 5.12: Composição dos custos anuais comuns às três alternativas de extensão de vida útil.

Item	Custo/Aerogerador [€]	Total Parque [€]
Contrato O&M	29 241	116 964
Aluguer do Terreno	2 160	8 640
Inspeções Adicionais	250	1 000
Custos Fixos	2 478	9 912
Total Anual [€]	34 129	136 516

Para finalizar, foram calculados o LCOE e o custo anual e total da extensão de vida útil, assumindo o fim de vida no ano 2033, 31 anos após 2002, de acordo com o estudo já mencionado.

Tabela 5.13: Comparação de custos associados às três alternativas de extensão de vida útil.

Cenário	OPEX Total [€]	OPEX Anual [€]	LCOE [€/MWh]
> 25 %	1 730 688	144 224	26,64
> 10 %	1 738 188	144 849	26,75
< 10 %	1 800 688	150 057	27,72

5.4.5 Estimativa de Resultados Operacionais

Com base nas três estimativas de custos mencionadas anteriormente foram efetuadas três estimativas de resultados operacionais, utilizando o EBITDA. A nível remuneratório, o parque atual encontra-se ainda a usufruir de uma extensão da tarifa *feed-in* de, aproximadamente, 73 €/MWh até 16/02/2025 e após essa data passará a vender energia a preço de mercado. Utilizando a estimativa de uma consultora especializada, será admitido que o preço de mercado terá o valor de 35,52 €/MWh, a média dos preços entre 2022 e 2033, que corresponde aos 12 anos considerados na extensão de vida, sem troca de grandes componentes. Assim, calculou-se o valor absoluto do EBITDA e a margem de EBITDA anual das três estimativas de custos e da operação atual do parque, com base nos valores do histórico de longo termo, para efeito comparativo.

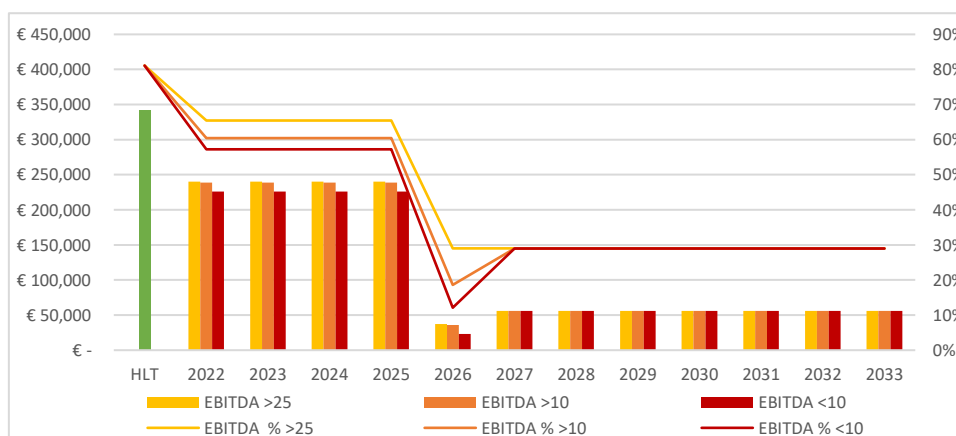


Figura 5.7: Comparação de EBITDA anual e da margem de EBITDA das opções de extensão de vida útil.

Na figura 5.7, podemos observar a grande diferença no resultado operacional potenciado pelo regime remuneratório inicial. Quando este termina, em 2025, o valor do EBITDA desce acentuadamente, dada a transição para o regime remuneratório menos favorável e a existência de reparações adicionais ainda a decorrer. Como esperado, a transição do contrato de manutenção atual para o novo contrato de extensão de vida útil diminui significativa a margem de EBITDA, descendo de 81 % para cerca de 60 %.

5.4.6 Outras Considerações

Não existindo um prazo de validade na licença de exploração, esta alternativa é legalmente viável, faltando apenas a consideração dos contratos de seguros.

5.5 Repowering

O início do processo de *repowering* passa por identificar que aerogeradores são os mais apropriados para substituir os pré-existentes. Neste caso, este estudo prévio foi efetuado pela *Finerge* e foram identificados, para este parque, três modelos apropriados para substituir os quatro aerogeradores existentes por apenas um, mantendo-se a potência nominal do parque.

5.5.1 Possíveis Aerogeradores

Para esta substituição foram procurados modelos com uma potência nominal perto da potência atual do parque, 2,4 MW. Tendo-se verificado também que as máquinas atuais, E-40, são da classe IIA, e que esta se provou desnecessária para o local, sendo apropriada para maiores velocidades do que as encontradas, incluíram-se na pesquisa máquinas com uma classe mais apropriada, nomeadamente a classe IIIA. Os três modelos selecionados para análise foram o *Enercon E-103 EP2*, o *Vestas V120* e o *Vensys VS121*. Na tabela 5.14 detalham-se as principais características destes três aerogeradores:

Tabela 5.14: Principais características dos modelos considerados.

Fabricante	Modelo	P _{nom} [kW]	Classe	D _{rotor} [m]	H _{nacelle} [m]	A _{rotor} [m ²]	Área Específica [m ² /kW]	V _{cut-in} [m/s]	V _{cut-off} [m/s]
Enercon	E-103	2350	IIIA	103	85	8332	3,55	2,5	25
Vestas	V120	2200	IIB	120	80	11309	5,14	3	18
Vensys	VS121	2500	IIIA	121,5	90	11594	4,64	3	22

À primeira vista, com maior potência nominal, diâmetro de rotor e altura da *nacelle*, o VS121 pode levar a crer que seria a opção com maior potencial em termos de produção. Contudo, dadas a raridade de regimes de vento do parque eólico acima de 10 m/s, a potência nominal pode não ser tão importante quanto o seu desempenho a velocidades de vento inferiores a 9 m/s, mais comuns neste local. Para tal foram comparadas as curvas de potência dos vários modelos em estudo na figura 5.8. As curvas apresentadas foram ajustadas à massa volúmica média do ar no local, 1,106 kg/m³, seguindo a norma IEC 61400-12-1 de 2016 [35].

Na figura 5.8, podemos observar que, embora tenha uma velocidade de *cut-in* inferior e *cut-off* superior, a curva do E-103 tem potências mais baixas para as velocidades mais frequentes no local, 5 a 9 m/s. Vemos também que o VS121 e o V120 têm os valores muito próximos neste intervalo e por isso podemos esperar que a diferença de produção não seja grande; existindo, será devida à frequência de velocidades do vento superiores. Está também indicada a curva para o VS121 no caso da limitação de potência (*curtailment*), uma vez que a sua potência nominal é superior à do parque atual. A análise produtiva e económica irá diferenciar estes dois cenários para o VS121.

