



isec

Engenharia

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA E
BIOLÓGICA

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Relatório de Trabalho de Projeto para a obtenção do grau de
Mestre em Engenharia e Gestão Industrial

Autor

Rafael de Jesus

Orientador

Professor Jorge Alexandre C. G. de Almeida

Co-Orientador

Professor Mateus Daniel A. Mendes

Coimbra, 24 de março de 2022

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Dedicatória

À minha família, em especial ao meu filho e esposa, por estarem sempre presentes em todos os momentos e todo o apoio dado.

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Agradecimentos

Agradecer ao Professor Jorge Alexandre C. G. de Almeida e ao Professor Mateus Mendes por terem aceite este projeto e por todo o imprescindível apoio e disponibilidade prestada.

Agradecer todos os professores que tive, que de maneira direta ou indireta todos foram importantes no meu percurso académico.

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Resumo

Este trabalho tem como objetivos, demonstrar os processos para a análise de viabilidade técnica e económica e financeira para projetos de instalação de parques eólicos. Foi escolhida a região na costa atlântica, junto à praia do Palheirão, no concelho de Cantanhede. Com a caracterização dos ventos do local, obtidos na plataforma Global Wind Atlas e as fichas técnicas de diversos modelos de turbinas eólicas foi possível selecionar o aerogerador que melhor se adequa ao local e analisada a viabilidade técnica. Posteriormente foi elaborada uma folha de cálculo, para obter os indicadores financeiros utilizados na análise económica e financeira. Para analisar a exposição do projeto às variáveis deste, foi realizada uma análise de sensibilidade onde se construiu diversos cenários com variações de percentagens de capital próprio e capital alheio, da taxa de atualização, do preço de venda, velocidade média do vento, alteração de modelo de turbina e a variação do valor de operação e manutenção. Após a análise nos diversos cenários, tendo em consideração os valores da TIR, do VLA, IR e PR nas diversas situações, o projeto inicial, seria viável. No entanto encontra-se com grande exposição face ao preço de venda da energia e da velocidade média do vento.

Palavras-chave

Análise de Sensibilidade, Energia Eólica, Período de Retorno ou "Payback" (PR), Taxa Interna de Rendibilidade (TIR), Valor Líquido Atualizado (VAL), Índice de Rentabilidade (IR), Viabilidade Técnica, Viabilidade Financeira, *Cash-Flows*

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Índice

Dedicatória	iii
Agradecimentos	v
Resumo	vii
Índice	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Acrónimos	xv
1 Introdução	1
1.1 O papel das energias renováveis	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Estrutura do trabalho	2
2 Estado da Arte	3
2.1 Impacto nas redes	3
2.2 Análise de Potencial	3
2.3 Análise de económica-financeira	4
2.4 Impacto dos parques eólicos	4
3 Energia Eólica	7
3.1 Capacidade Instalada em Portugal	7
3.2 Potencial eólico	9
3.2.1 Avaliação do potencial eólico	10
3.2.2 Conversão da velocidade	10
3.2.3 Potência	11
3.2.4 Distribuição de Weibull	12
3.3 Impacto da energia eólica na qualidade da energia	14
3.4 Armazenamento da energia excedente	15
4 Análise Económica e Financeira	17
4.1 Investimento	17
4.2 Cash-Flows	17
4.3 Taxa de atualização	18
4.4 Valor Líquido Atual (VLA)	20
4.5 Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)	21
4.6 Período de Retorno do Investimento (<i>Payback</i>)	22

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

4.7	Índice de Rentabilidade (IR)	23
4.8	Custo nivelado de energia	23
5	Caso de Estudo	25
5.1	Escolha do Local	25
5.2	Recolha de dados	26
5.2.1	Velocidade média do Vento	26
5.2.2	Preços de venda do MW/h	26
5.2.3	Custos de Instalação	29
5.2.4	Operação e Manutenção	30
5.2.5	Seleção de Modelo de Turbina	30
6	Resultados e Análises	33
6.1	Cenário Inicial	33
6.1.1	Resultados	33
6.2	Análise de sensibilidade	34
6.2.1	Variação do capital Próprio / Alheio	34
6.2.2	Variação da taxa de atualização - WACC	36
6.2.3	Variação do preço de Venda	37
6.2.4	Variação da velocidade média do Vento	38
6.2.5	Alteração do modelo de Eólica	39
6.2.6	Variação do preço de O&M	39
7	Discussão	41
8	Conclusão	43
A	Anexos	49
A.1	Modelo de cálculo	50
A.2	Variação da taxa de atualização	51
A.3	Dados das curvas de potência das turbinas	52

Lista de Figuras

2.1	Relação em forma de U entre aceitação e tempo [Dugstad et al., 2020].	5
3.1	Evolução da potência instalada em Portugal [de Portugal, 2021b].	8
3.2	Potência instalada por distrito. Fonte dos dados: [de Portugal, 2021b].	8
3.3	Esquema de passagem de ar à velocidade U pela área A. O cilindro representa o volume de ar por unidade de tempo dt através da área A [Kalmikov, 2017].	11
4.1	Diagrama de <i>Cash – Flows</i> de investimento aplicado a projetos eólicos,[Estevão, 2016]	17
4.2	Taxa de autonomia financeira para "Produção de eletricidade de origem eólica, geotérmica, solar e de origem, n.e.",[de Portugal, 2021a]	19
4.3	Taxa de financiamentos obtidos em função do valor do ativo para "Produção de eletricidade de origem eólica, geotérmica, solar e de origem, n.e.",[de Portugal, 2021a]	19
4.4	Taxa de custos de financiamento para "Produção de eletricidade de origem eólica, geotérmica, solar e de origem, n.e.",[de Portugal, 2021a]	20
5.1	Velocidade média do vento a 50 metros no concelho de Cantanhede,[Atlas, 2021a].	26
5.2	Caracterização do vento no local escolhido,[Atlas, 2021a].	27
5.3	Estimativa da distribuição dos custos de construção de uma central de produção de energia eólica na Europa,[Agency, 2012].	29
5.4	Custos totais de instalação de projetos eólicos <i>onshore</i> e a média ponderada global, 1983-2019,[Agency, 2020].	30
5.5	Curva de potência dos modelos de turbinas, Dados [Intelligence, 2021b].	31
5.6	Energia anual produzida em função do vento, elaboração própria.	32
6.1	Resultados do VAL e da Taxa de Atualização função das percentagens de capital.	35
6.2	Variação do saldo final atualizado do projeto em função da taxa de atualização.	36
6.3	Resultados para a variação do VAL e TIR em função do preço de venda	37
6.4	Resultados para a variação do VAL e TIR em função da velocidade média	38
6.5	Resultados para a variação do VAL e TIR em função do modelo da turbina	39
6.6	Resultados para a variação de VAL e TIR em função do custo de O&M	40
A.1	Modelo de cálculo para o cenário inicial.	50
A.2	Resultados para a variação das taxas de atualização.	51
A.3	Dados de curva de potencia de cada modelo de turbina, [Intelligence, 2021a]	52

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Lista de Tabelas

3.1	Caracterização da potência instalada nos parques eólicos de Portugal continental, Dados [de Portugal, 2021b]- elaboração própria.	7
3.2	Tabela do factor Z0 para diferentes tipos de superfície [Lopes, 2009]	11
5.1	Comparação de modelos de turbinas.	31
6.1	Condições iniciais de investimento	33
6.2	Resultados dos indicadores no cenário inicial	34
6.3	Resultados dos indicadores em função das percentagens de capital.	35
6.4	Resultados para a variação das taxas de atualização resumido	36
6.5	Resultados para a variação do preço de venda de MWh	37
6.6	Resultados para a variação da velocidade média	38
6.7	Resultados para a variação do modelo de turbina	39
6.8	Resultados para a variação de custos de O&M	40

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Lista de Acrónimos

APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
DRE	Diário da República Eletrónico
GWA	<i>Global Wind Atlas</i>
IR	Índice de Rentabilidade
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
O&M	Operação e Manutenção
PR	Período de Retorno
PRC	Período de Retorno a <i>cash flow</i> constante
PRCA	Período de Retorno a <i>cash flow</i> atualizado
PTN	Condições Normais de Temperatura e Pressão
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
VLA	Valor Líquido Atual
VRE	Eletricidade Renovável Variável
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Capítulo 1

Introdução

1.1 O papel das energias renováveis

O Século XXI representou um virar de página no que toca à produção energética, face ao século passado. O aquecimento global e as alterações climáticas provocadas pela emissão de gases com efeito de estufa são um problema global e a generalidade da comunidade mundial tomou consciência que era necessário inverter a tendência da produção energética de recursos fósseis e nuclear em benefício da produção energética de fontes renováveis, diminuindo a emissão de gases poluentes para a atmosfera e a criação de resíduos radioativos [Antunes, 2016].

Nas últimas décadas, as necessidades de consumo de energia têm sido satisfeitas mediante a utilização de processos cujo funcionamento, na sua maioria, se baseia na combustão de matérias-primas como o petróleo, o carvão, a energia nuclear e, mais recentemente, o gás natural.

Acaba por ser nesse contexto que o setor das energias renováveis desempenha um papel crucial, uma vez que não só constitui uma peça importante no processo de construção de um futuro energético sustentável, como também assume, na presente data, posição de relevo na realidade socioeconómica nacional.

Face ao exposto, e tendo em linha de conta a atual necessidade de fontes alternativas de energia, os governos têm criado condições favoráveis, ao abrigo de regimes jurídicos especiais, por via, fundamentalmente, da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, nomeadamente, através da utilização de recursos endógenos renováveis.

Não é possível, à luz do desenvolvimento tecnológico atual, contemplar uma rede elétrica que dependa apenas de fonte renovável, tendo em conta as diferentes zonas do planeta e suas respetivas características morfológicas. Ainda que houvesse essa capacidade de produção, visto que a energia de fonte renovável não é estável e não ofereceria fiabilidade, pelo que são necessários grupos de produção térmicos para suprimir as necessidades da rede, de forma a estabilizar a energia disponível [Antunes, 2016].

Vários cenários energéticos futuros incluem quotas elevadas de Eletricidade Renovável Variável (VRE), como a energia eólica, como parte da mitigação das alterações climáticas. Isto aumentará a variabilidade do fornecimento de energia, impondo grandes desafios de fiabilidade e segurança, exigindo medidas adicionais de flexibilidade do sistema energético [Pilpola and Lund, 2019].

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste projeto consiste em efetuar uma análise económica e financeira a um projeto de investimento de energia eólica na zona costeira do Palheirão, concelho de Cantanhede.

Numa fase inicial, pretende-se avaliar o potencial eólico do local, seguindo-se da análise dos preços de venda da energia à rede e respetivos custos de instalação, operação e manutenção.

Na segunda fase prende-se com o conhecimentos das variáveis do projeto, fazer uma análise económica e financeira de um caso de estudo, tirando conclusões relativamente à sua viabilidade.

1.3 Estrutura do trabalho

O projeto está dividida em oito capítulos.

No primeiro capítulo, a Introdução é fundamentado o interesse e o enquadramento pelo tema e os objetivos do trabalho, apresenta-se, de seguida no capítulo dois o estado da arte das pesquisas efetuadas e referencia-se os respetivos autores. Segue-se o capítulo três onde se resume a capacidade instalada de energia eólica em Portugal e começa a fundamentação teórica para a análise do potencial eólico.

No capítulo quatro, é feita a fundamentação teórica dos indicadores económicos e financeiros utilizados para a avaliação da viabilidade do projeto.

O capítulo cinco, o caso de estudo, começa pela análise técnica para a escolha do local e recolha de variáveis fundamentais para a construção do modelo de análise, tais como a velocidade média do vento, preço de venda do MW/h, os custos de instalação, operação e manutenção e a adequada seleção do modelo de turbina para o local escolhido.

No capítulo seis, é apresentado o resultado ao cenário base criado, e posteriormente feita uma análise de sensibilidade às variáveis do modelo. Termina com uma discussão de resultados no capítulo sete e a conclusão no capítulo oito.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 Impacto nas redes

[Rosas et al., 2003] publicou sobre o processo de elaboração de projetos de centrais eólicas e o seu impacto na rede, relativo à qualidade de energia em centrais ligadas diretamente à rede. Faz referência à fiabilidade das centrais em momentos de grande turbulência, visto ser uma condição crítica, pois nestes momentos a potência gerada pelas turbinas é próxima da nominal (a diferença entre a velocidade nominal e a velocidade de corte, ser muito pequena). O que pode gerar um corte repentino no fluxo de corrente nas subestações, gerando um problema para a estabilidade do sistema.

[Söder et al., 2020], refere que a contribuição da energia eólica para satisfazer a procura de eletricidade é menos regular do que a das fontes de energia convencionais, portanto o valor da capacidade da energia eólica é menor do que o das centrais convencionais. O consumo anual total de eletricidade do mundo em 2018 era cerca de 26 615 TWh, dos quais cerca de 4.8% foram servidos por energia eólica. No entanto, a participação da energia eólica, aumentou significativamente nos últimos alguns anos, com média de aumento de 20% entre anos sucessivos.

2.2 Análise de Potencial

[Grah et al., 2014] recolheu os dados de velocidade do vento com um anemómetro, e representou a variabilidade da velocidade do vento pela distribuição de frequência de Weibull, uma função de densidade de probabilidade de dois parâmetros (k e λ). Utilizou os parâmetros c e k para relacionar a função Gama, com a velocidade média anual do vento, a variância e a densidade de potência média. Fez uma análise do perfil do vento para avaliar o comportamento das velocidades médias históricas em alturas superiores à da medida pelo anemómetro para avaliar o ganho de densidade de potência. Conclui assim que o modelo de distribuição de Weibull é adequado para a caracterização da distribuição das velocidades do vento a diferentes alturas, sendo um contributo essencial na tomada de decisão da viabilidade ou não de instalação de parques eólicos em determinados locais.

[Talaia, 2010], caracterizou o vento e avaliou o potencial eólico de uma região da costa ocidental de Portugal, estando 5 m acima do nível do mar. Desenvolveu e utilizou um algoritmo que permite obter dados do vento e transformar o projeto de uma turbina eólica em eixo de rotação horizontal numa perspectiva de otimização. Os resultados obtidos permitem conhecer as características do vento e do potencial eólico na área de estudo. Esta pesquisa avaliou as características do vento com dados anuais registados durante dois anos. Os resultados obtidos permitiram conhecer as

características do vento na área de estudo e calcular a energia extraída de uma turbina eólica. O conhecimento das estatísticas de distribuição para avaliar e selecionar uma turbina eólica que proporcione a melhor eficiência foi muito importante. A distribuição Weibull indicou que os ventos frequentemente atingem velocidades baixas

2.3 Análise de económica-financeira

[Ribeiro, 2018], desenvolveu um estudo onde pretende perceber se investimentos em projetos de energia de fontes renováveis (eólica e fotovoltaica) são económica e financeiramente viáveis num mercado de energia aberto, concorrendo de forma direta com as fontes de energia convencionais. O estudo foi realizado através de uma recolha de dados dos últimos anos relativos aos preços da eletricidade, produção e potência instalada de energia eólica e solar em Portugal, possibilitando assim a criação de diferentes cenários que, dessa forma, permitiram a análise de diversos projetos de investimento, com capacidades de produção diferentes, com a premissa de que a remuneração do investimento será realizada unicamente através do preço de energia em mercado *spot*, sem os apoios governamentais. Partindo destes pressupostos, os diferentes cenários foram avaliados de acordo com métodos de avaliação de projetos de investimento, tentando assim entender se seria, ou não, viável a realização deste tipo de investimentos sem qualquer tipo de apoio por parte do governo ou outras entidades públicas. Concluindo que é possível.

[Lopes, 2009], realizou uma análise relativa ao enquadramento técnico-económico da energia eólica em Portugal. Identificou os meios técnicos necessários à correta integração da produção eólica na rede portuguesa e as suas consequências, assim como os impactos causados por essa ligação. De seguida estudou os custos envolvidos na produção eólica e o valor estimado do kWh eólico em condições de mercado. Posteriormente efetuou uma análise económica de um caso de estudo, tirando conclusões relativamente à sua viabilidade. Na questão da utilização dos parques eólicos como uma fonte limpa e gratuita, os impactos de um parque eólico correspondem a um pequeno problema quando contrabalançados com a questão económica. O preço a pagar por esta tecnologia em Portugal corresponde a 1 Milhão de euros por MW instalado. Para além deste custo de investimento, os parques eólicos possuem um elevado valor de operação e manutenção. Refere também que de forma a tornar esta tecnologia mais competitiva, o governo recorre aos contribuintes para suportar todos os custos de investimentos e da eletricidade produzida pelas turbinas eólicas.