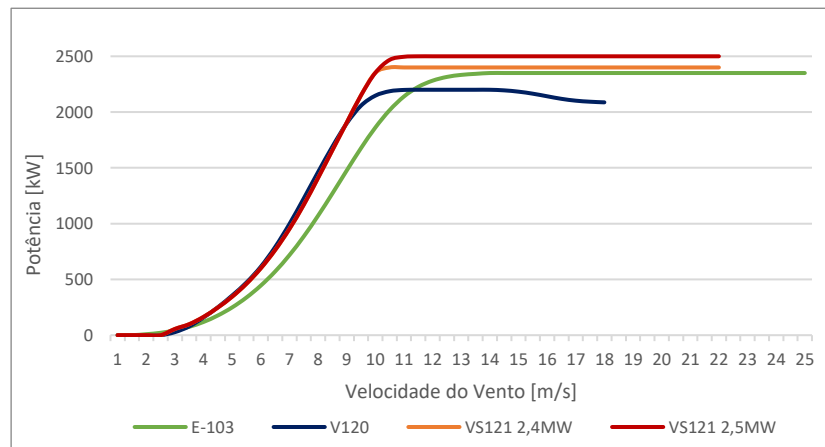


Figura 5.8: Comparação de curvas de potência dos modelos considerados.

Seria ainda necessário analisar a classificação destes equipamentos, comparando-os com a classificação da norma IEC 61400-1 [36]. No entanto, não estando disponíveis dados da velocidade de referência nem da intensidade de turbulência efetiva para as alturas destes três aerogeradores, esta verificação não foi possível. Para obter estes valores deveria efetuar-se um *Site Assessment* adequado, à altura necessária, seguindo, por exemplo, o standard da MEASNET [37]. No entanto, dado que a turbulência provém de efeitos mecânicos e térmicos resultantes da interação do escoamento com o solo, a subida de altura tenderá a diminuir estes efeitos e a intensidade de turbulência efetiva. Assim, as subclasses A e B poderão ser as mais adequadas, podendo assim considerar-se todos os modelos em análise como adequados ao local.

5.5.2 Estimativa de Produção Anual

Para efetuar a estimativa de produção do parque em caso de *repowering* foi utilizado o programa WAsP. Primeiramente foram elaborados os mapas de orografia e rugosidade do terreno e criados os atlas de ventos necessários. De seguida foi simulado o parque atual de forma a observar o desvio entre o resultado da utilização do *software* e a realidade para poder posteriormente corrigir os resultados obtidos para o *repowering*. As diferentes opções de aerogeradores foram simuladas para as quatro localizações onde de momento existem máquinas e os resultados foram ajustados conforme o desvio para a respetiva localização, de forma a compreender qual o local com maior potencial produtivo.

O mapa orográfico digital utilizado foi o disponibilizado pelo *Global Wind Atlas*, pela facilidade de integração com o WAsP, com linhas de contorno a cada 5 metros de altitude para uma boa resolução e modelação do local. Seguindo as indicações de utilização do programa [38,39], este mapa tem uma extensão de 27 x 27 quilómetros. O mapa de rugosidade foi criado com base na plataforma *Google Earth*, validada na visita presencial. Foram identificadas as zonas circundantes do parque com diferentes coberturas do solo e atribuída às mesmas um valor de rugosidade característica de acordo com a classificação do *European Wind Atlas* [40]. De seguida apresentam-se o mapa de rugosidades, figura 5.9, e a tabela 5.15, indicativa dos valores de

rugosidade e cobertura do solo. Para a extensão do mapa exterior às linhas de rugosidade mostradas foi utilizada uma rugosidade uniforme identificada na tabela 5.15 como “Extensão Geral”.

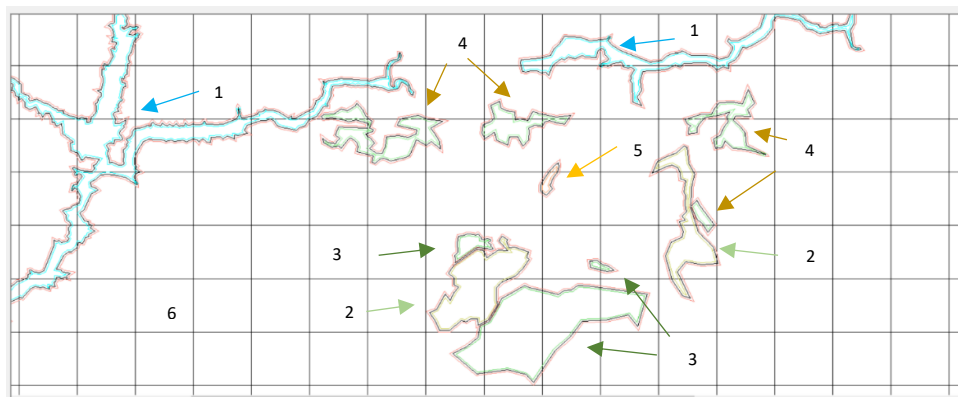


Figura 5.9: Mapa da cobertura do solo do parque e área envolvente.

Tabela 5.15: Classificação e rugosidade das coberturas de solo identificadas [39].

Cobertura do Solo Identificada	Cobertura do Solo EWA	Classe de Rugosidade	Z_0 [m]
1 - Rio	<i>water areas</i>	0	0
2 - Transição floresta-charneca	<i>many trees and bushes</i>	2 a 3	0,2
3 - Floresta	<i>forest</i>	3	0,8
4 - Aldeias e Vilas	<i>suburbs</i>	3	0,5
5 - Terrenos de cultivo	<i>farmland with open appearance</i>	2	0,05
6 - Extensão Geral	-	1	0,03

Os regimes de ventos utilizados, provenientes dos dados apresentados no estudo de extensão de vida, encontram-se sintetizados na tabela 5.16, não existindo variações significativas da direção do vento com a subida de altura.

Tabela 5.16: Regime de ventos para diferentes alturas.

Altura	V_{ave} [m/s]	Densidade de Potência [W/m ²]	Weibull A	Weibull k
45	6,57	415	7,3	1,53
80	7,17	547	8,0	1,62
85	7,21	556	8,0	1,62
90	7,24	565	8,1	1,62

Com todos os elementos disponíveis, o parque atual foi simulado e, uma vez que o programa assume 100 % de disponibilidade, os valores reais foram ajustados para essa mesma disponibilidade, tornando possível a comparação, evidenciada na tabela 5.17:

Tabela 5.17: Comparação da produção real com a produção estimada pelo programa.

Aerogerador	AEP Real [MWh]	AEP Simulado [MWh]	Desvio [%]
1 – 441755	1519	1445	-4,85
2 – 441756	1350	1375	1,89
3 – 441084	1368	1249	-8,73
4 – 441083	1528	1343	-12,13
Total	5765	5412	-6,13

Existe, evidentemente, um desvio considerável, uma subprevisão da capacidade produtiva do local, especialmente para os aerogeradores 3 e 4. Este erro pode resultar de um grupo muito diverso de fatores, dos quais se destacam os seguintes: os dados de vento sintetizados e o modelo de escoamento utilizado pelo próprio programa. O primeiro poderia ser minimizado efetuando uma campanha de medição adequada no local para obtenção de dados reais, em vez de dados modelados a partir de dados históricos. O segundo fator podia também ser minorado com a utilização de modelos CFD mais complexos, com um custo acrescido.

De forma a perceber a diferença entre as produções dos aerogeradores, foi mapeada a velocidade média anual do vento calculada pelo programa neste local, numa malha com 100 m de resolução. Foi possível observar, como se evidencia na figura 5.10, que para os aerogeradores 1 a 4 é, respetivamente, 6,63, 6,56, 6,32 e 6,53 m/s, justificando as diferentes produções.

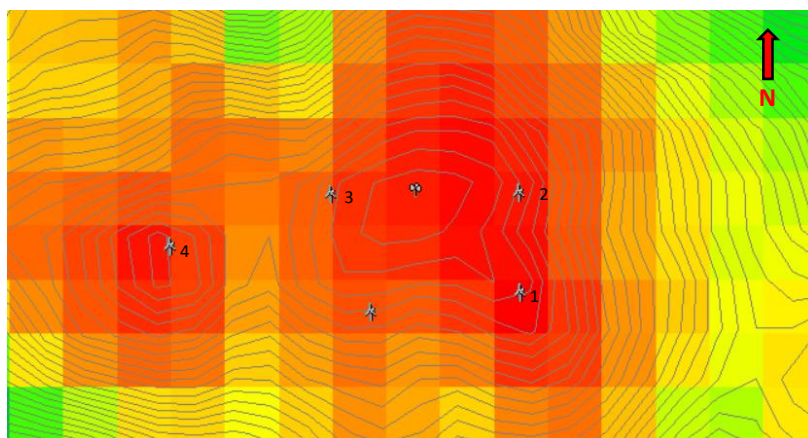


Figura 5.10: Distribuição da velocidade média anual do vento no local.

Não sendo possível, com os meios existentes, diminuir estes desvios, estes serão utilizados para a calibração dos resultados do *repowering*, corrigindo a produção em cada posição atual com

o desvio encontrado na mesma. Parte-se do princípio que, efetuando o *repowering*, o novo aerogerador ficará numa das quatro localizações onde já existem aerogeradores, sendo parte desta análise de localização a distância de cada posição ao ponto de injeção na rede. A utilização desta correção assume também que o erro encontrado simulando modelos E-40 a 45 metros será igual ao erro para estes modelos diferentes a alturas mais elevadas, 80, 85 e 90 metros. Embora esta assunção possa não ser verdadeira, é necessária para obter valores realistas adequados a este trabalho. Na tabela 5.18 apresentam-se os resultados dessa simulação. Os resultados ilustrados descontam já as perdas por esteira que, embora existam no parque atual, cerca de 3 %, no caso do *repowering* quase deixarão de existir, passando a cerca de 0,5 %, uma vez que existirão apenas 2 aerogeradores e com uma diferença de alturas de cerca de 30 metros. O modelo VS121 divide-se daqui em diante em “VS121.4” e “VS121.5” uma vez que, dado que a potência licenciada do parque é de 2,4 MW, criou-se o cenário de *repowering+curtailment* (VS121.4), onde será imposto um limite de potência através do controlo da máquina, e o cenário de *repowering+adicional* (VS121.5), em que a energia adicional será injetada na rede com um regime remuneratório específico. Na última coluna, os resultados calculados com 100 % de disponibilidade são ajustados ao caso real de uma disponibilidade de 97 %. Esta toma este valor uma vez que, passando o parque a ser constituído por apenas 1 aerogerador, a sua paragem representa a indisponibilidade total parque.

Tabela 5.18: Estimativa de produção para todos os modelos, em todas as posições.

Modelo	Posição	AEP WAsP [GWh]	AEP Corrigida [GWh]	AEP 97% [GWh]
V120	1	8,333	8,737	8,390
V120	2	8,325	8,167	7,843
V120	3	8,005	8,703	8,358
V120	4	8,114	9,098	8,737
E-103	1	7,941	8,326	7,995
E-103	2	7,885	7,736	7,429
E-103	3	7,536	8,193	7,868
E-103	4	7,690	8,623	8,280
VS121.4	1	9,185	9,630	9,248
VS121.4	2	9,161	8,988	8,632
VS121.4	3	8,813	9,582	9,202
VS121.4	4	8,931	10,015	9,617
VS121.5	1	9,370	9,824	9,434
VS121.5	2	9,342	9,166	8,802
VS121.5	3	8,981	9,765	9,377
VS121.5	4	9,104	10,208	9,803

Podemos verificar, como esperado, que o VS121 é o modelo que potencia uma maior produção, seguido do V120 e depois do E-103. Relativamente às posições, a 1 e a 4 são as mais energéticas, com uma diferença de cerca de 350 MWh/ano. No entanto, dado o grande desvio encontrado na simulação do parque atual, considera-se não existir uma diferença significativa entre a produção na posição 1 e 4. Assim, para a escolha da localização irá optar-se pela que se encontre mais perto do ponto de injeção na rede, de forma a minorar os custos de instalação e as perdas no transporte de energia, e, simultaneamente, a que possui a melhor acessibilidade, facilitando o transporte e instalação dos novos equipamentos. Nestes aspetos, a posição 1 é a mais favorável, estando a 17 metros do ponto de injeção, comparada com a 4 a 540 m, e localiza-se à entrada do parque, ao contrário da 4, que está no outro extremo e com um acesso dedicado com uma maior pendente, dificultando a instalação e criação da nova plataforma. Para a comparação utilizaram-se os valores dos modelos na posição 1, com 97 % de disponibilidade, com perdas elétricas e consumos internos de 1,5 % e outras perdas devido a controlo (histerese, velocidade de yaw) de 0,5 %, dado que até aqui os valores de AEP eram valores brutos à saída dos aerogeradores. Para os processos decorrentes da caracterização do recurso eólico, nomeadamente a obtenção dos dados de vento, a representação digital do terreno e a extrapolação do modelo horizontal e vertical, foi definida uma incerteza de 3,6 %. A incerteza associada a outras contribuições que afetam a produção, como a curva de potência ou a avaliação da massa volúmica, foi definida uma incerteza de 5,2 %, totalizando assim, uma incerteza associada de 6,3 %, valor que será utilizado para o cálculo de P75 e P90. Concluindo, a tabela 5.19 ilustra as estimativas em bruto e líquidas para três probabilidades de excedência, 50%, 75% e 90%. Para a análise económica destas alternativas serão utilizados os valores P75.

Tabela 5.19: Resultados finais da estimativa de produção para cada modelo.

Modelo	Prob. de Excedência [%]	AEP Bruta [MWh]	AEP Líquida [MWh]	CF [%]	HPC
V120	P50	8475,21	8305,71	43,10	3775
V120	P75	8114,85	7952,55	41,26	3615
V120	P90	7790,79	7634,98	39,62	3470
E-103	P50	8075,80	7914,29	38,44	3368
E-103	P75	7732,42	7577,77	36,81	3225
E-103	P90	7423,63	7275,16	35,34	3096
VS121.4	P50	9341,24	9154,41	43,54	3814
VS121.4	P75	8944,05	8765,17	41,69	3652
VS121.4	P90	8586,88	8415,14	40,03	3506
VS121.5	P50	9529,49	9338,90	42,64	3736
VS121.5	P75	9124,30	8941,82	40,83	3577
VS121.5	P90	8759,93	8584,73	39,20	3434

5.5.3 Estimativa de Custos

Conhecida a capacidade produtiva dos modelos considerados, é agora necessário estimar e comparar os custos associados ao processo de *repowering*, desde os custos de aquisição e instalação do aerogerador, custos de serviços associados e custos de operação e manutenção. Divide-se, desta forma, a análise desta secção em CAPEX e OPEX.