2.4 Impacto dos parques eólicos

Os estudos que examinaram a relação entre a exposição e aceitação do desenvolvimento da energia eólica, definem três escalões de aceitação: aceitação socio-política, aceitação comunitária e aceitação de mercado.

A aceitação socio-política está relacionada com a aceitação de tecnologias e políticas por parte do público, decisores políticos e principais partes interessadas. A aceitação comunitária mede a aceitação entre partes interessadas em contextos locais, enquanto que a aceitação do mercado

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

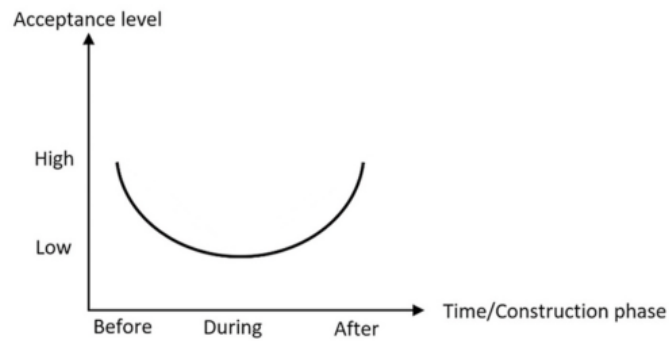


Figura 2.1: Relação em forma de U entre aceitação e tempo [Dugstad et al., 2020].

mede a flexibilidade das tecnologias ao mercado [Dugstad et al., 2020].

Por norma a população recebe bem investimentos em energias renováveis, incluindo a eólica. No entanto existe sempre um impacto ambiental em plantas e vida selvagem (de salientar que antes da construção de um parque eólico é realizado sem exceção um Estudo de Avaliação de Impacto Ambiental, o qual analisa os potenciais riscos para a fauna e flora local), e um impacto na vida humana, como por exemplo o ruído, paisagem, deterioração e por último na saúde e bem-estar humano, o que deixa sempre alguma reticência à população. No entanto os avanços tecnológicos no design dos aerogeradores reduziram drasticamente o ruído resultante dos componentes mecânicos existentes outrora. A uma distância de 300 metros a turbina não produz mais ruído que um frigorífico a funcionar [Lopes, 2009].

Segundo os estudos referidos pelos autores [Dugstad et al., 2020], a aceitação destes projetos tende a mudar com o tempo. A maioria destes estudos temporais encontram um padrão em forma de U de níveis de aceitação para um projeto ao longo do tempo. Como verificado na Figura 2.1 as pessoas têm uma alta aceitação inicialmente, durante a fase de projeto. No entanto esta cai para o nível baixo durante a fase de construção e volta a repor os níveis iniciais ou até maiores [Dugstad et al., 2020].

O ponto baixo da aceitação, normalmente dá-se na fase da implementação de torres eólicas nas paisagens, devido à presença intrusiva da torre e às impressões visuais causadas pelas pás. Após esta fase muitos são os que vêm a instalação desta forma de energia de um modo mais consciente e percebem que não se trata de um luxo mas sim de uma medida para a redução dos impactos ambientais.

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Capítulo 3

Energia Eólica

3.1 Capacidade Instalada em Portugal

A energia eólica em Portugal começou a ser aproveitada no país para geração de energia elétrica em 1988, quando foi construído o primeiro parque eólico do país, na ilha de Santa Maria, na Região Autónoma dos Açores [das Energias Renováveis, 2009]. Actualmente a distribuição destas centrais abrange quase todo o território nacional, com aproximadamente 5449 MW de potência instalada até Dezembro 2020, em 253 parques eólicos.

Como apresentado na tabela 3.1, em Portugal a potência média por parque situa-se nos 21.2 MW, no entanto metade dos 253 parques do país conta com uma potência instalada entre 3.5 MW e 21.9 MW.

Tabela 3.1: Caracterização da potência instalada nos parques eólicos de Portugal continental, Dados [de Portugal, 2021b]- elaboração própria.

Potência Instalada [MW]	1991-2000	2001-2010	2011-2020	Geral
Mínima	0.2	0.6	2	0.2
Máxima	26.2	263.5	149.1	263.5
Média	6.1	21.7	26.5	21.2
1 Quartil	1.1	3.3	6.9	3.5
3 Quartil	10	21.7	33.4	21.9

Foi entre os anos 2000 e 2010, onde se assistiu ao aumento exponencial da capacidade 3.1, sendo neste período quando foi instalado o maior parque eólico a funcionar em Portugal, com uma capacidade de 263.5 MW, situado no distrito de Viana do Castelo.

Analisando os dados de potência instalada por distrito, 3.2, verificamos que os distritos de Viseu (1130.4 MW), Coimbra (752.01 MW) e Vila Real (681.1 MW), são os locais com maior potência instalada. Isto deve-se à maior disponibilidade de vento combinado com a orografia do terreno. Pelo contrário, Portalegre é o distrito com menor capacidade instalada (8.2 MW).

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

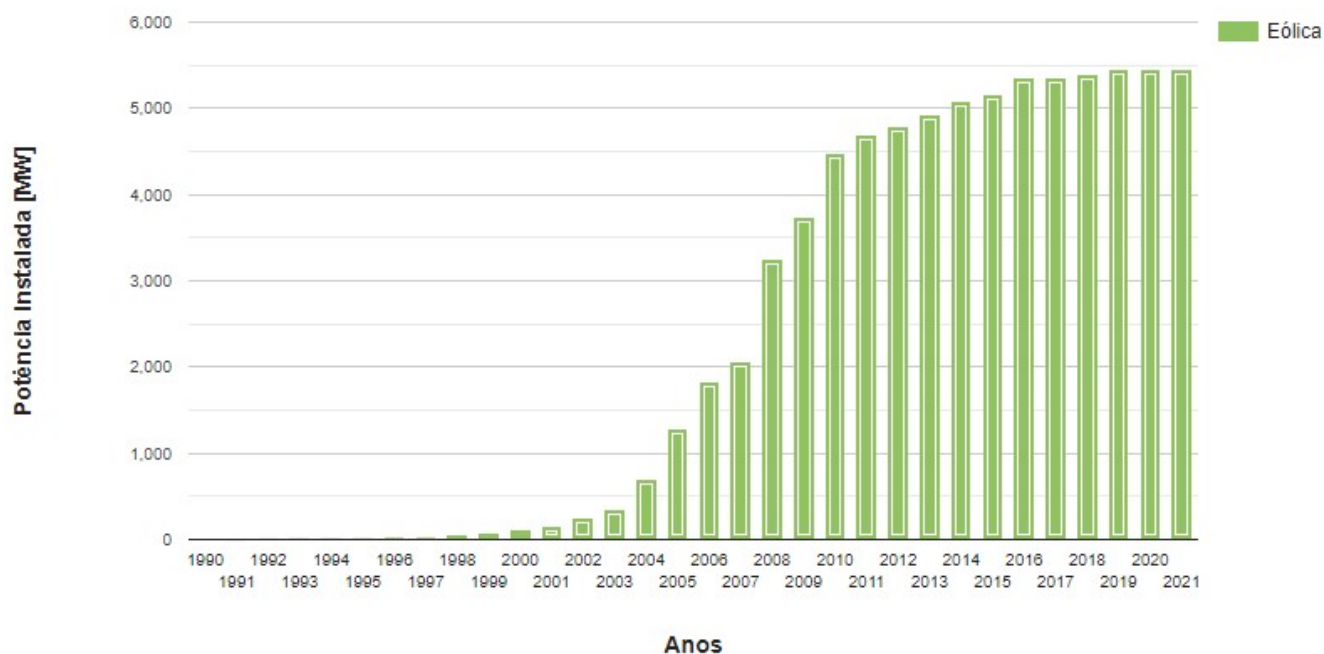


Figura 3.1: Evolução da potência instalada em Portugal [de Portugal, 2021b].

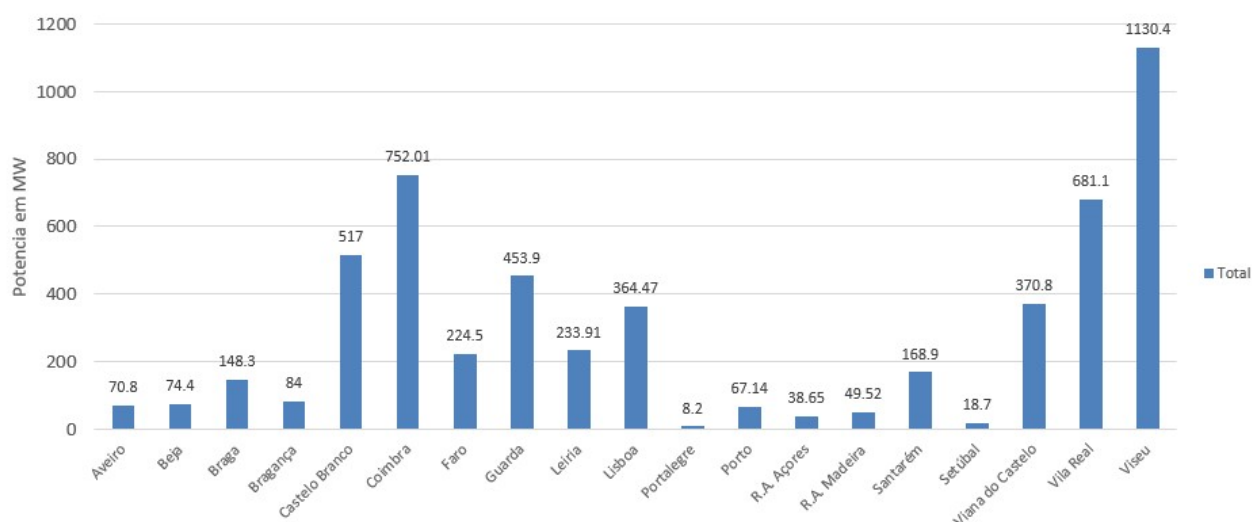


Figura 3.2: Potência instalada por distrito. Fonte dos dados: [de Portugal, 2021b].

3.2 Potencial eólico

A energia disponível no vento denomina-se eólica, nome derivado da mitologia grega Eólo, o deus do vento. Esta varia com o cubo da sua velocidade, o que torna pertinente entender as características deste recurso quando se trata da sua exploração, escolha do local de instalação de parques eólicos, previsão da sua viabilidade económica e o correspondente efeito aquando da distribuição da eletricidade à rede elétrica e, por fim, ao consumidor [Manwell and McGowan, 2009]. Entende-se por energia eólica o processo pelo qual o vento é utilizado para a produção de energia mecânica ou energia elétrica, sendo que o potencial eólico é a energia que daí podemos retirar. A energia cinética do vento é convertida em energia mecânica pelas turbinas eólicas, energia esta posteriormente utilizada para diversas atividades ou, mais recorrentemente, transformada em energia elétrica através de um gerador e, por sua vez, injetada na rede elétrica e assim distribuída ao consumidor. Cada turbina eólica é constituída pelos seguintes componentes:

- Rotor - peça que roda por ação do vento, onde se fixam as pás
- Gerador Elétrico - converte energia mecânica em energia elétrica
- Sistema de controlo de velocidade;
- Torre - sustentação e maximização de produção energética
- Sistema de segurança - em caso de avaria de algum componente impede o movimento das pás

Os avanços tecnológicos dos materiais que compõem cada turbina, bem como avanços no campo da engenharia, da eletrónica e da aerodinâmica têm proporcionado uma evolução gradual da tecnologia das turbinas eólicas. As turbinas eólicas funcionam dentro de um conjunto de valores de velocidade do vento, sendo necessário medir de forma contínua essa velocidade que incide nas mesmas. Nesse contexto, existe uma velocidade mínima (*cut-in*) para a qual a maioria dos modelos de turbina inicia o seu funcionamento e uma velocidade máxima para a qual elas cessam o funcionamento por questões de segurança (*cut-out*).

Uma vez que a produção de energia varia com o cubo da velocidade do vento, cada aerogerador é instalado numa zona específica onde o potencial eólico é mais elevado. Contudo, a velocidade do vento é afetada pelo relevo do solo, aumentando com a altura acima deste, pelo que cada turbina é habitualmente instalada em zonas de maior altitude, de modo a maximizar a sua produção energética. Um projeto de produção de energia elétrica a partir de energia eólica assenta numa avaliação prévia da disponibilidade e velocidade do vento no local onde se pretende implementar o mesmo. Usualmente, um sistema de produção eólica, para ser economicamente viável, necessita de uma velocidade média anual de vento de 6 m/s [Esteves Simões, 2004]. A altura da torre também é importante nesta avaliação, uma vez que, a turbulência do vento ser maior junto ao solo do que em altitude. Atualmente, a altura das torres varia entre 0 a 220 metros [Renováveis, 2021].

O aproveitamento da energia eólica pode ser efetuado em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*).

A caracterização do recurso eólico dum dado local ou região, está condicionada por vários parâmetros que determinam a forma do escoamento atmosférico, sendo os principais fatores:

- Velocidade e direção do vento
- Orografia local
- Obstáculos e rugosidade - vegetação e uso do solo
- Declive do terreno

3.2.1 Avaliação do potencial eólico

A avaliação do potencial eólico exige a utilização de modelos específicos, de forma a ajustar ao máximo o modelo à realidade. Deste modo, devemos ajustar a velocidade do vento no modelo existente à altura nominal da turbina a usar e ajustar a velocidade média do vento à sua respectiva distribuição estatística.

3.2.2 Conversão da velocidade

O deslocamento do ar sobre a superfície da terra forma uma camada limite que se estende a grandes alturas, onde o escoamento no seu interior é feito de modo turbulento. Uma vez que a altura das turbinas eólicas não ultrapassa a camada limite, é importante conhecer o perfil da velocidade do vento ao longo de uma secção transversal, ou seja, o valor da velocidade em relação à altura. Nos problemas relacionados com o aproveitamento da energia eólica é frequente apresentar a distribuição da velocidade com a altura utilizando-se os modelos da “Lei da Potência” e a “Lei Logarítmica” [Lopes, 2009].

A “Lei da Potência” é o modelo mais simples, apresentando assim a vantagem da sua fácil utilização, contudo os resultados obtidos não possuem uma precisão adequada [Lopes, 2009].

A “Lei Logarítmica” é um modelo mais complexo, onde é considerado que o escoamento na atmosfera é altamente turbulento. A modelagem do perfil Logarítmico utiliza o conceito de comprimento de mistura L (“*mixing length*”) definido com a utilização da constante de Von Kármán k_c e o comprimento de rugosidade Z_0 apresentado na tabela 3.2, que considera que a superfície da Terra nunca se apresenta perfeitamente lisa [Lopes, 2009].

Este modelo é utilizado para estimar a velocidade do vento numa determinada altura a partir de uma altura de referência. Essa altura pode ser calculada a partir de duas expressões de perfil logarítmico: uma para a altura de referência (Z_r) e outra para a altura desejada (Z). Essa equação torna-se mais precisa ao considerar a rugosidade em cada expressão logarítmica das alturas Z e

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Tabela 3.2: Tabela do factor Z_0 para diferentes tipos de superfície [Lopes, 2009]

Tipo de Terreno	Z_0 (m)
Plano (mar, areia, neve)	0.001 - 0.02
Moderadamente rugoso (ervas curtas, campos de trigo ou cereais)	0.02 - 0.3
Rugoso (bosques, bairros)	0.3 - 2
Muito rugoso (cidades, edifícios)	2 - 10

Z_r .

A "Lei Logarítmica" é expressada por 3.1:

$$V(Z) = V(Z_r) \cdot \frac{\log\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\log\left(\frac{Z_r}{Z_0}\right)} \quad (3.1)$$

Onde:

$V(Z)$ = Velocidade na altura desejada;

$V(Z_r)$ = Velocidade na altura de referência;

Z_r = Altura de referência;

Z = Altura desejada;

Z_0 = Comprimento de rugosidade do local;

3.2.3 Potência

Com a passagem do vento pela turbina eólica, este vai perder parte da sua energia cinética para as pás da turbina eólica. A potência retirada do vento, por parte da turbina, não é mais do que a taxa de fluxo de energia que passa por uma determinada área, energia essa que vai depender de alguns aspetos tais como a quantidade de ar (volume), velocidade do vento e a massa de ar [Kalmikov, 2017].

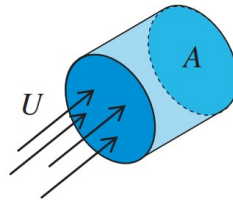


Figura 3.3: Esquema de passagem de ar à velocidade U pela área A . O cilindro representa o volume de ar por unidade de tempo dt através da área A [Kalmikov, 2017].