5.5.3.1 CAPEX

Dentro dos custos iniciais do projeto, destaca-se o custo do aerogerador e respetiva montagem, totalizando perto de 75 % dos custos CAPEX, nesta rubrica “WTG” estão incluídos os custos da própria máquina, do transporte, montagem, sistema de monitorização, equipamento de proteção individual e de salvamento, etc. Seguem-se os custos de *balance of plant*, “BoP” referentes ao equipamento do Posto de Corte, à cablagem elétrica e a trabalhos de construção civil e preparação do terreno, como alargamento de acessos, importante dadas as dimensões dos modelos considerados, representando 12,5 % do total dos custos. Por fim, os custos de serviços adicionais “AS” onde estão contemplados estudos do recurso eólico, geotécnicos, elétricos, ambientais, licenças, custos de projeto do parque, entre outros. Foi também calculado o custo por unidade de potência e por energia produzida para uma comparação nivelada das 4 opções consideradas, tornando-se evidente que o V120 e o VS121 estão bastante próximos, sendo o E 103

um pouco mais dispendioso. Na tabela 5.20 encontram-se as comparações dos custos para as quatro opções de *repowering* enunciadas acima.

Tabela 5.20: Comparação do CAPEX para as alternativas de repowering.

Modelo	WTG [€]	BoP [€]	AS [€]	Total [€]	CAPEX/Potência [€/MW]	CAPEX/Energia [€/MWh]
V120	1 875 000	410 000	423 888	2 708 888	1 231 313	17,03
E-103	2 314 695	410 000	414 484	3 139 179	1 335 821	21,71
VS121.4	2 150 000	410 000	426 638	2 986 638	1 244 432	17,04
VS121.5	2 150 000	410 000	426 638	2 986 638	1 194 655	16,70

5.5.3.2 OPEX

Nesta rubrica existem custos fixos, como o de aluguer do terreno e custos de exploração e impostos, custos de manutenção dos aerogeradores e sistemas auxiliares que tendem a subir à medida que o equipamento envelhece. Este incremento está explícito nos contratos de manutenção, onde está especificado também o número de anos incluídos e seu âmbito. Neste caso, os três contratos de manutenção contemplam 20 anos e “*Full Service*”, isto é, a definição e execução do plano de manutenção, incluindo o fornecimento e meios necessários à substituição de grandes componentes em caso de necessidade. Para uma comparação dos custos ao longo da vida para cada modelo, a informação foi sumariada na tabela 5.21. Os custos fixos contemplam o mesmo que a rubrica equivalente explicitada no OPEX da opção de extensão de vida útil.

Tabela 5.21: Comparação de OPEX para as alternativas de repowering.

Modelo	Aluguer do Terreno [€/ano]	Custos Fixos [€/ano]	O&M Anos 1-2 [€]	O&M Anos 3-5 [€]	O&M Anos 6-10 [€]	O&M Anos 11-15 [€]	O&M Anos 16-20 [€]	Total [€]	Média Anual [€]
V120	7 920	5 086	34 500	34 500	36 500	38 500	39 000	1 002 620	50 131
E-103	8 460	5 331	62 622	62 622	62 622	62 622	62 622	1 488 253	74 413
VS121	8 640	5 412	26 000	52 000	52 000	52 000	65 000	1 334 040	66 702

O modelo V120 implica custos OPEX significativamente mais baixos, dado o baixo preço do contrato de manutenção. Também o aluguer de terreno e os custos fixos acabam por ser mais baixos, uma vez que a potência deste é mais baixa, 2,2 MW. Tendo, por fim, tanto a estimativa da produção como a de custos, é agora possível comparar, na tabela 5.22, os custos dos três modelos utilizando o LCOE, parâmetro mais utilizado para comparação na produção de energia elétrica que

contabiliza a produção e os custos ao longo dos 20 anos esperados de operação e o custo total, somando o CAPEX e o OPEX ao longo de toda a vida.

Tabela 5.22: Comparação do custo total e LCOE das alternativas de repowering.

Modelo	AEP [MWh]	Custo Total [€]	LCOE [€/MWh]
V120	7953	3 711 508	23,34
E-103	7578	4 627 433	30,53
VS121.4	8765	4 320 678	24,65
VS121.5	8492	4 320 678	24,16

Podemos, por fim, observar que o V120 é o modelo com o LCOE mais baixo, resultado de um baixo CAPEX e OPEX conjugados com uma produção satisfatória.

5.5.4 Estimativa de Resultado Operacional

De forma a obter uma estimativa de EBITDA, foram utilizadas receitas baseadas em mecanismos de remuneração e valores típicos neste mercado, mas estando a situação nacional em constante mudança, estes valores podem deixar de ser indicativos. Foram calculadas as receitas com base na produção anual estimada e desenvolvidos dois cenários possíveis: um *Best Case Scenario*, assumindo um regime com tarifa *feed-in* de 70 €/MWh durante 15 anos ou até se atingir a produção acumulada de 33 GWh/MW; e um *Worst Case Scenario*, assumindo que toda a energia será vendida ao preço de mercado, tendo sido utilizada a mesma previsão da consultadora e considerando a média de 2021 a 2041, os 20 anos esperados do projeto, com o valor 35,59 €/MWh. Para o modelo VS121 com limitação de potência (VS121.4), o regime remuneratório é similar aos restantes, para o modelo VS121 sem limitação (VS121.5) foi utilizado um regime misto, sendo a produção até 2,4 MW sujeita ao regime anterior e a energia adicional, como descrita no DL nº76/2019, sujeita a remuneração de 60 €/MWh. A contabilização desta energia adicional foi efetuada de um modo bastante simplificado, utilizando a diferença entre a produção com e sem limitação. Para quantificar corretamente esta energia, seria necessário simular detalhadamente a

operação do parque. Calculou-se, então o valor absoluto do EBITDA e a margem de EBITDA anual para cada modelo. Os resultados apresentam-se nas figuras 5.11 e 5.12.