Como se pode observar na equação 3.2, a potência mecânica disponível numa turbina depende principalmente da velocidade do caudal de ar que passa através dela, fazendo com que o interesse deste recurso seja influenciado pela intensidade e direcção do vento. Assim, a potência do vento, que passa perpendicularmente através de uma área circular, é dada pela seguinte expressão:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot Ar \cdot V^3 \cdot Cp \quad (3.2)$$

Em que:

ρ , é a massa volúmica do ar, 1.225 kg/m³ (Condições Normais de Temperatura e Pressão (PTN))

Ar, é a área de captação eólica, calculada por $(\pi \cdot r^2)$, sendo r o raio do círculo definido pelas pás e rotor. (m)

Cp, é o coeficiente do nível de rendimento de uma turbina eólica

V, é a velocidade média do vento

Esta é a equação fundamental na análise de energia eólica. Ela exhibe uma dependência cúbica altamente não linear da velocidade do vento. Por isso, duplicar a velocidade do vento gera um aumento de oito vezes na sua potência disponível. Isto explica por que a velocidade do vento ambiente é o principal fator para se ter em conta na análise de projetos de energia eólica. Na equação 3.2, a potência do vento é uma função linear da densidade do ar e, como resultado da gama limitada de flutuações da densidade do ar, a densidade é de importância secundária. A dependência da potência relativamente à área traduz uma dependência quadrática não linear do comprimento das pás de uma turbina eólica, destacando as vantagens de pás de turbina eólica mais longas.

Contudo, esta energia não pode ser inteiramente recuperada pelo aerogerador “Cp”. A lei de Betz indica que, independentemente da forma construtiva da turbina, apenas cerca de 59%, da energia cinética contida no vento, pode ser transformada em energia mecânica [Kalmikov, 2017].

Sabendo que a energia é igual à potência multiplicada pelo tempo de uso, a partir daqui pode ser calculada a energia anual total a ser gerada por uma turbina eólica, com a expressão representada na equação 3.3:

$$E_t = P \cdot 24 \frac{h}{dia} \cdot 365 \frac{dias}{ano} \quad (3.3)$$

Em que,

E_t = Energia anual produzida por uma turbina eólica (W/ano);

3.2.4 Distribuição de Weibull

Uma vez que a intensidade do vento ao longo do dia não é constante, para se determinar a energia produzida durante um certo intervalo de tempo é necessário recorrer a um tratamento de dados de

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

forma a agrupar as velocidades e as frequências em que eles ocorrem (histograma de velocidade). De forma mais simplificada, é necessário saber quantas vezes ocorreu um certo valor de vento no intervalo em estudo. A distribuição de Weibull é o método mais utilizado para se realizar o tratamento estatístico de histogramas relativos ao comportamento dos ventos, sendo também usado na maioria dos programas computacionais que estimam a produção anual de energia [Lopes, 2009].

A distribuição de Weibull é normalmente representada pelo expressão da equação 3.4 [Kalmikov, 2017, Talaia, 2010]:

$$f(x; k, \lambda) = \frac{k}{\lambda} \cdot \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} \quad (3.4)$$

Onde:

x , representa a velocidade do vento

k , representa o fator de forma da distribuição dos ventos 3.5

λ , representa o fator de escala que depende da velocidade média dos ventos 3.6

O fator de forma da distribuição do vento é calculado por (3.5) :

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1.086} \quad (3.5)$$

e o fator de escala, pode ser obtido de forma simplificada por (3.6) [Kalmikov, 2017]:

$$\lambda = \bar{v} \cdot \left(0.568 + \frac{0.433}{k}\right)^{\frac{-1}{k}} \quad (3.6)$$

Em que:

σ , representa o desvio padrão dos dados do vento

\bar{v} , representa a velocidade média do vento, m/s

Dentro da distribuição de Weibull existem duas funções importantes: a função de densidade de probabilidade, $p(v)$, e a função de distribuição acumulada, $F(v)$.

A função de probabilidade, equação (3.7), representa a probabilidade de cada velocidade ocorrer e a função de distribuição acumulada, equação (3.8), apresenta a probabilidade de que determinada

velocidade do vento seja igual ou menor que um certo valor.

$$p(v) = \frac{k}{\lambda} \cdot \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{k-1} \cdot e^{\left(-\frac{v}{\lambda}\right)^k} \quad (3.7)$$

e

$$F(v) = 1 - e^{\left(-\frac{v}{\lambda}\right)^k} \quad (3.8)$$

Para o cálculo da densidade de potência eólica, recorrendo à distribuição de Weibull, aplica-se a expressão da equação (3.9), a qual necessita da função de densidade de probabilidade

$$\frac{P}{A} = \int_0^{25} \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot f(v) dv \quad (3.9)$$

Para calcular a energia anual total, E_a produzida por uma turbina eólica é necessário corrigir para o número de horas anuais de funcionamento (365 dias a 24h), equação (3.10)

$$E_a = 365 \cdot 24 \cdot \int_0^{25} f(v) \cdot P \quad (3.10)$$

Em que:

P - Potência gerada pela turbina eólica para cada velocidade de vento

Um aspeto de grande importância para a seleção da turbina a utilizar é o fator de capacidade, FC , que expõe a energia que é gerada ao longo de um ano pela turbina dividida pela energia que seria gerada anualmente se a turbina eólica funcionasse sempre com o máximo da sua potência nominal [Ribeiro, 2018]. A expressão de cálculo do fator de capacidade é dada pela equação 3.11:

$$FC = \frac{E_T}{PN \cdot 8760h} \quad (3.11)$$

Em que:

PN - Potência Nominal da turbina

3.3 Impacto da energia eólica na qualidade da energia

A variabilidade do vento, aliada a outros fatores dinâmicos das turbinas eólicas pode ocasionar, em algumas circunstâncias, distúrbios nos padrões da qualidade da rede elétrica local [Rosas et al., 2003].

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Variações cíclicas diárias de vento são apontadas como a causa principal da oscilação da tensão. A turbulência, variações da velocidade do vento em escalas de tempo, aliadas a aspetos dinâmicos estruturais das turbinas eólicas, são responsáveis pelas variações de tensão [Rosas et al., 2003].

A caracterização do potencial eólico permite conhecer as variações de tensão.

3.4 Armazenamento da energia excedente

Sendo a energia eólica imprevisível. Nas situações em que existe excedente de energia produzida, a produção é superior à procura, existem já algumas possibilidades de armazenar o excedente para usar em situações contrárias, em que a produção é inferior à procura. E assim obter melhores rendimentos e eficiência de projectos.

Existem mecanismos para armazenar a energia dos ventos, podendo este processo ser realizado de forma directa ou indirecta, ou seja, a energia gerada na forma eléctrica ou mecânica. Esse armazenamento é obtido através da conversão da energia eólica em outras formas de energia. A energia eléctrica apresenta o inconveniente de não poder ser armazenada como "energia eléctrica".

Para armazenamento de grande escala (ordem de MW), os mecanismo mais utilizados são:

- Motor-bomba (bombagem): é usada a energia eléctrica produzida pelo sistema eólico para alimentar uma bomba, movida a electricidade, que irá transportar a água de um corpo hídrico para um reservatório situado a uma altura superior (de jusante para montante). A energia ficará então armazenada sob a forma de energia potencial da massa de água que, quando necessária, será libertada e poderá accionar uma turbina geradora de electricidade [Lopes, 2009].
- Motor-compressor: é um mecanismo que permite o armazenamento da energia eólica - eléctrica na forma de energia potencial de ar comprimido, que pode ser armazenado num recipiente próprio para posterior utilização no accionamento de turbinas produzindo electricidade [Lopes, 2009].

Em aplicações de menor escala as várias formas disponíveis de armazenamento são:

- Bateria: a bateria é um dispositivo constituído por células electroquímicas que convertem energia química em energia eléctrica, sob a forma de corrente contínua, quando estão no processo de descarga, e energia eléctrica em energia química quando em carga, ou seja, possuem a funcionalidade de armazenar a energia eólica-eléctrica excedente sob a forma de energia química. Durante o processo de carga e descarga as baterias perdem energia sob a forma de calor, devido às reacções químicas internas, pelo que apresentam um rendimento inferior a 100% [Lopes, 2009].
- Produção de hidrogénio: a energia eólica eléctrica pode ser convertida e depois armazenada

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

sob a forma de energia química do hidrogénio. Essa conversão, designada por electrólise, consiste na separação das moléculas de água através da corrente eléctrica, em átomos de hidrogénio e oxigénio, com libertação de energia. O hidrogénio é armazenado para depois ser utilizado como combustível (reductor) em células de combustível que combinado com o oxigénio produz electricidade [Lopes, 2009].

- Calor: para o armazenamento do excedente da energia eólica eléctrica sob a forma de calor (energia térmica) recorre-se à utilização de resistências. A passagem da corrente eléctrica por estas vai originar o seu aquecimento e libertação de calor, podendo este ser utilizado para aquecer água que ficará armazenada num recipiente térmico ou na forma de vapor, com o objectivo de ser usada posteriormente [Lopes, 2009].

No entanto, é de salientar que a armazenagem da energia conduz a perdas, não sendo desta forma uma opção eficiente para a gestão da energia eólica. Se um país não tem condições geográficas favoráveis para o aproveitamento em termos de reservatórios de água (hidroeléctricas), o armazenamento não é uma solução atraente devido ao custo da penetração moderada da energia eólica [Lopes, 2009].

Capítulo 4

Análise Económica e Financeira

4.1 Investimento

A análise económico-financeira de um projeto é um ponto fulcral. A principal razão desta análise passa por avaliar se um projeto tem capacidade para ao longo do tempo conseguir criar fluxos de caixa ou *cash flows* para assim poder revestir o seu custo de investimento e manutenção num determinado tempo de retorno. Esta análise faz-se de acordo com diversas etapas importantes, tais como prever *cash flows* para o futuro, obter taxas de desconto e calcular alguns indicadores como o Valor Líquido Atual (VLA), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), o Período de Retorno do Investimento, mais conhecido como *Payback* e o Índice de Rentabilidade (IR) [Estevão, 2016].

Em termos matemáticos, um projeto de investimento é uma operação financeira formada por um conjunto de investimentos (I_i) espaçados no tempo ou concentrados numa data (que representa saída de capitais) e uma série de *cash-flows* (CF) de exploração (que representam as entradas de capital), sujeitos a uma determinada taxa de atualização (i) durante um número de anos pré-estabelecido (n), ao fim dos quais tem ainda um valor residual (VR) [Almeida, 2020].

4.2 Cash-Flows

O *cashflow* global pode ser definido como sendo a soma do *cashflow* de investimento (fase de implementação do projeto mais os custos com O&M) mais o *cashflow* de exploração (fase de exploração do projeto). No primeiro caso estão envolvidos todos os custos iniciais que se tem ao implementar o parque eólico, bem como os custos de O&M que irão fazer parte durante os anos de vida do projeto.

No segundo caso, as receitas envolvidas no projeto dizem respeito à quantidade de eletricidade produzida pela central, tendo em atenção as perdas associadas e o preço da tarifa de eletricidade

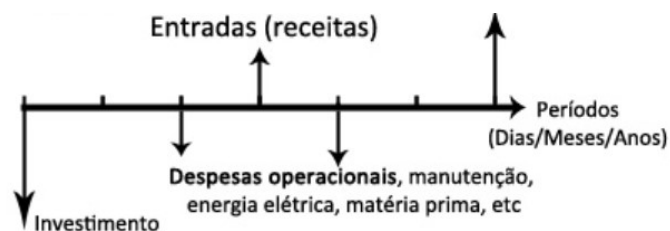


Figura 4.1: Diagrama de *Cash – Flows* de investimento aplicado a projetos eólicos,[Estevão, 2016]

aplicada ao caso da energia eólica[Ribeiro, 2018]. Neste caso, podemos considerar os *Cash – Flow* de exploração como sendo o resultado da equação 4.1.

$$R_t = E_t \cdot \text{Preço de Venda} \quad (4.1)$$

Em que:

R_t - Receita anual em €;

Preço de Venda - Preço pago por cada MWh injetado na rede (€/MWh)

4.3 Taxa de atualização

A taxa de atualização tem por finalidade descontar os custos e os benefícios que são produzidos ao longo de um período de tempo de um projeto, de modo a serem comparados, sendo assim, é importante atualizar os fluxos de caixa no futuro para o momento atual. Uma vez que o investimento necessário é normalmente elevado, muitas empresas e projetos são financiados por capitais próprios, mas também por capitais alheios, ou seja, por fontes exteriores à empresa, sendo pertinente que os efeitos associados à dívida estejam refletidos no projeto. Para tal utiliza-se a taxa de atualização que é referente ao custo médio ponderado de capital ou *Weighted Average Cost of Capital* (WACC). Como o próprio nome indica, este custo vai ser uma média ponderada do custo de capital próprio e do custo de capital alheio. A equação 4.2 mostra a expressão com a qual se calcula o WACC [Ribeiro, 2018].

$$WACC = C_p \cdot i_p + (1 - T) \cdot (C_a \cdot i_a) \quad (4.2)$$

Em que:

C_p - Percentagem de capital próprio

i_p - Custo de capital próprio

C_a - Percentagem de capital alheio

i_a - Custo de capital alheio

T - Taxa de imposto sobre lucros, IRC - Segundo [e Aduaneira, 2021], corresponde a 21% para este tipo de cenário.

Todas estas taxas e pesos de capital devem ser calculados com recurso a informação financeira disponível para a empresa. Todavia, e tratando-se de um investimento que se irá criar de raiz, não existem valores financeiros que permitem calcular as taxas e pesos corretos a utilizar. Uma alternativa viável passa pelo uso dos valores de referência disponíveis no Banco de Portugal relativamente aos Quadros do Setor [de Portugal, 2021a].

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

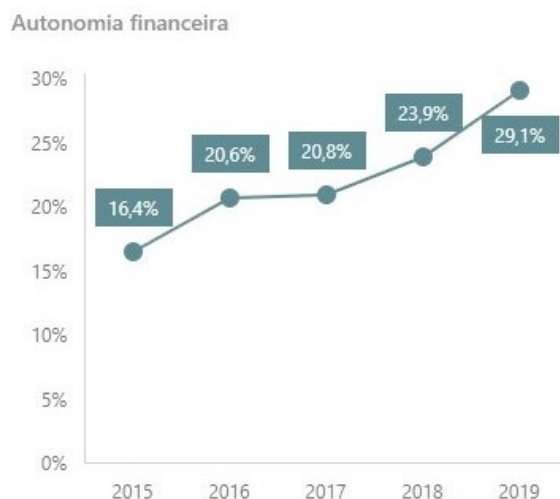


Figura 4.2: Taxa de autonomia financeira para "Produção de eletricidade de origem eólica, geotérmica, solar e de origem, n.e.",[de Portugal, 2021a]

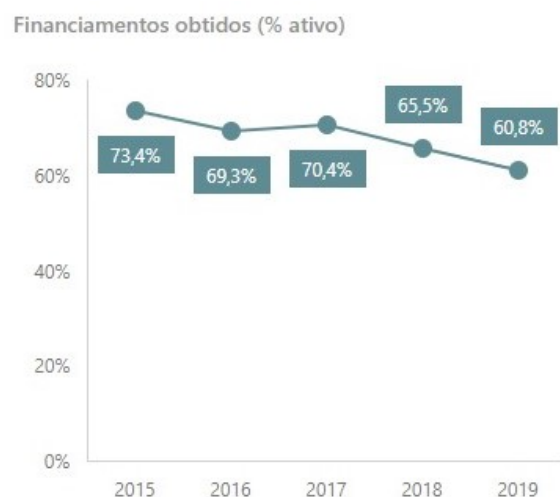


Figura 4.3: Taxa de financiamentos obtidos em função do valor do ativo para "Produção de eletricidade de origem eólica, geotérmica, solar e de origem, n.e.",[de Portugal, 2021a]

Para o cenário base, a partir dos Quadros do Setor fornecido pelo Banco de Portugal para o ano de 2019, assumiu-se o valor de 29,1% para a percentagem de financiamento a partir de capital próprio e 60,8% para a percentagem de financiamento a partir de capital alheio, valores atribuídos em termos médios ao setor de atividade Produção de eletricidade de origem eólica, geotérmica, solar e de origem, n.e..

Já os custos de capital próprio e alheio utilizados na análise, partindo também dos valores fornecidos pelo Banco de Portugal, foi de 5,3%, sendo estes resultados o valor médio para todas as empresas (micro, pequenas, médias e grandes) de acordo com a mesma fonte [de Portugal, 2021a].