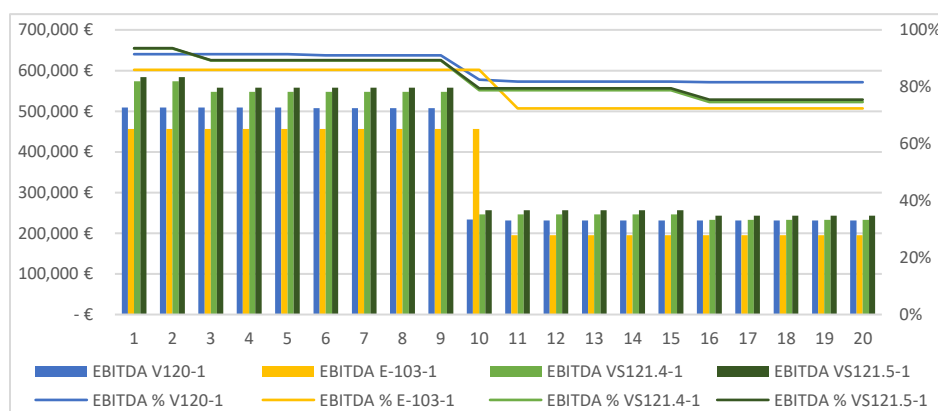


Figura 5.11: Comparação do EBITDA e da margem de EBITDA para as várias alternativas de repowering no cenário mais favorável.

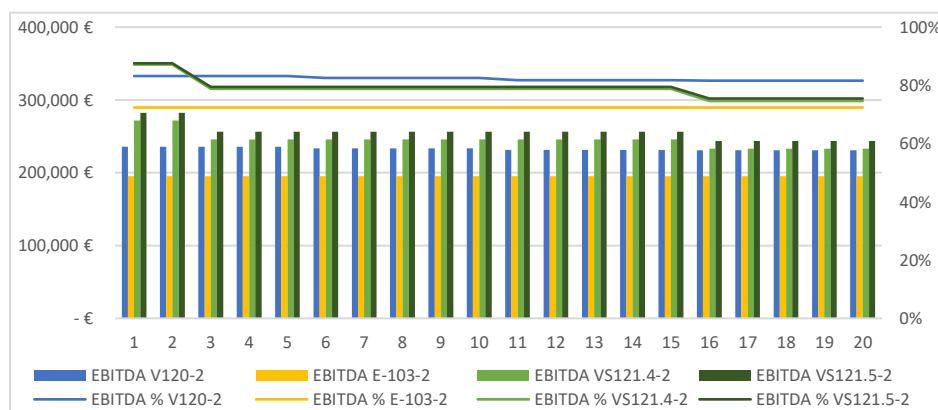


Figura 5.12: Comparação do EBITDA e da margem de EBITDA para as várias alternativas de repowering no cenário menos favorável.

Podemos observar que, para o melhor cenário, o V120 e o VS121 atingem os 33 GWh/MW, (72,6 GWh, 79,2 GWh e 82,5 GWh) produzidos entre o 9º e 10º anos enquanto o E-103 o faz no decorrer do ano seguinte. De forma a melhorar esta estimativa seria útil efetuar uma análise de produção com base mensal e ajustada à variabilidade intra-anual de forma a definir com mais detalhe a transição de um regime remuneratório para outro. Nesta comparação não está considerado o CAPEX, uma vez que para o incluir seria necessária a definição das condições de financiamento do projeto.

5.5.5 Outras Considerações

Como já explicitado anteriormente, o processo de *repowering* exige um novo licenciamento. Para tal, poderá ser necessário uma nova AIA e sendo esse o caso, o projeto pode acabar por demorar até 5 anos a entrar em funcionamento. Se tal for o caso, é necessário encontrar medidas de mitigação tais como manter os aerogeradores atuais em operação de forma rentabilizar o parque durante o processo.

5.6 Comparação Final

Para proceder a uma comparação final entre estas duas alternativas e as suas subdivisões, a informação utilizada foi sintetizada na tabela 5.23, à qual se juntou o cálculo do valor do EBITDA atualizado, assumindo uma taxa de atualização de 7 %, para uma comparação correta de alternativas com âmbitos temporais distintos.

Tabela 5.23: Comparação final de alternativas.

Opção	Alternativa	AEP [MWh]	LCOE [€/MWh]	EBITDA Médio [%]	EBITDA Atualizado [€]
Extensão de Vida Útil	>25	5414	26,64	38,8	1 054 664
Extensão de Vida Útil	>10	5414	26,75	38,6	1 048 515
Extensão de Vida Útil	<10	5414	27,72	37,0	997 263
Repowering	V120 – 1	7953	23,34	86,1	4 257 162
Repowering	E-103 – 1	7578	30,53	79,2	3 900 207
Repowering	VS121.4 – 1	8765	24,65	82,9	4 597 817
Repowering	VS121.5 – 1	8492	24,16	83,4	4 710 103
Repowering	V120 – 2	7953	23,34	82,3	2 474 286
Repowering	E-103 – 2	7578	30,53	72,4	2 068 801
Repowering	VS121.4 – 2	8765	24,65	78,6	2 632 762
Repowering	VS121.5 – 2	8492	24,16	79,3	2 745 047

Tendo em atenção o LCOE, vemos que o V120 apresenta o valor mais baixo, tratando-se da opção mais barata, algo de esperar, dada a menor potência nominal. Quanto à margem de EBITDA médio, as alternativas de extensão de vida útil apresentam valores baixos mas aceitáveis, uma vez que para estas não é necessário um investimento tão elevado como no repotenciamento. Assim, os custos de amortização e juros, ainda a deduzir para a obtenção do lucro líquido, serão significativamente mais baixos. As alternativas de *repowering* apresentam valores de margem de EBITDA médio de cerca de 80 %, um valor típico para projetos deste tipo, ao qual serão ainda

retirados os custos do financiamento (juros e amortizações) e impostos. Quando observamos o valor do EBTIDA atualizado, torna-se evidente que o *repowering* é o investimento mais valioso no momento atual. No entanto, há que lembrar que este valor se trata de EBITDA atualizado e não de valor atual líquido, não contabilizando o financiamento inicial e os seus custos. Para uma melhor comparação, seria necessário saber as condições de financiamento deste projeto e aplicá-las nesta análise.

Caso exista um regime remuneratório com tarifa *feed-in*, o *repowering* com o modelo V120 ou VS121 destaca-se como a melhor forma de rentabilizar o parque. Para uma tomada de decisão final entre estes terá de ser tido em conta o financiamento de cada um. Caso o processo de licenciamento seja demorado, poderá efetuar-se uma extensão de vida útil com uma perspetiva de curto prazo, 5 anos por exemplo, efetuando apenas reparações estritamente necessárias.

Se o regime remuneratório for desfavorável, a decisão entre extensão de vida útil e *repowering* torna-se mais influenciada pelo investimento inicial necessário, que é significativamente mais baixo para extensão de vida útil. Caso se opte pela extensão de vida útil, esta deve ser realizada com uma perspetiva de longo prazo, substituindo ou reparando todos os componentes que o necessitem e realizando as inspeções preconizadas atempadamente.

6 Conclusão e Trabalhos Futuros

Atingindo-se o final da vida útil certificada dos aerogeradores, este não deve ser um ponto final na exploração do recurso no local, mas sim um momento de reavaliação e, sendo viável, de aumento da produção, continuando a integração da energia de base renovável no *mix* energético nacional.

Dependendo ultimamente da estratégia de cada promotor, tanto o *repowering* como a extensão de vida útil podem ser alternativas viáveis e, em certos casos, até complementares, como evidenciado no caso de estudo.