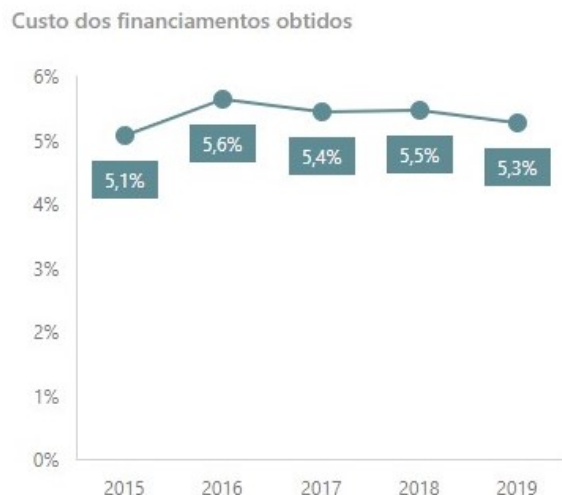


Figura 4.4: Taxa de custos de financiamento para "Produção de eletricidade de origem eólica, geotérmica, solar e de origem, n.e.",[de Portugal, 2021a]

4.4 Valor Líquido Atual (VLA)

Conceitualmente, um projeto de investimento é atrativo se o somatório dos influxos de capital (saída de meios monetários, de fatores de produção, etc.) superar o somatório dos efluxos de capital (entrada de recursos económicos). É claro que só é possível comparar capitais reportados á mesma "data focal". O indicador que de um modo mais direto representa o pressuposto anterior designa-se por VLA.

O valor líquido atual representa a soma algébrica dos valores atualizados para o momento inicial de todos os fluxos monetários (positivos e negativos) do projeto [Almeida, 2020]

Entre os modelos de análise existentes, o (VLA) é o mais divulgado e o que menos contestação tem [Ribeiro, 2018]. Uma das formas pela qual pode ser apresentado o VLA, é a seguinte equação 4.3, [Almeida, 2020]:

$$VLA = \sum_{k=m}^{k=n} \frac{CF_k - I_k}{(1+i)^k} + \frac{VR}{(1+i)^n} \quad (4.3)$$

Em que:

CF_k - representa o *cash flow* de exploração obtido no período k ;

I_k - representa o investimento no período k ;

i - é a taxa de atualização para uma análise a preços constantes,

VR - Valor residual

Analisando a equação 4.3 segundo o prisma do cálculo financeiro constata-se que o VLA é o valor que sobra depois de pagos os juros representados pela taxa de atualização. No caso de o

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

investimento gerar apenas uma rentabilidade suficiente para pagar os juros exigidos pelos capitais próprios e pelos alheios resulta $VLA = 0$. Num investimento financiado exclusivamente por capitais alheios, o valor do VLA representa o valor atualizado, para o instante 0, do benefício líquido do projeto para os seus promotores. Num investimento financiado exclusivamente por capitais próprios, os promotores do projeto receberão vários benefícios líquidos (cujo valor global é equivalente ao VLA), acrescidos de um rendimento em cada ano pelos capitais próprios investidos à taxa de rentabilidade exigida para os mesmos (i_p). Face ao exposto, um investimento com $VLA = 0$ pode ser atrativo desde que haja capitais próprios investidos e a taxa de rentabilidade exigida para os mesmos (i_p) seja atrativa [Almeida, 2020].

Na situação de análise de um projeto único (em que não é necessário compará-lo com outros):

- Se $VLA > 0$, o projeto é financeiramente favorável (remunera os capitais aplicados à taxa de atualização pretendida e ainda sobram benefícios líquidos de valor equivalente ao do VLA);
- Se $VLA = 0$, ponto de indiferença (procurar alternativas com VLA superior, pois o projeto remunera os capitais aplicados a uma taxa de atualização igual à pretendida, não sobrando outros benefícios líquidos);
- Se $VLA < 0$, o projeto é financeiramente desfavorável (remunera os capitais aplicados a uma taxa de atualização inferior à pretendida);

4.5 Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A Taxa Interna de Rentabilidade consiste num outro modelo de análise que assenta no princípio do desconto dos *cash flow*, mas que parte dos fluxos líquidos previstos para calcular a taxa de atualização (ou de rentabilidade) que torna o VLA nulo [Ribeiro, 2018]. A mesma fonte refere ainda que este modelo difere do VLA na abordagem subjacente, pois a taxa de atualização é a incógnita a estimar, e mede a taxa de remuneração máxima que o projeto poderá proporcionar aos financiadores.

A rentabilidade de um projeto para os seus promotores é materializada através de duas parcelas, a taxa de rentabilidade exigida para os capitais próprios (incluída na taxa de atualização) e o montante representado pelo valor do VLA. É possível juntar as duas parcelas anteriores num único indicador de rentabilidade, o qual é conhecido por TIR. Para o efeito basta impor um VLA nulo e incluir toda a rentabilidade do investimento na taxa de atualização. A taxa interna de rentabilidade (TIR) pode então ser definida como a taxa de atualização que torna o VLA nulo, vindo:

$$VLA_0 = \sum_{k=m}^{k=n} \frac{CF_k - I_k}{(1 + TIR)^k} + \frac{VR}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (4.4)$$

Em teoria é viável decidir a viabilidade de um investimento através da comparação do valor da sua TIR com o da taxa de rendimento requerida pelos investidores para projetos com risco semelhante. No entanto, poderá não ser fácil ter conhecimento de investimentos com risco semelhante e, para além disso, do valor da taxa de atualização que lhe está associada. Embora seja evidente que quanto mais alto for o valor obtido para a TIR mais seguro e mais rentável será investir no projeto em questão, as limitações anteriores levam a que a TIR não seja utilizada como taxa de rentabilidade do investimento mas sim como o limite máximo que a taxa de atualização do investimento pode ter [Almeida, 2020].

4.6 Período de Retorno do Investimento (*Payback*)

O período de retorno do capital investido (PR) ou, simplesmente, *payback period*, consiste no número de períodos necessários para, através dos *cash flows* gerados, recuperar o capital inicialmente investido num determinado projeto [Ribeiro, 2018, Soares, 2012]. Assumindo que os *cash flows* são constantes no decurso de cada ano, o período de recuperação do capital pode ser dado pela seguinte expressão 4.5 [Ribeiro, 2018, Soares, 2012].

$$PRC = t + \left(\frac{\text{Despesa de Investimento} - \sum_{i=1}^t CFE_i}{CFE_{(t+1)}} \right) \quad (4.5)$$

A primeira condição deste modelo é de que um investimento será passível de aceitar caso o seu período de recuperação seja menor do que o número de anos de vida útil do projeto em que se investe.

Apesar disto, é de notar que o princípio subjacente a este modelo (a rapidez de recuperação de um investimento), consiste numa limitação da utilização do mesmo, pois também é importante ter noção da rentabilidade do projeto, algo que a obtenção do Período de Retorno a *cash flow* constante (PRC) não calcula. Segundo os mesmos autores, devido ao facto de apenas se proceder à soma algébrica de valores referenciados a períodos de tempo distintos, o valor temporal do dinheiro não é considerado, o que constitui outra limitação. No entanto, esta limitação pode ser ultrapassada, se se realizar uma alteração à fórmula inicial, que considera os *cash flows* atualizados à taxa k , obtendo-se assim a fórmula do período de recuperação do capital ajustado (Período de Retorno a *cash flow* atualizado (PRCA)), [Soares, 2012, Ribeiro, 2018].

$$PRAC = t + \left(\frac{\text{Despesa de Investimento} - \sum_{i=1}^t \frac{CFE_i}{(1+k)^i}}{CFE_{(t+1)}} \right) \quad (4.6)$$

4.7 Índice de Rentabilidade (IR)

A partir do rácio entre os resultados líquidos (atualizados para o instante 0) e a totalidade dos encargos de investimento suportados obtêm-se o parâmetro de análise conhecido por IR (Índice de Rentabilidade), o qual apresenta uma estimativa dos benefícios líquidos obtidos durante o período de vida útil do investimento por unidade de capital investido [Almeida, 2020]. Este modelo pode ser visto como uma variante do VLA, mas que tem em conta o custo do investimento e utiliza a razão entre o valor atual dos *cash flows* atualizados e o custo do investimento (CI), tal como se pode ver na seguinte equação 4.7 [Soares, 2012]:

$$IR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CFE_t}{(1+k)^t}}{CI_0} \quad (4.7)$$

A interpretação dos resultados é simples: caso o valor do IR for superior a 1, então o VLA é positivo e o investimento é passível de se aceitar, em caso inferior a decisão deve ser a de rejeitar. Por último, no caso de ser igual a 1, há indiferença em relação à decisão de aceitar ou rejeitar [Soares, 2012].

É de realçar, também, que apesar de o IR ser considerado como um modelo proveniente do VLA, não deve ser visto como uma alternativa a este, mas sim como um complemento, especialmente útil em casos que a empresa se defronte com restrições de capital [Soares, 2012].

4.8 Custo nivelado de energia

O *Levelized Cost of Energy* (LCOE) é o preço da eletricidade necessária para um projeto onde as receitas seriam iguais aos custos. Um preço de eletricidade superior a este produziria um maior rendimento do capital, enquanto um preço inferior a este renderia uma menor rentabilidade do capital, ou mesmo uma perda [Agency, 2012].

O cálculo do LCOE (€/kWh), tem em conta o investimento inicial do projeto, assim como os *cash flows* atualizados das despesas de operação e manutenção e a energia gerada anualmente também atualizada à taxa de atualização, ou WACC neste caso. A equação é dada por 4.8

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.8)$$

Em que:

I_t , É o investimento no ano t

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

M_t , Corresponde aos gastos em operação e manutenção no ano t

F_t , Corresponde aos gastos em combustível no ano t

E_t , É a energia gerada no ano t

r , É a taxa de atualização

n , É a vida útil do projeto

Segundo [Agency, 2020], na energia eólica *onshore*, o valor médio do LCOE caiu de 0.36 €/kWh em 1983 para 0.054 €/kWh em 2017, ou seja, diminuiu 85%. Segundo a mesma fonte, os dados obtidos sugerem que quando a capacidade cumulativa da energia eólica *onshore* duplica, o LCOE cai 15%, devido ao menor impacto dos custos relacionados com O&M.

Capítulo 5

Caso de Estudo

Para análise deste tipo de projectos de investimento, foi necessário definir uma metodologia que implicou uma recolha e análise de vários dados relativos à utilização da energia eólica, nomeadamente, em Portugal. Os dados obtidos foram utilizados como base para toda a análise que se realizou, pois foi a partir deles que foram calculados indicadores do projeto.

Neste capítulo procede-se à explicação de como foram obtidos os dados usados na realização desta análise, assim como todos os passos dos cálculos efetuados e do tratamento dos dados.

5.1 Escolha do Local

De forma a identificar locais com maior recurso eólico disponível, foi realizada uma análise para os locais com maior velocidade de vento. Para tal foi utilizada a ferramenta *online Global Wind Atlas* (GWA) [Atlas, 2021a], devido à sua facilidade de utilização e clareza de resultados.

Esta ferramenta é grátis e baseada em ambiente *web*, desenvolvido para ajudar decisões políticas, investidores de energias eólicas, etc a identificar áreas de ventos fortes para a geração de energia eólica em praticamente qualquer lugar do mundo, e posteriormente realizar cálculos preliminares. O GWA possibilita consultas *online* e fornece conjuntos de dados para *download* gratuito [Atlas, 2021b].

O local escolhido para o estudo em causa foi a zona da Praia do Palheiro, no município de Cantanhede. É uma zona em que existe já um parque eólico em funcionamento, e o objectivo é viabilizar o potencial eólico da zona.

Na figura 5.1, está representado o mapa da velocidade média do vento a 50 metros de altura, no Município de Cantanhede

Esta ferramenta, embora tenha as suas vantagens, não deve ser usada para a previsão precisa do que uma turbina irá produzir, ou parques eólicos específicos. Pode contudo ser utilizada para o fornecimento de informação para preparar projetos ou mesmo para eventuais campanhas de medição.

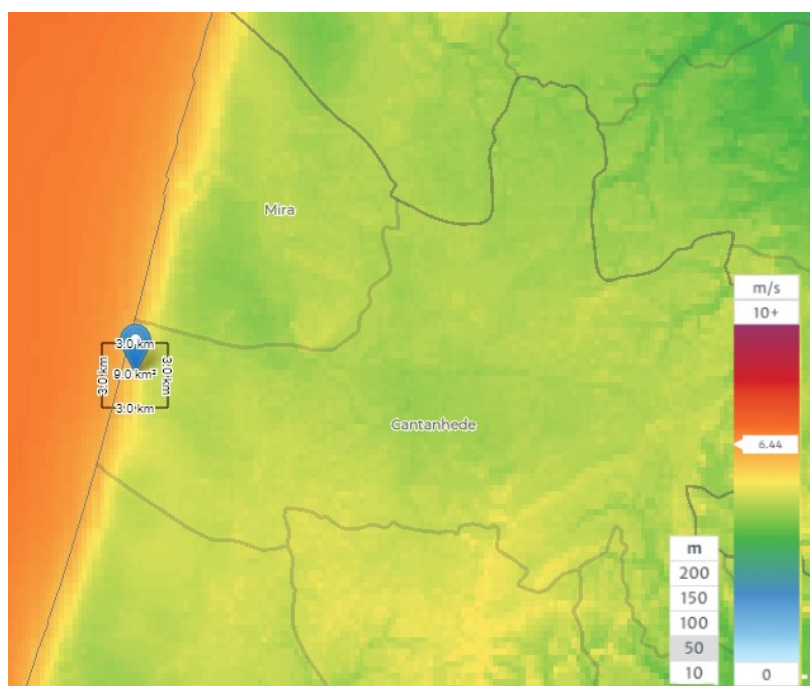


Figura 5.1: Velocidade média do vento a 50 metros no concelho de Cantanhede,[Atlas, 2021a].

5.2 Recolha de dados

5.2.1 Velocidade média do Vento

Através da aplicação e depois de escolhido o local, o GWA fornece-nos a informação detalhada do vento nesse local. Como se verifica na figura 5.2, o vento a 50 metros apresenta a velocidade média de 6.44 m/s e tem direção predominantemente vindo de norte, isto indica a direção para a qual devem ser instaladas as turbinas, ainda que hoje em dia as turbinas rodam sobre si próprias, tornando este dado não muito importante.

5.2.2 Preços de venda do MW/h

A obtenção dos preços de venda da eletricidade foi feita através da recolha e exportação de dados obtidos a partir do site da REN[REN, 2021], que contém os preços do mercado *spot* de eletricidade do MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade) para Portugal e Espanha. A partir desse *dataset*, obtive o preço médio relativo aos primeiros seis meses do ano de 2021 para 54.81€/MW.

5.2.2.1 Política energética

A política energética dos últimos anos seguiu uma estratégia orientada para a conciliação entre os mecanismos de mercado e a promoção dos valores da preservação ambiental, da sustentabilidade e da inovação tecnológica. Em resultado dessa estratégia, Portugal tem vindo a ascender a um patamar referencial no que diz respeito à utilização de energias renováveis e de tecnologias de ponta no setor eletroprodutor [DRE, 2021a].

Os custos associados à estratégia assim definida revestem, todavia, valores extremamente eleva-

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

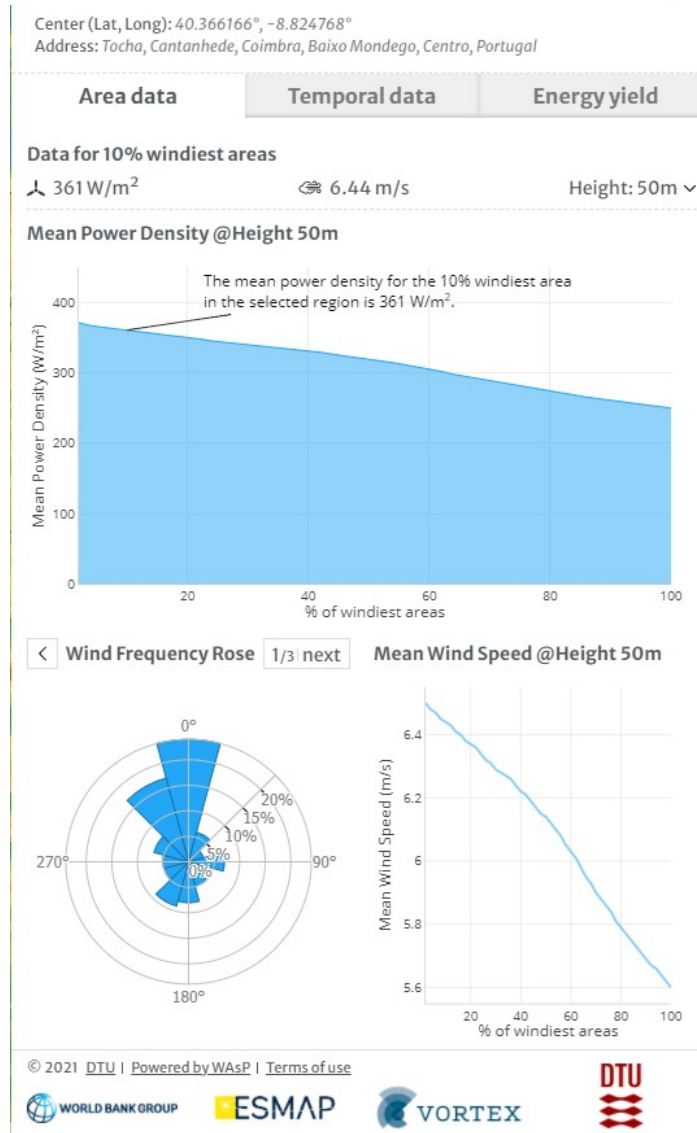


Figura 5.2: Caracterização do vento no local escolhido,[Atlas, 2021a].

dos, que se tornaram manifestamente inoportáveis, colocando problemas sérios no atual quadro económico e orçamental [DRE, 2021a].