Nesta dissertação, foi apresentado o processo de desenvolvimento de parques eólicos incluindo aspetos económicos e de licenciamento. Foi evidenciada a necessidade, já atual noutros países e a iniciar-se em Portugal, de continuar a rentabilizar os parques eólicos para além do tempo de vida inicialmente certificado e, da parte dos legisladores, de elaborar regimes remuneratórios favoráveis a esta rentabilização. No caso prático, tornou-se evidente que os avanços tecnológicos dos aerogeradores potenciam agora quase o dobro da energia produzida, mas também que mesmo os modelos antigos, em certas condições, podem operar de forma segura para além da vida certificada. Demonstrou-se ainda, de uma forma clara, que os regimes remuneratórios favoráveis são fulcrais para a viabilidade económica dos projetos e por isso devem continuar a ser implementados e melhorados.

Como trabalho futuro seria oportuno alargar o espectro da análise económica, incluindo aspetos de financiamento de investimentos e de venda de energia. Para refinar o caso prático, melhorar a estimativa de produção simulando a produção mensal com efeitos de sazonalidade, utilizando dados de ventos reais medidos numa campanha de medição no local, verificando a curva de potência dos aerogeradores ou utilizando modelos de escoamentos mais complexos podem potenciar resultados mais fiáveis. Poder-se-ia ainda aprofundar a análise económica deste parque, considerando outros custos como impostos e custos de investimento ou aplicar outros regimes remuneratórios não existentes em Portugal.

Referências

1. Ministério do Ambiente e Transição Energética . *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050*. 2019; <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/documento?i=roteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050-> [acedido em: Fevereiro 2021]
2. DGEG. *Estatísticas rápidas das renováveis nº 195*. 2021; <https://www.dgeg.gov.pt/media/v0la0rem/dgeg-arr-2021-02.pdf> [acedido em: Fevereiro 2021]
3. Ministério do Ambiente e Transição Energética. *Plano Nacional Energia-Clima 2030: Versão para Consulta Pública*. 2019; <https://participa.pt/contents/consultationdocument/imported/2585/670002.pdf> [acedido em: Fevereiro 2021]
4. Ministério do Ambiente e Transição Energética. *Apresentação do Plano Nacional Energia e Clima*. 2019; <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=%3d%3dBAAAAB%2bLCAAAAAAABAAzN7A0AgCuJoCuBAAAAA%3d%3d> [acedido em: Fevereiro 2021]
5. LNEG. *Fórum Energias Renováveis em Portugal 2020*. 2020; <https://www.lneg.pt/wp-content/uploads/2020/11/F%C3%B3rum-Energias-Renov%C3%A1veis-em-Portugal-2020.pdf> [acedido em: Fevereiro 2021]
6. E²P. *Quota de mercado dos promotores*. 2021; <https://e2p.inegi.up.pt/> [acedido em: Junho 2021]
7. FINERGE. *Números que marcam*. 2021; <https://www.finerge.pt/pt/numeros-que-marcam/> [acedido em: Junho 2021]
8. Burton,T. et al., *Wind Energy Handbook*. 2001. Reino Unido: John Wiley & Sons, Ltd
9. Addison,J.F. et al., *A neural network version of the measure correlate predict algorithm for estimating wind energy yield*. 2000, University of Sunderland
10. Hrafnkelssonm, B. et al., *A Method for Estimating Annual Energy Production Using Monte Carlo Wind Speed Simulation*. in *Energies*. 2016
11. Svenningsen,L., *Proposal of an improved power curve air-density correction*. in *2010 EWE Conference*. 2010
12. Vahidzadeh,M. & Markfor,C.D., *Modified Power Curves for Prediction of Power Output of Wind Farms*. in *Energies*. 2019
13. Shin,D. & Ko,K., *Application of the Nacelle Transfer Function by a Nacelle-Mounted Light Detection and Ranging System to Wind Turbine Power Performance Measurement*. in *Energies*. 2019
14. Gouveia, M., *Estratégias de Participação de um Parque Eólico no Mercado de Eletricidade*. 2020, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

15. SOLARGIS. *How to calculate P90 (or other Pxx) PV energy yield estimates*. 2018; <https://solargis.com/blog/best-practices/how-to-calculate-p90-or-other-pxx-pv-energy-yield-estimates> [acedido em: Junho 2021]
16. Castro, R., *Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica*. 2011. Portugal: IST Press
17. Wind Europe. *Cumulative installed capacity per EU Member State 1998-2009 (MW)*. 2010; http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/cumulative_wind_per_ms_1998_2009_ws.xls [acedido em: Junho 2021]
18. Wind Europe. *Wind In Power: 2010 European Statistics*. 2011; <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2010/> [acedido em: Junho 2021]
19. Wind Europe. *Wind In Power: 2011 European Statistics*. 2012; <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2011/> [acedido em: Junho 2021]
20. Wind Europe. *Wind In Power: 2012 European Statistics*. 2013; <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2012/> [acedido em: Junho 2021]
21. Wind Europe. *Wind In Power: 2013 European Statistics*. 2014; <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2013/> [acedido em: Junho 2021]
22. Wind Europe. *Wind In Power: 2014 European Statistics*. 2015; <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2014/> [acedido em: Junho 2021]
23. Wind Europe. *Wind In Power: 2015 European Statistics*. 2016; <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2015/> [acedido em: Junho 2021]
24. Wind Europe. *Wind In Power: 2016 European Statistics*. 2017; <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2016/> [acedido em: Junho 2021]
25. Wind Europe. *Wind in Power 2017: European statistics*. 2018; <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2017/> [acedido em: Junho 2021]
26. Wind Europe. *Wind energy in Europe in 2018: Trends and statistics*. 2019; <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-energy-in-europe-in-2018/> [acedido em: Junho 2021]
27. Wind Europe. *Wind energy in Europe in 2019: Trends and statistics*. 2020; <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-energy-in-europe-in-2019/> [acedido em: Junho 2021]

28. Wind Europe. *Wind energy in Europe 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025*. 2021; <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-in-2020-trends-and-statistics/> [acedido em: Junho 2021]
29. Wind Europe. *Decommissioning of Onshore Wind Turbines: Industry Guidance Document*. 2020; <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/decommissioning-of-onshore-wind-turbines/> [acedido em: Junho 2021]
30. Simões, T., Couto, A. & Estanqueiro, A., *Contribuição da repotenciação de centrais eólicas para as metas do PNEC 2030*. in *Renováveis Magazine* nº 38. 2019
31. DGE. *Potência Instalada nas Centrais Produtoras de Energia Elétrica (1995-2019)*. 2020; <https://www.dgeg.gov.pt/media/rznbpdzl/dgeg-rpe-1995-2019.xlsx> [acedido em: Junho 2021]
32. DNVGL. *Lifetime Extension of Wind Turbines*. DNVGL-ST-0262:2016
33. Directiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de Dezembro de 2018 relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis (reformulação). *Jornal Oficial da União Europeia* nº L 328/82 de 21/12/2018
34. Alves, L., *Repowering Versus Extensão da Vida Útil dos Aerogeradores em Portugal*. 2017, Instituto Superior de Engenharia do Porto
35. IEC. *Wind Energy Generation Systems - Part 12-1: Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines*. IEC 61400-12-1:2016 2nd Edition
36. IEC. *Wind Turbines - Part 1: Design Requirements*. IEC 61400-1:2005 3rd Edition
37. MEASNET. *Evaluation of Site-Specific Wind Conditions Version 2*. 2016
38. Mortensen, N.G., *Wind Resource Assessment Using WAsP Software*. 2020, DTU Wind Energy
39. Acker, T. & Chime, A., *Wind Modeling Using WindPro and WAsP Software*. 2011, Northern Arizona University
40. Troen, I. & Lundtang Petersen, E., *European Wind Atlas*. 1989. Dinamarca: Risø National Laboratory