Na linha dos compromissos assumidos no Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, celebrado em maio de 2011, entre o Estado Português, o Banco Central Europeu e a Comissão Europeia, foram, não obstante, encetadas conversações com a Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), que representa os interesses dos titulares de centros eletro-produtores a partir de fontes renováveis, com vista à densificação do enquadramento remuneratório aplicável às instalações eólicas existentes à data da entrada em vigor do Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro, publicado no Diário da República Eletrónico (DRE), após o decurso dos respetivos períodos de remuneração garantida, em termos passíveis de conjugar a resposta às referidas questões de segurança jurídica com o imperativo de promoção da sustentabilidade económica e social do SEN [DRE, 2021a].

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

No seguimento dessas conversações, e em conformidade com o acordo de princípio aí alcançado, o presente decreto-lei prevê a possibilidade de adesão por parte das referidas instalações a um de entre quatro regimes remuneratórios alternativos, destinados a vigorar por um período determinado, para além dos períodos de remuneração garantida. A adesão aos mencionados regimes remuneratórios, selecionados pelos titulares de cada instalação em função das suas particularidades, implica o pagamento de uma compensação anual destinada a contribuir para a sustentabilidade do SEN, permitindo, assim, preservar a estabilidade remuneratória dos centros eletroprodutores eólicos, ao mesmo tempo que assegura a mitigação do impacto na fatura energética dos sobrecustos anuais resultantes do apoio à produção de eletricidade a partir de fontes eólicas [DRE, 2021a].

Os regimes remuneratórios alternativos previstos no presente decreto-lei, assim como as principais soluções tendentes à sua concretização, já mereceram, na sequência de consulta promovida pela APREN, a concordância individual da generalidade dos promotores abrangidos, materializada numa declaração escrita de intenção de adesão a esses regimes [DRE, 2021a].

Complementarmente, o presente decreto-lei vem, pela primeira vez, estabelecer um prazo para a manutenção, quanto às PCH, das condições remuneratórias aplicáveis à data de entrada em vigor do Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro (prazo de 25 anos após a atribuição da respetiva licença de exploração), sem prejuízo do limite naturalmente imposto pela duração dos correspondentes títulos de utilização do domínio hídrico. A este respeito, tomou-se em consideração, seja na definição do referido limite temporal, seja na consagração da possibilidade de respetiva prorrogação, as exigências de tempo necessárias à recuperação e garantia de adequado retorno económico dos investimentos, à semelhança do que já tinha sido estabelecido no próprio Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro, relativamente às restantes tecnologias [DRE, 2021a].

O presente decreto-lei procede, por último, à introdução de mecanismos de flexibilidade no regime remuneratório aplicável à eletricidade produzida pelos centros eletroprodutores eólicos abrangidos pelo anexo II do Decreto-Lei n. 189/88, de 27 de maio, alterado pelos Decretos-Leis n.os 313/95, de 24 de novembro, 56/97, de 14 de março, 168/99, de 18 de maio, 312/2001, de 10 de dezembro, 339-C/2001, de 29 de dezembro, 33-A/2005, de 16 de fevereiro, e 225/2007, de 31 de maio, cuja capacidade de injeção de potência na rede tenha resultado de concursos públicos promovidos ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n. 312/2001, de 10 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro, que, sem prejuízo das condições económico-financeiras do SEN, pretendam melhor ajustar os regimes remuneratórios que lhes são aplicáveis às particularidades dos seus projetos [DRE, 2021a].

Concretamente, prevê-se a possibilidade de concessão de um período adicional de aplicação do regime de tarifa garantida aos referidos centros eletroprodutores, nas situações em que os respetivos titulares proponham uma redução da tarifa, que pode ser complementada ou substituída pelo pagamento de uma compensação, de forma a gerar, com o decurso do tempo e a evolução dos preços de mercado, benefícios para o SEN. Em alternativa à concessão desse período adicional, os centros eletroprodutores podem optar pela adesão a um dos regimes alternativos previstos para efeitos de remuneração das instalações eólicas existentes à data da entrada em vigor do Decreto-

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Lei n. 33-A/2005, de 16 de fevereiro, após o decurso dos respetivos períodos de remuneração garantida [DRE, 2021a].

5.2.3 Custos de Instalação

A energia eólica é uma das energias renováveis considerada mais *cost-effective* em termo de custo por kWh de eletricidade gerado [Agency, 2012]. Segundo a mesma fonte, os custos de construção de um parque eólico podem ser divididos em quatro componentes principais, como indicado na figura 5.3:

- Custo das turbinas - incluindo hélices, torre e transformador
- Custo de construção - para preparação do local e instalação das torres
- Custo de ligação à rede; - incluindo transformadores e subestações, assim como a ligação à distribuição local ou à rede
- Outros custos de capital; - incluindo a construção de edifícios, sistemas de controlo, projetos de consultoria, planificação, entre outros

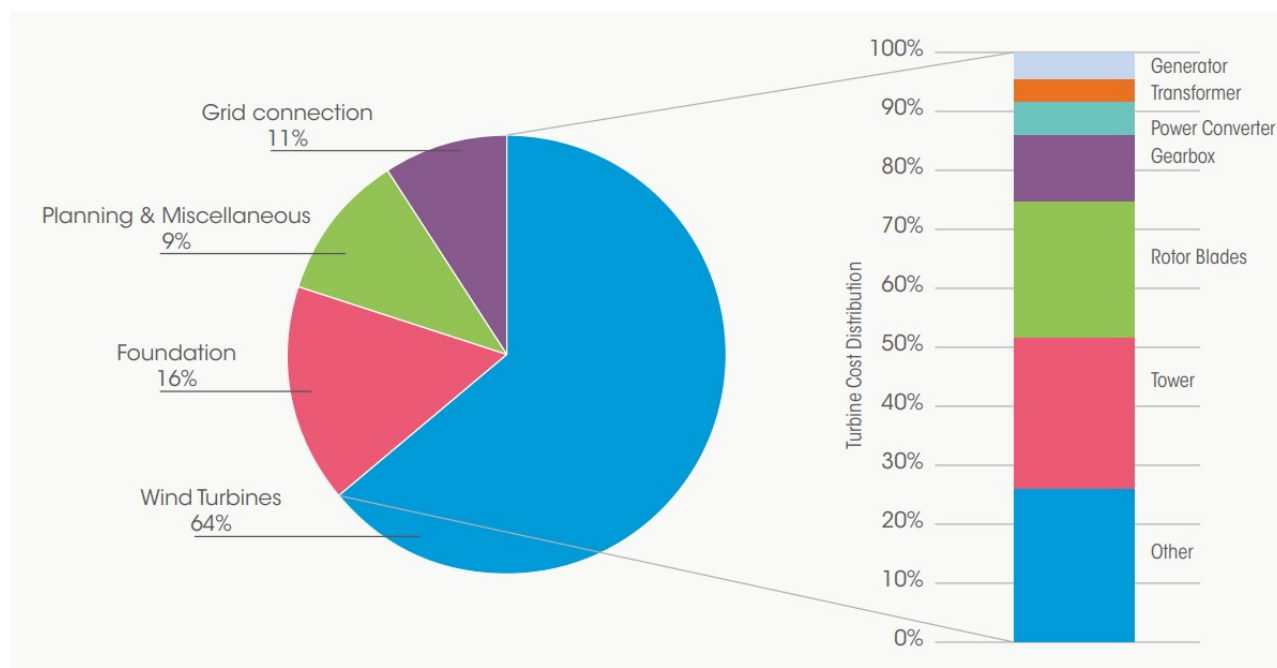


Figura 5.3: Estimativa da distribuição dos custos de construção de uma central de produção de energia eólica na Europa,[Agency, 2012].

No entanto a fonte [Agency, 2020], apresenta um preço indicativo por kW instalado, figura 5.4. Assim, segundo o autor, o preço por kW instalado tem vindo a baixar significativamente, tendo no últimos anos apresentado um declínio de 5% de ano para ano. Assim, partindo do valor de 2019, 1 473\$ USA / kW, vamos considerar para 2021 o valor de 1 329\$ USA, que ao câmbio do Banco de Portugal à data de 1/6/2021 equivale a 1 087€/kW. Chegamos então ao custo de instalação

equivalente a 1.087M€/MW.

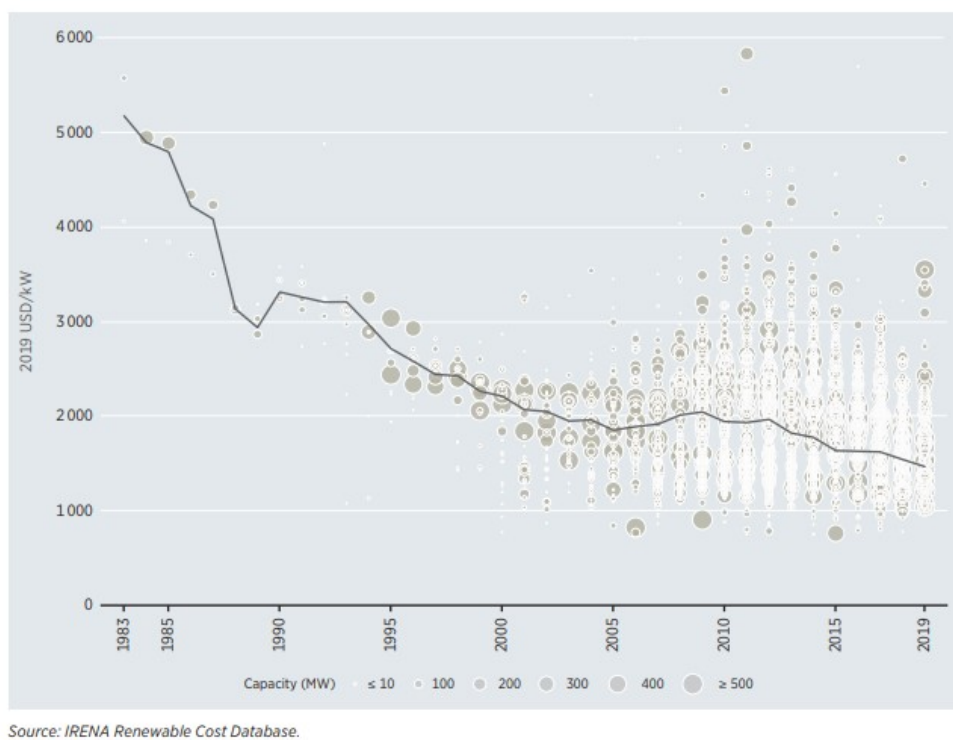


Figura 5.4: Custos totais de instalação de projetos eólicos *onshore* e a média ponderada global, 1983-2019,[Agency, 2020].

5.2.4 Operação e Manutenção

Os dados de *International Renewable Energy Agency* (IRENA) mostram uma tendência de queda observável nos custos de O&M - isto reflete a maturidade e competitividade do mercado. Os custos de O&M para energia eólica *onshore* variaram de US \$ 33 USD / kW por ano (na Dinamarca) a US \$ 56 USD / kW por ano (na Alemanha) - que é conhecido por ter custos de O&M da energia eólica *onshore* mais elevados do que a média. A diferença entre os preços do contrato e os custos de O&M do país observados são explicados pelas despesas adicionais, predominantemente operacionais, não coberto por contratos de serviço (por exemplo, seguro, pagamentos de arrendamento de terras, impostos locais, etc.)[Agency, 2012]. Para o caso de partida foi considerado uma média dos valores anteriores e transformado em Euros considerando assim um valor de 36 400€/MW/ano.

5.2.5 Seleção de Modelo de Turbina

Para a seleção do modelo de turbina a instalar no local de estudo, recorreu-se à base de dados fornecida pela *The Wind Power*, esta recompila informação sobre os fabricantes de turbinas eólicas a nível mundial, e fornece dados que permitem calcular as curvas de potência de cada turbina em função da velocidade do vento, os dados fornecidos pela [Intelligence, 2021a], podem ser vistos na tabela A.3.

No entanto estes dados são pagos, por isso para a seleção do modelo para o caso de estudo, foi tido

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

em conta apenas os dados grátis disponíveis para 5 modelos de turbinas de diferentes fabricantes, (disponível no anexo A.3).

Posteriormente foi aplicada a distribuição de Weibull para o local com os dados de vento fornecidos pelo GWA. a cada modelo, obtendo a energia anual total produzida por cada modelo, os dados são apresentados no gráfico da figura 5.6 e tabela 5.1.

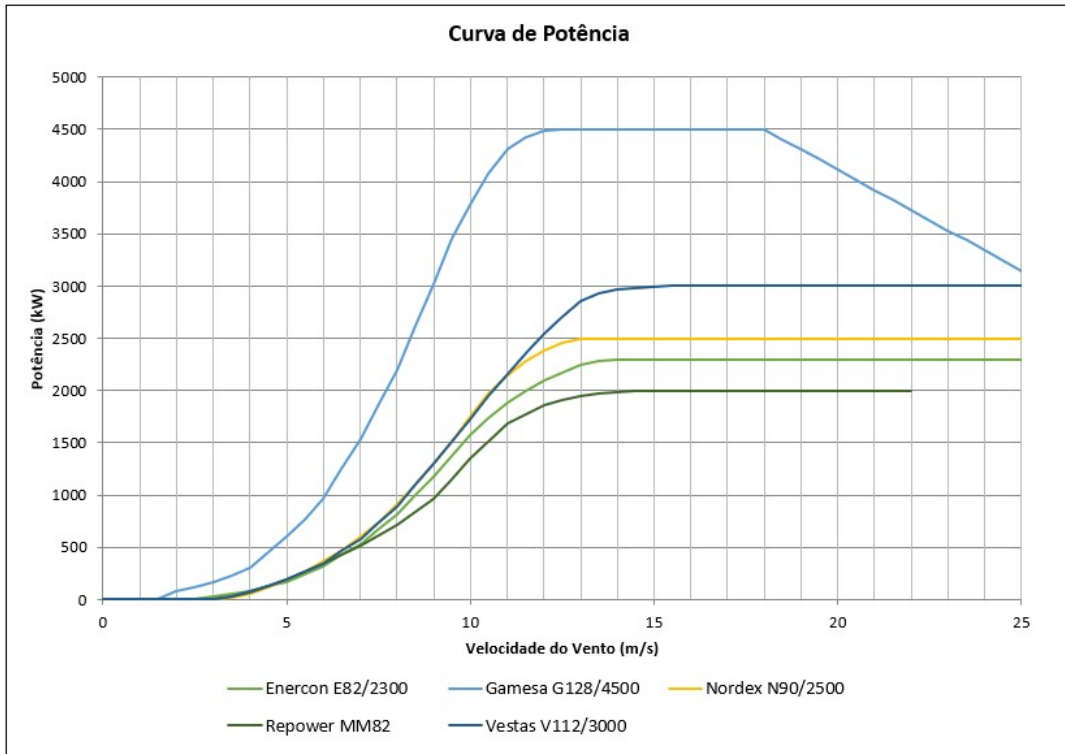


Figura 5.5: Curva de potência dos modelos de turbinas, Dados [Intelligence, 2021b].

Observando as curvas de potência na figura 5.5, facilmente se identifica o modelo da Gamesa G128/4.5 como sendo o que melhor desempenho poderá fornecer para velocidades inferiores à velocidade média do vento no local e que atinge a potência nominal com menor velocidade de vento. Relativamente ao gráfico da figura 5.6, podemos verificar igualmente que será o modelo que mais energia irá produzir anualmente.

Na figura 5.1, temos o quadro resumo dos modelos em estudo e tal como referido anteriormente o modelo da Gamesa é o que tem o melhor fator de capacidade, indicador este que é essencial nesta tomada de decisão.