Anexo A: Curvas Características dos Modelos de Aerogerador Utilizados no Estudo

Entendem-se como curvas características a curva de potência do aerogerador, bem como de coeficiente de impulso axial e de coeficiente de potência.

Enercon E-40/6.44:

Tabela A.1: Curvas de potência, coeficiente de potência e coeficiente de impulso axial do modelo Enercon E - 40/6.44.

V_{ave} [m/s]	Potência ($\rho=1,225$) [KW]	Potência ($\rho=1,106$) IEC [KW]	C_t	C_p
1,0	0,0	0,0	0,000	0,000
1,5	0,0	0,0	0,000	0,000
2,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2,5	0,0	0,0	0,000	0,000
3,0	1,7	1,2	0,860	0,056
3,5	8,2	5,7	0,850	0,161
4,0	14,7	12,6	0,840	0,239
4,5	27,8	22,9	0,818	0,306
5,0	40,8	35,9	0,795	0,349
5,5	60,2	52,2	0,780	0,381
6,0	79,6	71,1	0,765	0,401
6,5	107,2	94,2	0,757	0,417
7,0	134,8	121,1	0,749	0,429
7,5	171,0	151,7	0,743	0,438
8,0	207,1	186,9	0,737	0,444
8,5	249,9	224,5	0,734	0,445
9,0	292,6	266,0	0,730	0,444
9,5	348,0	311,6	0,722	0,442
10,0	403,4	365,4	0,714	0,445
10,5	455,8	418,3	0,705	0,440
11,0	508,1	469,0	0,696	0,429
11,5	531,4	513,3	0,615	0,411
12,0	554,6	535,8	0,533	0,377
12,5	577,3	558,2	0,462	0,348
13,0	600,0	580,2	0,390	0,321
13,5	600,0	600,0	0,346	0,297
14,0	600,0	600,0	0,302	0,266
14,5	600,0	600,0	0,272	0,239
15,0	600,0	600,0	0,242	0,216
15,5	600,0	600,0	0,220	0,196
16,0	600,0	600,0	0,198	0,178
16,5	600,0	600,0	0,182	0,163
17,0	600,0	600,0	0,165	0,149
17,5	600,0	600,0	0,153	0,136
18,0	600,0	600,0	0,141	0,125

18,5	600,0	600,0	0,132	0,115
19,0	600,0	600,0	0,123	0,106
19,5	600,0	600,0	0,116	0,098
20,0	600,0	600,0	0,108	0,091
20,5	600,0	600,0	0,103	0,085
21,0	600,0	600,0	0,097	0,079
21,5	600,0	600,0	0,092	0,073
22,0	600,0	600,0	0,087	0,069
22,5	600,0	600,0	0,083	0,064
23,0	600,0	600,0	0,079	0,060
23,5	600,0	600,0	0,076	0,056
24,0	600,0	600,0	0,072	0,053
24,5	600,0	600,0	0,069	0,050
25,0	600,0	600,0	0,066	0,047

Enercon E-103:

Tabela A.2: Curvas de potência, coeficiente de potência e coeficiente de impulso axial do modelo Enercon E-103.

V_{ave} [m/s]	Potência ($\rho=1,225$) [KW]	Potência ($\rho=1,106$) IEC [KW]	Ct	Cp
1,0	0,0	0,0	0,000	0,000
1,5	0,0	0,0	0,000	0,000
2,0	10,0	8,8	1,060	0,241
2,5	25,0	21,4	0,970	0,299
3,0	50,0	43,5	0,890	0,351
3,5	85,0	75,1	0,840	0,381
4,0	134,0	118,6	0,800	0,404
4,5	199,0	176,6	0,780	0,422
5,0	279,0	249,1	0,780	0,434
5,5	378,0	338,0	0,780	0,442
6,0	496,0	444,7	0,780	0,448
6,5	636,0	570,8	0,780	0,453
7,0	798,0	717,5	0,780	0,456
7,5	982,0	884,8	0,770	0,457
8,0	1183,0	1070,7	0,750	0,455
8,5	1395,0	1270,0	0,730	0,450
9,0	1607,0	1475,6	0,700	0,441
9,5	1806,0	1676,7	0,680	0,426
10,0	1978,0	1861,1	0,630	0,405
10,5	2114,0	2017,4	0,580	0,380
11,0	2212,0	2139,4	0,530	0,350
11,5	2274,0	2226,1	0,450	0,319
12,0	2312,0	2281,4	0,390	0,288
12,5	2332,0	2315,2	0,340	0,258
13,0	2342,0	2333,3	0,290	0,231
13,5	2350,0	2342,8	0,260	0,207
14,0	2350,0	2350,0	0,230	0,187
14,5	2350,0	2350,0	0,210	0,168
15,0	2350,0	2350,0	0,190	0,152

15,5	2350,0	2350,0	0,170	0,137
16,0	2350,0	2350,0	0,150	0,125
16,5	2350,0	2350,0	0,140	0,114
17,0	2350,0	2350,0	0,130	0,104
17,5	2350,0	2350,0	0,120	0,096
18,0	2350,0	2350,0	0,110	0,088
18,5	2350,0	2350,0	0,100	0,081
19,0	2350,0	2350,0	0,090	0,075
19,5	2350,0	2350,0	0,090	0,069
20,0	2350,0	2350,0	0,080	0,064
20,5	2350,0	2350,0	0,080	0,059
21,0	2350,0	2350,0	0,070	0,055
21,5	2350,0	2350,0	0,070	0,052
22,0	2350,0	2350,0	0,060	0,048
22,5	2350,0	2350,0	0,060	0,045
23,0	2350,0	2350,0	0,060	0,042
23,5	2350,0	2350,0	0,050	0,039
24,0	2350,0	2350,0	0,050	0,037
24,5	2350,0	2350,0	0,050	0,035
25,0	2350,0	2350,0	0,040	0,033

Vestas V120:

Tabela A.3: Curvas de potência, coeficiente de potência e coeficiente de impulso axial do modelo Vestas V120.

V_{ave} [m/s]	Potência ($\rho=1,225$) [KW]	Potência ($\rho=1,106$) IEC [KW]	Ct	Cp
1,0	0,0	0,0	0,000	0,000
1,5	0,0	0,0	0,000	0,000
2,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2,5	0,0	0,0	0,000	0,000
3,0	34,0	27,3	0,930	0,162
3,5	102,0	78,8	0,902	0,295
4,0	186,0	158,3	0,888	0,397
4,5	285,0	250,6	0,873	0,441
5,0	398,0	355,9	0,866	0,457
5,5	522,0	472,4	0,857	0,456
6,0	684,0	613,6	0,863	0,456
6,5	882,0	789,6	0,853	0,461
7,0	1109,0	996,1	0,836	0,466
7,5	1355,0	1225,3	0,808	0,466
8,0	1595,0	1461,5	0,746	0,458
8,5	1824,0	1689,9	0,673	0,442
9,0	2017,0	1898,3	0,597	0,418
9,5	2130,0	2057,4	0,515	0,385
10,0	2182,0	2147,0	0,437	0,345
10,5	2198,0	2186,7	0,371	0,303
11,0	2200,0	2198,5	0,317	0,265
11,5	2200,0	2200,0	0,274	0,232
12,0	2200,0	2200,0	0,239	0,204

12,5	2200,0	2200,0	0,211	0,181
13,0	2200,0	2200,0	0,187	0,161
13,5	2200,0	2200,0	0,168	0,143
14,0	2195,0	2200,0	0,150	0,129
14,5	2183,0	2194,7	0,135	0,116
15,0	2164,0	2183,1	0,120	0,104
15,5	2140,0	2164,9	0,108	0,093
16,0	2117,0	2141,7	0,098	0,084
16,5	2101,0	2118,7	0,089	0,076
17,0	2092,0	2102,3	0,081	0,069
17,5	2087,0	2092,9	0,075	0,063
18,0	2086,0	2087,2	0,070	0,057

Vensys VS121:

Tabela A.4: Curvas de potência, coeficiente de potência e coeficiente de impulso axial do modelo Vensys VS121.

V_{ave} [m/s]	Potência ($\rho=1,225$) [MW]	Potência ($\rho=1,106$) IEC [KW]	Ct	Cp
1,0	0,0	0,0	0,000	0,000
1,5	0,0	0,0	0,000	0,000
2,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2,5	0,0	0,0	0,000	0,000
3,0	63,0	56,0	0,996	0,325
3,5	113,0	98,5	0,885	0,360
4,0	188,0	164,0	0,797	0,402
4,5	279,0	247,7	0,797	0,426
5,0	384,0	345,0	0,797	0,432
5,5	513,0	461,1	0,797	0,434
6,0	666,0	599,7	0,797	0,435
6,5	847,0	762,8	0,797	0,435
7,0	1056,0	952,3	0,797	0,435
7,5	1294,0	1168,4	0,797	0,434
8,0	1555,0	1409,2	0,797	0,431
8,5	1805,0	1658,1	0,791	0,423
9,0	2068,0	1905,2	0,750	0,409
9,5	2302,0	2150,2	0,625	0,393
10,0	2457,0	2352,1	0,498	0,369
10,5	2494,0	2467,9	0,414	0,334
11,0	2500,0	2495,6	0,351	0,294
11,5	2500,0	2500,0	0,302	0,258
12,0	2500,0	2500,0	0,263	0,227
12,5	2500,0	2500,0	0,231	0,201
13,0	2500,0	2500,0	0,204	0,178
13,5	2500,0	2500,0	0,182	0,159
14,0	2500,0	2500,0	0,163	0,143
14,5	2500,0	2500,0	0,146	0,128
15,0	2500,0	2500,0	0,132	0,116
15,5	2500,0	2500,0	0,120	0,105
16,0	2500,0	2500,0	0,109	0,096

16,5	2500,0	2500,0	0,100	0,087
17,0	2500,0	2500,0	0,092	0,080
17,5	2500,0	2500,0	0,085	0,073
18,0	2500,0	2500,0	0,078	0,067
18,5	2500,0	2500,0	0,072	0,062
19,0	2500,0	2500,0	0,067	0,057
19,5	2500,0	2500,0	0,063	0,053
20,0	2500,0	2500,0	0,058	0,049
20,5	2500,0	2500,0	0,055	0,045
21,0	2500,0	2500,0	0,051	0,042
21,5	2500,0	2500,0	0,048	0,039
22,0	2500,0	2500,0	0,045	0,037

Vensys VS121 com limitação de potência – 2,4 MW:

Tabela A.5: Curvas de potência, coeficiente de potência e coeficiente de impulso axial do modelo Vensys VS121 com limitação de potência a 2,4 MW.

V_{ave} [m/s]	Potência ($\rho=1,225$) [MW]	Potência ($\rho=1,106$) IEC [KW]	Ct	Cp
1,0	0,0	0,0	0,000	0,000
1,5	0,0	0,0	0,000	0,000
2,0	0,0	0,0	0,000	0,000
2,5	0,0	0,0	0,000	0,000
3,0	63,0	56,0	0,996	0,325
3,5	113,0	98,5	0,885	0,360
4,0	188,0	164,0	0,797	0,402
4,5	279,0	247,7	0,797	0,426
5,0	384,0	345,0	0,797	0,432
5,5	513,0	461,1	0,797	0,434
6,0	666,0	599,7	0,797	0,435
6,5	847,0	762,8	0,797	0,435
7,0	1056,0	952,3	0,797	0,435
7,5	1294,0	1168,4	0,797	0,434
8,0	1555,0	1409,2	0,797	0,431
8,5	1805,0	1658,1	0,791	0,423
9,0	2068,0	1905,2	0,750	0,409
9,5	2302,0	2150,2	0,625	0,393
10,0	2457,0	2352,1	0,498	0,369
10,5	2494,0	2400,0	0,414	0,325
11,0	2500,0	2400,0	0,351	0,283
11,5	2500,0	2400,0	0,302	0,247
12,0	2500,0	2400,0	0,263	0,218
12,5	2500,0	2400,0	0,231	0,193
13,0	2500,0	2400,0	0,204	0,171
13,5	2500,0	2400,0	0,182	0,153
14,0	2500,0	2400,0	0,163	0,137
14,5	2500,0	2400,0	0,146	0,123
15,0	2500,0	2400,0	0,132	0,111
15,5	2500,0	2400,0	0,120	0,101

Opções de Fim de Vida de Parques Eólicos: Extensão de Vida Útil vs Repowering

16,0	2500,0	2400,0	0,109	0,092
16,5	2500,0	2400,0	0,100	0,084
17,0	2500,0	2400,0	0,092	0,077
17,5	2500,0	2400,0	0,085	0,070
18,0	2500,0	2400,0	0,078	0,064
18,5	2500,0	2400,0	0,072	0,059
19,0	2500,0	2400,0	0,067	0,055
19,5	2500,0	2400,0	0,063	0,051
20,0	2500,0	2400,0	0,058	0,047
20,5	2500,0	2400,0	0,055	0,044
21,0	2500,0	2400,0	0,051	0,041
21,5	2500,0	2400,0	0,048	0,038
22,0	2500,0	2400,0	0,045	0,035