Tabela 5.1: Comparação de modelos de turbinas.

Modelo Turbina	Potência nominal (MW)	Diâmetro do rotor (m)	Altura máxima (m)	Energia Anual Total (MW/Ano)	Fator Capacidade
Enercon E82/2300	2.3	82	138	8122	40%
Gamesa G128/4500	4.5	128	140	18383	47%
Nordex N90/2500	2.5	90	120	8635	39%
Repower MM82	2.05	82	100	6449	36%
Vestas V112/3000	3	112	119	9321	35%

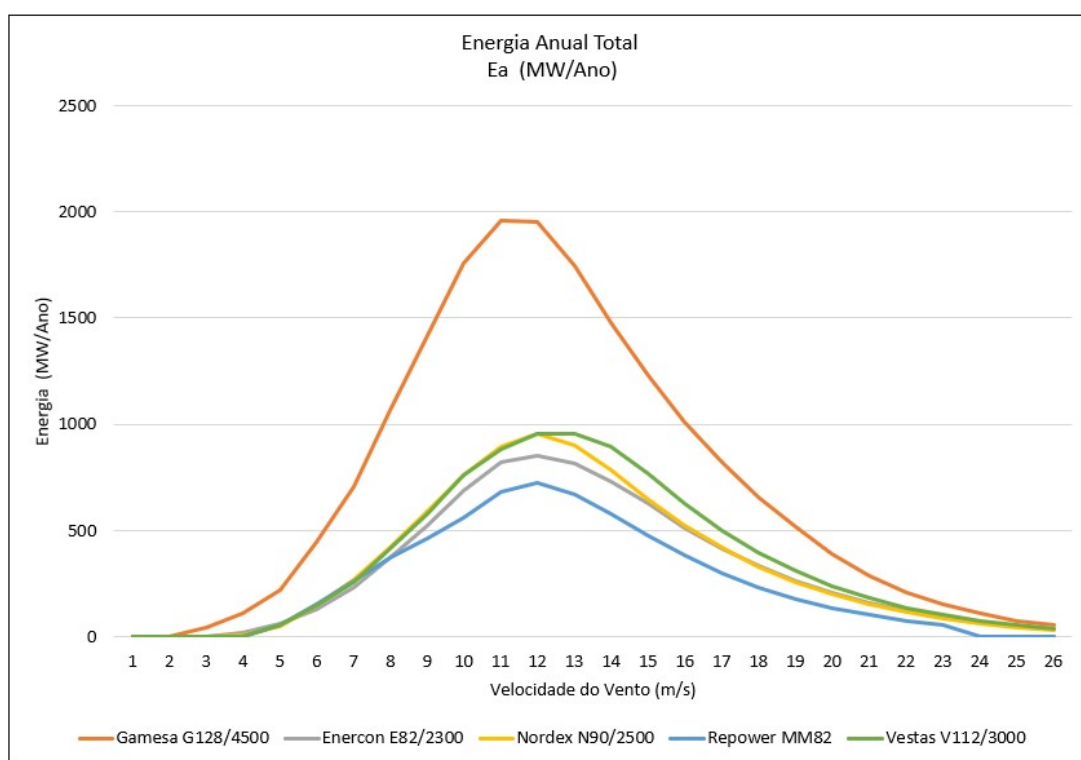


Figura 5.6: Energia anual produzida em função do vento, elaboração própria.

Capítulo 6

Resultados e Análises

6.1 Cenário Inicial

Após a análise técnica para selecionar o modelo de turbina a instalar, devemos realizar a análise económica e financeira do projeto. Consideramos então um empresa industrial que, durante o período do projeto em análise, não tem mais lucros além dos que se prevê conseguir com o projeto, que está sujeita a uma taxa de impostos sobre o resultado (Impostos Rendimentos Coletivos + Derramas) de 26%, as tributações autónomas venham a corresponder a 2% dos gastos e ainda a uma taxa de inflação anual estimada de 3%. A depreciação do projeto será feita de acordo com a norma expressa na tabela anexa ao Decreto Regulamentar n. 25/2009, de 14 de Setembro, que fixa os moldes que a depreciação dos aerogeradores (integrados no domínio do ativo fixo tangível) para o período de vida útil associado a tais equipamentos corresponderia a 16 anos, aplicando a taxa de depreciação correspondente de 6.25%/ano [DRE, 2021b]. O investimento será financiado de acordo com os dados referidos pelos quadros do setor [de Portugal, 2021a], sendo 29% de capital próprio e 71% de capital alheio financiado a uma taxa de juro efetiva global de 5.3%/ano, para o capital próprio é pretendida uma taxa de rentabilidade mínima de 15%/ano. A tabela 6.1 resume num quadro todos estes dados para cenário inicial.

6.1.1 Resultados

Após a programação do modelo numa folha de cálculo A.1, tendo em conta os aspetos mencionados anteriormente no cenário inicial, é obtido o resultado para a taxa de atualização a usar 7.1% e os resultados para os indicadores de avaliação do projeto.

Tabela 6.1: Condições iniciais de investimento

Investimento Inicial (i_0)	4 893 433 €
Capital Próprio (C_p) =	29%
Capitais Alheios (C_a)=	71%
Capital Próprio (C_p) =	1 423 989 €
taxa de rentabilidade /ano (i_p)=	15.0%
Capitais Alheios (C_a)=	3 469 444 €
Taxa de Juro emprestimo (i_a)=	5.3%
Periodo de análise (n_d)=	20 anos
Taxa de IRC + Derramas (t_i)=	26%
Tributação Autonoma (TA)=	2%
Taxa de inflação (i_f)=	3%

Tabela 6.2: Resultados dos indicadores no cenário inicial

Indicador	Resultado
Valor Líquido Atual (VLA)	1 359 850.63 €
Taxa interna de Rentabilidade (TIR)	10.8%
Período de retorno (Períodos)	11.7 anos
Índice de Rentabilidade (IR)	1.28
LCOE	0.036 €/kWh

A tabela 6.2 resume os indicadores em uso. Analisando caso a caso, verificamos o VAL é positivo com um valor de 1 359 850.63€, isto indica-nos que se irá obter retorno do investimento inicial atualizado às taxas indicadas, com uma TIR de 10.8%, índice de rentabilidade de 1.28 e o período de retorno do projeto estima-se em 11 anos e 8 meses.

Assim, com:

- $VAL \geq 0$
- $TIR < Ta$
- $IR > 1$

Consideramos o projeto financeiramente favorável, este será capaz de remunerar os capitais aplicados à taxa de atualização pretendida e ainda sobram benefícios líquidos de valor equivalente ao do VLA, conclui-se igualmente que a Ta máxima aceitável para este projeto será a de 10.8% (Valor da TIR, que anula o VAL). O LCOE está dentro dos valores de referência do percentil (5%) para os projetos semelhantes localizados na Europa [Agency, 2020].

6.2 Análise de sensibilidade

Prevedendo-se variações dos mercados e das condições definidas no cenário inicial, procedeu-se à alteração dos parâmetros definidos anteriormente de forma a analisar a dependência do projeto relativamente a cada variável, e desta forma poder garantir a robustez do projeto. Realizamos então uma análise de sensibilidade com o modelo criado em folha de cálculo, onde se simulou alterações às variáveis importantes do modelo.

6.2.1 Variação do capital Próprio / Alheio

Foram simulados vários cenários com variação de 10% cada um, entre o capital total próprio ou alheio, está resumido na tabela 6.3 e também no gráfico da figura 6.1 .

Como seria de esperar e sabendo que a taxa de de rentabilidade mínima exigida para o capital próprio é quase três vezes superior à taxa de juro do capital alheio, o projeto é mais rentável quanto maior for a percentagem de capital alheio. Para um investimento com 100% de capital alheio, taxa de actualização seria igual ao valor da taxa de juro do capital alheio, correspondente

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Tabela 6.3: Resultados dos indicadores em função das percentagens de capital.

Capital Próprio	Capitais Alheios	Taxa de Atualização	Taxa interna Rentabilidade (TIR)	Valor Liquido Atual (VLA)	Periodo de retorno (anos)	Índice de Rentabilidade (IR)	LCOE
100%	0%	15.0%	10.8%	- 1 027 862 €	-	0.79	0.05 €
90%	10%	13.9%	10.8%	- 792 403 €	-	0.84	0.05 €
80%	20%	12.8%	10.8%	- 531 302 €	-	0.89	0.05 €
70%	30%	11.7%	10.8%	- 240 821 €	-	0.95	0.04 €
60%	40%	10.6%	10.8%	83 432 €	17.83	1.02	0.04 €
50%	50%	9.5%	10.8%	446 637 €	14.84	1.09	0.04 €
40%	60%	8.4%	10.8%	854 918 €	13.09	1.17	0.04 €
30%	70%	7.2%	10.8%	1 315 543 €	11.82	1.27	0.04 €
20%	80%	6.1%	10.8%	1 837 165 €	10.84	1.38	0.03 €
10%	90%	5.0%	10.8%	2 430 116 €	10.04	1.50	0.03 €
0%	100%	3.9%	10.8%	3 106 784 €	9.39	1.63	0.03 €

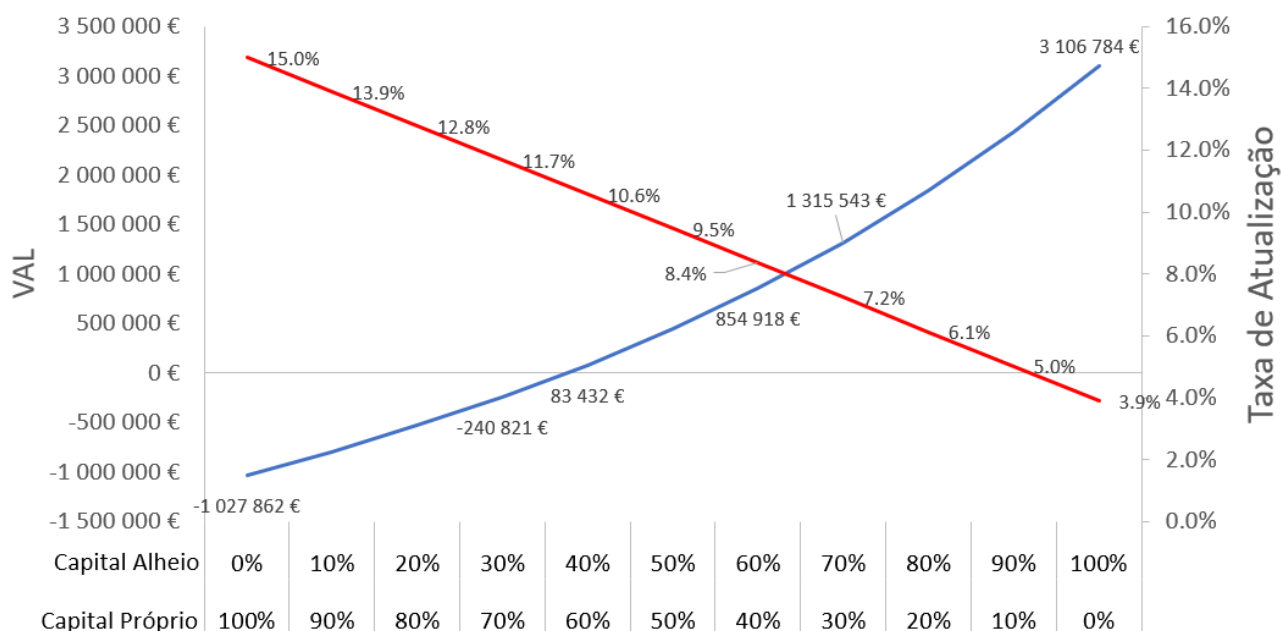


Figura 6.1: Resultados do VAL e da Taxa de Atualização função das percentagens de capital.

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Tabela 6.4: Resultados para a variação das taxas de atualização resumido

Taxa de rentabilidade (ip)		Taxa de Juro empréstimo (ia)		Taxa de Atualização	Taxa interna Rentabilidade	Valor Líquido Atual (€)	Período de retorno (anos)	Índice de Rentabilidade de (IR)	LCOE (€)
Variação	Valor	Variação	Valor						
-30%	10.5%	-30%	3.7%	5.0%	10.8%	2 446 023 €	10.0	1.50	0.033 €
0.0%	15.0%	0%	5.3%	7.1%	10.8%	1 359 851 €	11.7	1.28	0.036 €
30.0%	19.5%	30%	6.9%	9.3%	10.8%	506 759 €	14.5	1.10	0.039 €

a 3.9%, um VAL máximo de 3 106 783€, PR menor inferior a 10 anos, IR máximo de 1.63 e o menor custo de LCOE de 0.03€/kWh. O investimento torna-se mais atrativo, quanto menor for o capital próprio, isto deve-se como referido anteriormente ao valor da taxa de rentabilidade mínima exigida, ser muito superior à taxa de aquisição de capital alheio.

6.2.2 Variação da taxa de atualização - WACC

Para a análise da taxa de atualização, foi realizado uma variação ao cenário inicial de +/- 30% do valor das taxas de juros de capital alheio (*ia*), e a taxa de rentabilidade de capital próprio (*ip*) aplicadas no cenário inicial, variando assim a respetiva taxa de atualização (WACC), apresenta-se os resultados na tabela em anexo A.2. Como seria de esperar, quanto menor a taxa de atualização, melhor desempenho tem o projeto. Ao variar a taxa de rendimento de capital próprio (*ip*) e a taxa de juros de capital alheio, para um valor um valor 30% inferior ao cenário inicial, obtemos a menor taxa de atualização do projeto de valor 5.0%, criando um saldo atualizado do projeto (ou VAL) no valor máximo de 2 446 023€. Pelo lado contrário, quando maximizamos as taxas em mais 30% do valor inicial a taxa de atualização aumenta para 9.3%.

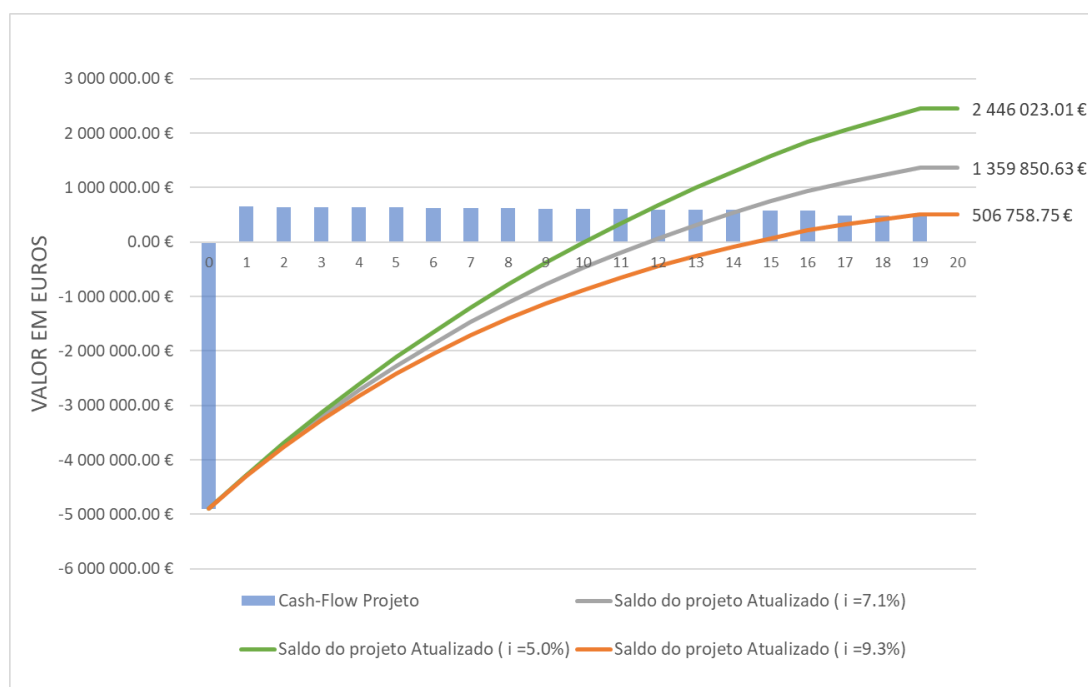


Figura 6.2: Variação do saldo final atualizado do projeto em função da taxa de atualização.

O gráfico da figura 6.2 e a tabela 6.4 resume, o cenário inicial e os valores mínimo e máximo obtidos para a taxa de atualização. As variações efectuadas, não fizeram com que a taxa de actu-

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Tabela 6.5: Resultados para a variação do preço de venda de MWh

Preço venda €/MWh	Taxa de Atualização	Taxa interna Rentabilidade	Valor Liquido Atual (€)	Periodo de retorno (anos)	Índice de Rentabilidade (IR)	LCOE (€)
54.81 €	7.1%	10.8%	1 359 850.63 €	11.73	1.28	0.036 €
74.00 €	7.1%	16.9%	3 905 622.80 €	7.34	1.80	0.036 €
86.00 €	7.1%	20.3%	5 497 585.38 €	5.97	2.12	0.036 €
98.00 €	7.1%	23.7%	7 089 547.96 €	5.05	2.45	0.036 €

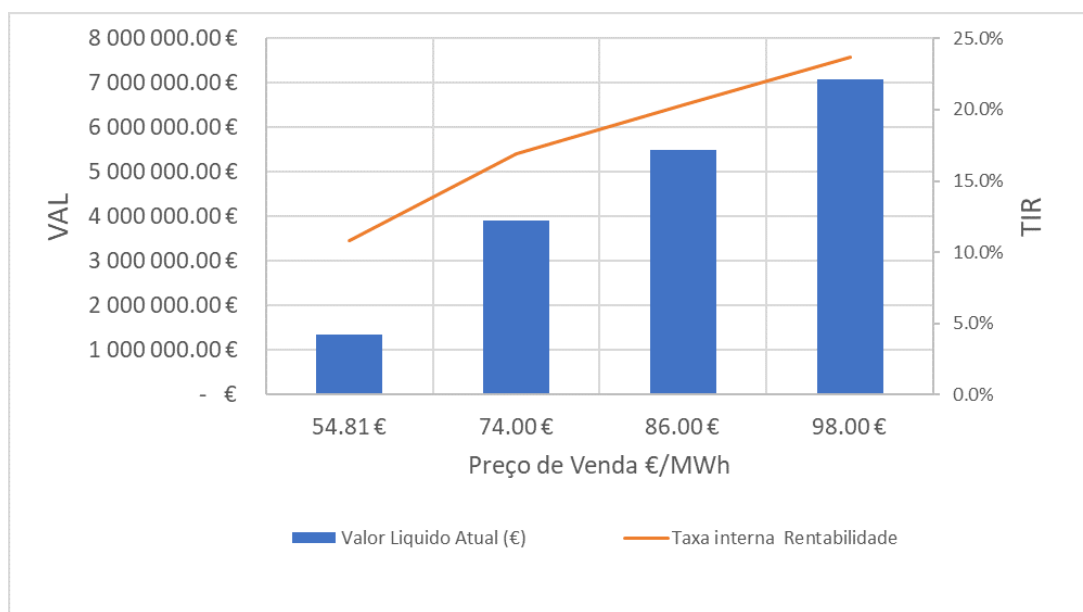


Figura 6.3: Resultados para a variação do VAL e TIR em função do preço de venda

alização seja superior ao valor da TIR, por isso o VAL continua sempre positivo, dando ideia de o projeto ser aceitável em qualquer dos cenários criados, no entanto olhando para valores absolutos é facilmente identificável que o melhor cenário será o que a taxa de atualização for menor, obtendo um valor para o VAL de 2 446 023€ e o menor período de retorno de 10 anos e o melhor índice de rentabilidade de 1.50, o LCOE, pouca variação sofre com este tipo de alterações na taxa de atualização.

6.2.3 Variação do preço de Venda

Para a análise com a variação do preço de venda de MWh, além do cenário inicial, foi utilizado o valor mínimo, médio e máximo dos valores garantidos com apoios estatais para a energia eólica, [DRE, 2021a]. Todos os restantes parâmetros foram mantidos. Após a alteração do preço de venda no modelo, obteve-se os valores apresentados no quadro da figura 6.5.

O preço de venda tem grande influência no valor do TIR e do VAL, observa-se que o crescimento do VAL e do TIR, não é linear consoante o aumento do preço de venda. Como seria de esperar o maior valor de venda presente no [DRE, 2021a], 98€/MWh é sinal de melhores indicadores de resultados para o projeto.

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Tabela 6.6: Resultados para a variação da velocidade média

Velocidade na altura de referência		Taxa de Atualização	Taxa interna Rentabilidade	Valor Líquido Atual (€)	Período de retorno (anos)	Índice de Rentabilidade (IR)	LCOE (€)
Variação	Velocidade (m/s)						
-10%	5.80	7.1%	8.7%	567 352.72 €	14.64	1.12	0.040 €
0%	6.44	7.1%	10.8%	1 359 850.63 €	11.73	1.28	0.036 €
+10%	7.08	7.1%	12.5%	2 005 397.46 €	10.14	1.41	0.033 €

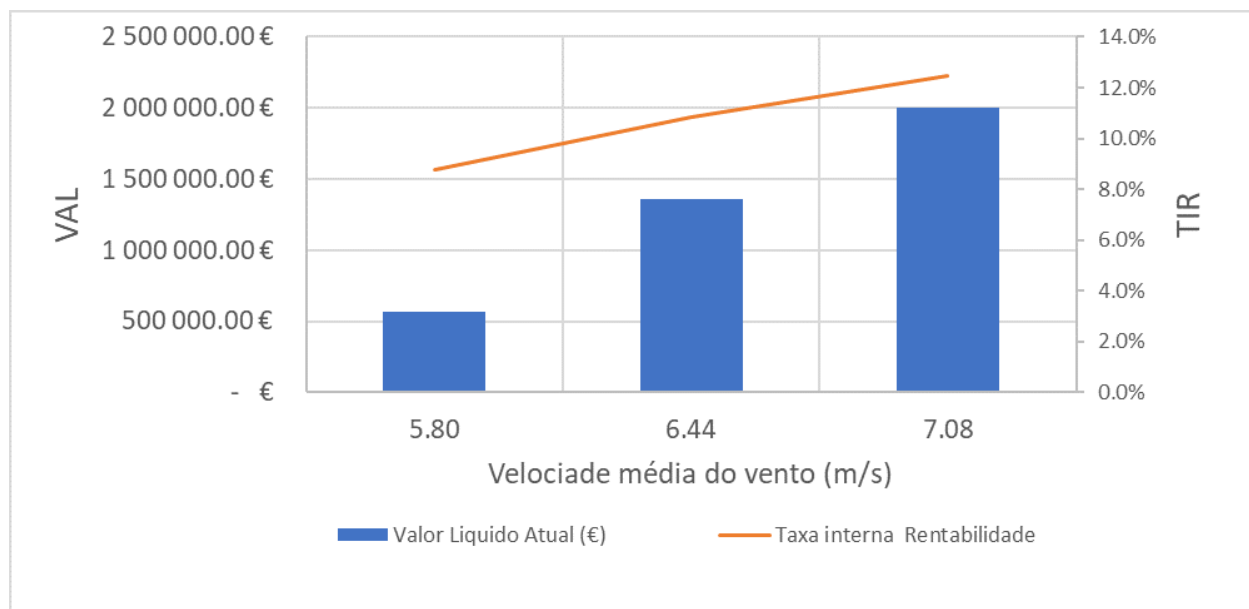


Figura 6.4: Resultados para a variação do VAL e TIR em função da velocidade média

A taxa de atualização e o LCOE, não dependem do valor de preço de venda.

6.2.4 Variação da velocidade média do Vento

Para a análise deste cenário, todos os valores de entrada do modelo, são os do cenário inicial, apenas partindo da velocidade média do vento na altura de referência de 6.44m/s foi simulado uma diminuição de 10% desse valor e posteriormente um aumento igualmente de 10% referente ao valor base. No quadro da figura 6.6.

Analisando o quadro da figura 6.6 e o gráfico da figura 6.3 pode-se observar que uma redução de 10% do valor médio da velocidade do vento, pode comprometer o projeto, pois o TIR aproxima-se bastante da taxa de atualização, o IR diminui para valores próximos de 1 e o LCOE também aumenta.

Pelo contrário um aumento de 10% da velocidade média na altura de referência (7.08m/s), melhora em muito os indicadores económicos do projeto. Este aumento traduz-se em uma variação da TIR em mais 1.7% e um crescimento do valor do VAL em 47% para um valor de 2 005 397€, o período de retorno reduz-se para 10.14 anos, IR passa a 1.41 e o LCOE reduz-se para 0.033€

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Tabela 6.7: Resultados para a variação do modelo de turbina

Modelo Turbina	Potência nominal (MW)	Fator Capacidade	Taxa de Atualização	Taxa interna Rentabilidade	Valor Líquido Atual (€)	Período de retorno (anos)	Índice de Rentabilidade (IR)	LCOE (€)
Enercon E82/2300	2.3	40%	7.1%	8.2%	191 205.32 €	15.63	1.08	0.042 €
Gamesa G128/4500	4.5	47%	7.1%	10.8%	1 359 850.63 €	11.73	1.28	0.036 €
Nordex N90/2500	2.5	39%	7.1%	7.8%	131 553.26 €	16.53	1.05	0.042 €
Repower MM82	2.05	36%	7.1%	6.2%	- 142 036.21 €	-	0.94	0.047 €
Vestas V112/3000	3	35%	7.1%	6.0%	- 253 942.87 €	-	0.92	0.047 €

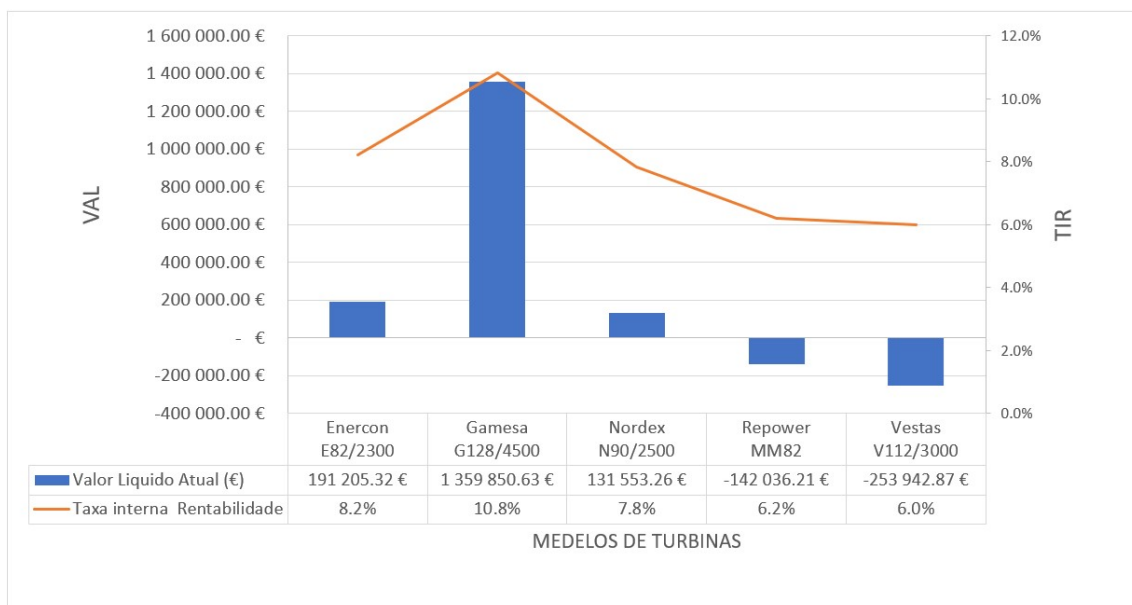


Figura 6.5: Resultados para a variação do VAL e TIR em função do modelo da turbina

6.2.5 Alteração do modelo de Eólica

Foi realizado também uma análise de sensibilidade para a variação da seleção do modelo de turbina, com os dados do cenário base foi criada a tabela 6.7, onde se resume os respetivos indicadores em uso no projeto.

Pela análise dos cenários criados, pode-se confirmar que o modelo que melhor desempenho dá ao projeto, é o modelo selecionado já anteriormente pelo fator de capacidade. É o GAMESA G128/4500 que melhor valor tem para a TIR, VAL, PR, IR e também para o LCOE, destaca-se consideravelmente dos restantes.

6.2.6 Variação do preço de O&M

Para a análise da dependência da viabilidade do projeto á alteração do custo de O&M (que é atualizado ao longo do projeto, à taxa de inflação do projeto), foi realizada a mesma metodologia das análises anteriores, foi criado a partir do cenário inicial seis variações ao custo de operação e manutenção, subindo e baixando em diversas percentagens até aos extremos de -50% e +50%.

Os dados presentes na tabela 6.8, indicam-nos que a variação nos custos de O&M influenciam diretamente o desempenho do projeto. A variação positiva ou negativa, altera aproximadamente

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Tabela 6.8: Resultados para a variação de custos de O&M

Variação de O&M		Taxa de Atualização	Taxa interna Rentabilidade	Valor Líquido Atual (€)	Período de retorno (anos)	Índice de Rentabilidade (IR)	LCOE (€)
Varição	O&M (€/MW/Year)						
-50%	€ 18 200	7.1%	12.8%	2 179 336 €	9.96	1.45	0.030 €
-10%	€ 32 761	7.1%	11.2%	1 523 748 €	11.32	1.31	0.035 €
-5%	€ 34 581	7.1%	11.0%	1 441 799 €	11.52	1.29	0.035 €
0%	€ 36 401	7.1%	10.8%	1 359 851 €	11.73	1.28	0.036 €
+5%	€ 38 221	7.1%	10.6%	1 277 902 €	11.94	1.26	0.036 €
+10%	€ 40 041	7.1%	10.4%	1 195 954 €	12.18	1.24	0.037 €
+50%	€ 54 601	7.1%	8.7%	540 366 €	14.56	1.11	0.041 €

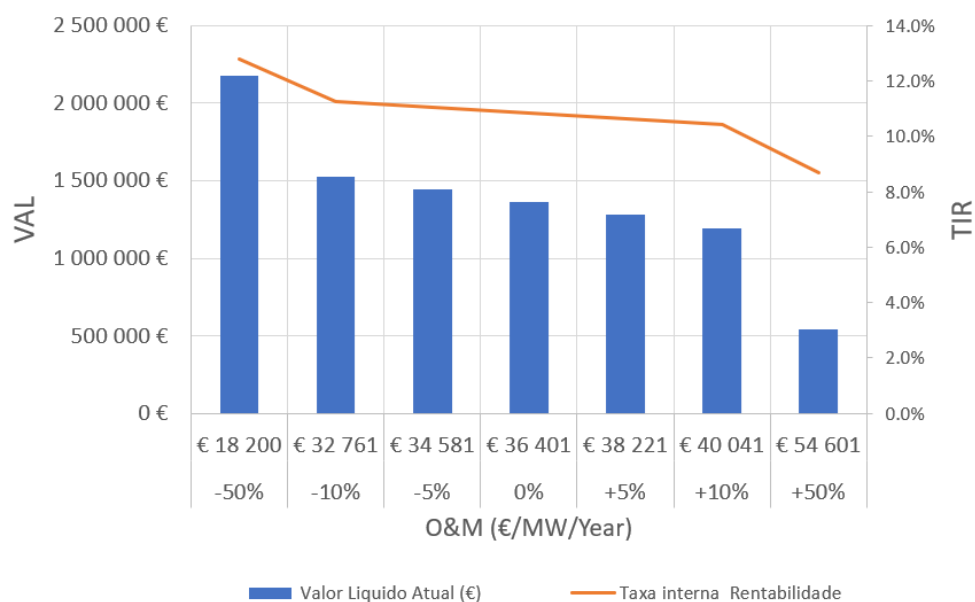


Figura 6.6: Resultados para a variação de VAL e TIR em função do custo de O&M

na mesma grandeza, sentido e percentagem do resultado do VAL. Ainda assim, torna-se mais crítico quanto mais sobem os custos. Pelos dados, pode-se observar que a subida maior a 10% nos custos, pode tornar o projeto inviável, pois aproxima muito a TIR a 10%, valor pelo qual normalmente se torna arriscado iniciar um projeto.

Capítulo 7

Discussão

O vento, como a fonte de energia desta tecnologia renovável, deve ser, caracterizado e avaliados de forma imprescindível. Devido ao carácter intermitente é fundamental conhecer a sua previsão para um determinado horizonte temporal.

A escolha do local a instalar a turbina eólica, é de extrema importância, pois a orografia do local e a exposição aos ventos predominantes é o que vai permitir definir qual o equipamento mais indicado para cada local. O caso de estudo, focou-se num local na orla costeira do concelho de Cantanhede, zona de floresta e dunas.

Tal como referido na demonstração do cálculo da potência que pode ser retirada do vento, esta apresenta uma dependência cúbica da velocidade do vento, justificando assim o quanto o projeto está exposto ao fator vento.

Tendo em consideração o fator de capacidade calculado foi possível selecionar o equipamento mais eficiente, para o projeto, sendo o modelo G128/4500 da Gamesa, com potência nominal de 4.5MW e diâmetro de rotor de 128m, a energia anual gerada por este modelo rondará os 18 383MW. Esta escolha é fundamental para ajustar a turbina à disponibilidade do vento. Uma escolha errada pode comprometer totalmente o projeto, como se pode verificar na tabela 6.7, o modelo V112/3000 do fabricante Vestas, tornaria o VAL negativo, índice de rentabilidade inferior a 1 período de retorno, superior a vida útil do projeto.

Após o processo de estudo para definição do projeto a investir (escolha do local, preços de venda, custos de instalação, custos de operação e manutenção, seleção do modelo) torna-se evidente durante a análise económica e financeira do projeto que todos estes dados devem ser minuciosamente estudados e são importantes para o sucesso do projeto.

Na análise económico-financeira, recorreu-se a valores atuais de turbinas eólicas e obteve-se os custos associados a este tipo de tecnologia incluindo os custos de O&M. Calcularam-se os principais critérios de decisão económicos e financeiros tais como o VLA, a TIR, a WACC, o Período de Retorno (PR) e o IR.

No cenário inicial, o projeto foi simulado tendo em conta o preço médio de venda de energia sem nenhum tipo de apoio externo. Observa-se que o projeto seria viável face às exigências do investidor no que toca à rentabilidade do investimento de capital próprio, no entanto o valor do TIR está muito próximo de 10%. Por norma valores de TIR inferiores a 10% não são muito

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

convindicativos ao investidor, dado a existência de riscos externos imprevisíveis.

Preparou-se uma análise de sensibilidade de forma a estudar a exposição do projeto às diversas variáveis. Dado a exigência da rentabilidade de capital próprio, a tomada de decisão relativamente à percentagem de capital próprio versus capital alheio, torna-se muito importante. Esta decisão afeta diretamente a viabilidade do projeto, pois investimentos de capital próprio superiores a 70% tornam o indicador de VLA negativo e igualmente o IR. Estes valores aproximam-se dos dados referidos pelos quadros do setor [de Portugal, 2021a].

A variação das taxas de atualização, tornam-se importantes, mas não críticas comparando com as percentagens de capital investido. Pois considerando que as taxas de rentabilidade de capital próprio e taxas de juro de capital alheio, possam variar até +/- 30% no pior dos cenários em que ambas as taxas sobem 30%, o projeto, ainda que com algum risco associado, teoricamente é viável mas não muito atrativo, atingindo um IR de 1.10, um PR quase a 75% da vida útil do projeto, mas mantendo o VLA em valores positivos. Caso o rendimento pretendido do capital próprio e o esforço da taxa de juro de capital alheio reduzam 30% o projeto apresentaria menor risco, obtendo-se o IR de 1.5 e o PR reduziria para 50% (10 anos) da vida útil do projeto. Passando o valor do VLA para quase cinco vezes maior que o da situação anterior.

Tanto na variação do capital e na variação das taxas de juros e rentabilidade, a TIR não é alterada. Não está exposta a estas variáveis, como pode ser observado na figura 6.4.

Sabendo que a fonte de rendimento deste tipo de projetos é a venda de energia e esta é produzida pelo vento. Então é óbvio que sem vento não há energia, e que sem energia não há nada para vender, assim estas duas variáveis serão as mais importantes para o projeto.

Com o objetivo de incentivar este tipo de produção de energia são proporcionados aos investidores meios de incentivos ao crescimento e expansão do mercado eólico. Estes meios são evidenciados sob forma de subsídios aumentando o valor do preço de venda de MWh, vigente para produtores em regime especial. Na análise de sensibilidade do projeto relativamente à exposição do preço de venda, facilmente se identifica que quanto maior o preço de venda, mais atrativo se torna o investimento. Sendo, a par com a velocidade média do vento no local os fatores mais importantes para a tomada de decisão da viabilidade do projeto. Com a aplicação destes incentivos nos últimos anos verificou-se um aumento progressivo da capacidade de energia eólica instalada, tal como indicado na figura 3.1. Vemos ainda que uma variação de apenas -10% na velocidade média do vento, pode comprometer a viabilidade do projeto, levando a TIR para valores inferiores a 10% e reduzindo o valor da VLA em torno a 49% e aumentando o PR para 75% da vida útil do projeto.

Relativamente aos custos de O&M estes caso tenham uma variação inferior ao intervalo de +/-10% não se tornam fatores importantes para o projeto.

Capítulo 8

Conclusão

A construção de novos parques eólicos, traz grandes impactos à zona de instalação. Criando normalmente um receio à população, devido às alterações que vai causar definitivamente a nível de impacto ambiental. No entanto estes parques acabam por ser aceites pela população [Dugstad et al., 2020].

Apesar de não controlarmos as fontes de energia renováveis, a flexibilidade do setor, independentemente da volatilidade, começa a dar passos cada vez mais largos. Essa flexibilidade é a solução para dar resposta instantânea da energia quando dela precisamos, só que, neste caso, apenas com soluções de energia renovável. Acontece que esta transição pode não ser tão flexível quanto parece. No caso em que se prescindiu de centrais térmicas e substituí-las pelas centrais de energia renovável - que são energias rebeldes e muito voláteis.

Enquanto as centrais térmicas conseguem igualar a produção ao consumo ao milésimo de segundo, com um sincronismo perfeito, as renováveis, por serem incontroláveis, não conseguem dar garantia dessa sincronia. Apesar disso, os números defendem cada vez mais que a produção da energia tem vindo a ser dominada inegavelmente pelas energias de fontes renováveis.

Os parques eólicos têm sido um dos grandes responsáveis para a obtenção das metas definidas para as energias renováveis, estas são uma das principais estratégias de combate às alterações climáticas e na transição para uma economia mais baixa em carbono.

Por norma o investimento feito para este tipo de projecto obtém retorno, desde que bem escolhido o local (existência de vento constante), com o preço de venda indexado ao preço definido no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

No entanto caso não exista apoios públicos em forma de subsídios, estes projectos não são tão atrativos aos investidores, pois como foi visto o preço de venda de energia é um fator decisivo para a rentabilidade do investimento.

A energia eólica irá obter um impacto cada vez maior no nível de flexibilidade das redes, ao nível que esta for aumentando a seu peso no sistema.

Como propostas para estudos futuros, propõe-se analisar a viabilidade do aproveitamento do excedente da produção de energia eólica para a produção de hidrogénio verde, de forma a poder armazenar esse excedente de energia.

Referências

- [Agency, 2012] Agency, I. I. R. E. (2012). *Wind Power - RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES 1*. Abu Dhabi. xi, 23, 29, 30
- [Agency, 2020] Agency, I. I. R. E. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Abu Dhabi. xi, 24, 29, 30, 34
- [Almeida, 2020] Almeida, J. A. (2020). *Apontamentos da disciplina - Avaliação e Gestão de Riscos*. IPC-ISEC. 17, 20, 21, 22, 23
- [Antunes, 2016] Antunes, F. J. P. (2016). *Desenvolvimento Actual e Perspectivas Futuras da Energia Eólica Offshore em Portugal*. PhD thesis, Universidade Nova de Lisboa. 1
- [Atlas, 2021a] Atlas, G. W. (2021a). *Global wind atlas*. xi, 25, 26, 27
- [Atlas, 2021b] Atlas, G. W. (2021b). *Introduction*. 25
- [das Energias Renováveis, 2009] das Energias Renováveis, P. (2009). *Energia eólica - projectos em portugal*. 7
- [de Portugal, 2021a] de Portugal, B. (2021a). *Quadros do setor*. xi, 18, 19, 20, 33, 42
- [de Portugal, 2021b] de Portugal, E. E. (2021b). *Energias endógenas de portugal - base de dados de fontes renováveis de energia*. xi, xiii, 7, 8
- [DRE, 2021a] DRE (2021a). *Diário da república electrónico*. 26, 27, 28, 29, 37
- [DRE, 2021b] DRE (2021b). *Diário da república electrónico*. 33
- [Dugstad et al., 2020] Dugstad, A., Grimsrud, K., Kipperberg, G., Lindhjem, H., and Navrud, S. (2020). *Acceptance of wind power development and exposure not-in-anybody's-backyard*. *Energy Policy*, 147:111780. xi, 5, 43
- [e Aduaneira, 2021] e Aduaneira, A. T. (2021). *Autoridade tributária e aduaneira*. 18
- [Esteves Simões, 2004] Esteves Simões, T. (2004). *Base de Dados do Potencial energético do Vento em Portugal Metodologia e Desenvolvimento*. PhD thesis, Faculdade de Ciências - Universidade de Lisboa. 9
- [Estevão, 2016] Estevão, T. (2016). *Energia Eólica: Viabilidade Técnica e Económico-Financeira*. PhD thesis, Universidade Federal de Ouro Preto. xi, 17

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

- [Grah et al., 2014] Grah, V., Ponciano, I., and Botrel, T. (2014). Potential for wind energy generation in piracicaba, sp, brazil. *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, 18:559–564. 3
- [Intelligence, 2021a] Intelligence, T. W. P. W. E. M. (2021a). Power curves database. xi, 30, 52
- [Intelligence, 2021b] Intelligence, T. W. P. W. E. M. (2021b). The wind power. xi, 31
- [Kalmikov, 2017] Kalmikov, A. (2017). Chapter 2 - wind power fundamentals. In Letcher, T. M., editor, *Wind Energy Engineering*, pages 17–24. Academic Press. xi, 11, 12, 13
- [Lopes, 2009] Lopes, A. M. (2009). *Produção Eólica e Enquadramento Técnico-Económico em Portugal*. Universidade do Porto. xiii, 4, 5, 10, 11, 13, 15, 16
- [Manwell and McGowan, 2009] Manwell, J. F. and McGowan, J. G. (2009). *WIND ENERGY EXPLAINED - Theory, Design and Application*. ISBN 978-0-470-01500-1. John Wiley & Sons Ltd. 9
- [Pilpola and Lund, 2019] Pilpola, S. and Lund, P. D. (2019). Different flexibility options for better system integration of wind power. *Energy Strategy Reviews*, 26:100368. 1
- [REN, 2021] REN (2021). Rede eléctrica de portugal -sistema de informação de mercados de energia. 26
- [Renováveis, 2021] Renováveis, P. E. E. (2021). Já conhece a maior e mais potente turbina eólica do mundo? 9
- [Ribeiro, 2018] Ribeiro, F. T. (2018). *Avaliação da viabilidade económico-financeira de uma produção a partir de fontes de energias renováveis em mercado*. PhD thesis, Universidade do Porto. 4, 14, 18, 20, 21, 22
- [Rosas et al., 2003] Rosas, P. A. C., Estanqueiro, A. I., and de Lemos Pereira, A. (2003). Guia de projeto eléctrico de centrais eólicas. *EAFa d. L. Pereira;(Ed.)*, 1. 3, 14, 15
- [Soares, 2012] Soares, I. e. A. (2012). *Decisões de Investimento - Análise Financeira de Projetos (3rd ed.)*. Lisboa: Edições Sílabo, Lda. 22, 23
- [Söder et al., 2020] Söder, L., Tómasson, E., Estanqueiro, A., Flynn, D., Hodge, B.-M., Kiviluoma, J., Korpås, M., Neau, E., Couto, A., Pudjianto, D., Strbac, G., Burke, D., Gómez, T., Das, K., Cutululis, N. A., Van Hertem, D., Höschle, H., Matevosyan, J., von Roon, S., Carlini, E. M., Caprabanca, M., and de Vries, L. (2020). Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 119:109540. 3

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

[Talaia, 2010] Talaia, M. A. (2010). *Analysis of wind power potential of a region of Aveiro, Portugal*. ISSN: 1790-5079. Department of Physics - University of Aveiro. (último acesso 2021-05-24). 3, 13

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

Apêndice A

Anexos

A.1 Modelo de cálculo

Ano:	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investimentos	4 893 432,52 €																				
Rendimentos Obtidos com a exploração (R)		938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046	938046
Gastos de exploração (G)		163804	168718	173779	178993	184362	189893	195590	201458	207502	213727	220138	226743	233545	240551	247768	255201	262857	270743	278865	287231
Tributação Autónomas (TA)	0	3276	3374	3476	3580	3687	3798	3912	4029	4150	4275	4403	4535	4671	4811	4955	5104	5257	5415	5577	5745
Cash-Flow Operacional (CF _o)	0	770966	765954	760791	755473	749996	744354	738544	732559	726394	720045	713505	706768	699830	692683	685323	677741	669932	661888	653604	645070
Depreciações (D)	0	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840	305840
A Empresa NÃO tem mais lucros - IRC max	0	201303	200025	198709	197354	195958	194520	193038	191513	189941	188323	186656	184939	183170	181349	179472	177540	175549	173499	171387	169212
IRC max	Selezione	opção	na	célula	verde																
Regime simplificado de Tributação - IRC max	0	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892	243892
Restante atividade dá prejuizo-IRC max	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A Empresa NÃO tem mais lucros - IRC max	0	201303	200025	198709	197354	195958	194520	193038	191513	189941	188323	186656	184939	183170	181349	179472	177540	175549	173499	171387	169212
A Empresa TEM mais lucros - IRC max	0	201303	200025	198709	197354	195958	194520	193038	191513	189941	188323	186656	184939	183170	181349	179472	177540	175549	173499	171387	169212
A Empresa NÃO tem mais lucros - PFD	0	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	0	0	0
PFD	Selezione	opção	na	célula	verde																
Regime simplificado de Tributação - PFD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Restante atividade dá prejuizo- PFD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A Empresa NÃO tem mais lucros - PFD	0	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	0	0	0
A Empresa TEM mais lucros - PFD	0	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	79518	0	0	0
Cash-Flow Exploração (CF)	0	649181	645447	641600	637638	633557	629353	625024	620564	615971	611240	606367	601348	596178	590853	585369	579720	494383	488390	482217	475858

Taxa de Atualização -Preços Constantes (WACC)	7.15%
---	-------

Saldo do projeto Atualizado (SK)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Saldo do projeto Atualizado (SK)	-4893433	-4287546	-3725320	-3203717	-2719907	-2271253	-1855298	-1469755	-1112491	-781522	-474998	-191198	71484	314538	539358	747235	939377	1092307	1233308	1363242	1359851
Cash-Flow Atualizado Projeto	-4893433	649181	645447	641600	637638	633557	629353	625024	620564	615971	611240	606367	601348	596178	590853	585369	579720	494383	488390	482217	-13485

Valor Líquido Atual (VLA)	1 359 850,63 €
Taxa interna Rentabilidade (TIR)	10,8%
Período de retorno (Períodos)	11,7279
Anos	11
Meses	8
Dias	22
Índice de Rentabilidade (IR)	1,28
LCOE=	0,036 €

O VAL é de 1359850,6 €, superior a 0. O projeto é financeiramente favorável, será capaz de remunerar os capitais aplicados à taxa de atualização pretendida e ainda sobram benefícios líquidos de valor equivalente ao do VLA.

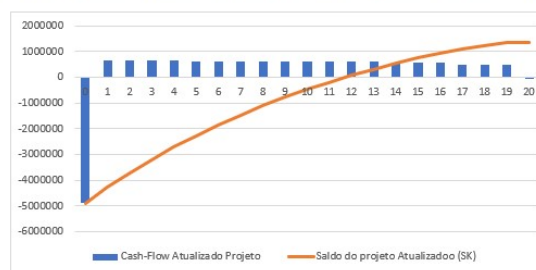


Figura A.1: Modelo de cálculo para o cenário inicial.

Análise Económico-Financeira de Instalação de Turbina Eólica

A.2 Variação da taxa de atualização

Taxa de rentabilidade (ip)		Taxa de Juro emprestimo (ia)		Taxa de Atualização	Taxa interna Rentabilidade	Valor Liquido Atual (€)	Período de retorno (anos)	Índice de Rentabilidade (IR)	LCOE (€)
Variação	Valor	Variação	Valor						
-30%	10.5%	-30%	3.7%	5.0%	10.8%	2446023	10.0	1.50	0.033
-30%	10.5%	-20%	4.2%	5.3%	10.8%	2289324	10.2	1.47	0.033
-30%	10.5%	-10%	4.8%	5.6%	10.8%	2137699	10.4	1.44	0.033
-30%	10.5%	0%	5.3%	5.8%	10.8%	1990948	10.6	1.41	0.034
-30%	10.5%	10%	5.8%	6.1%	10.8%	1848878	10.8	1.38	0.034
-30%	10.5%	20%	6.4%	6.4%	10.8%	1711308	11.0	1.35	0.035
-30%	10.5%	30%	6.9%	6.7%	10.8%	1578062	11.3	1.32	0.035
-20.0%	12.0%	-30%	3.7%	5.4%	10.8%	2202327	10.3	1.45	0.033
-20.0%	12.0%	-20%	4.2%	5.7%	10.8%	2053503	10.5	1.42	0.034
-20.0%	12.0%	-10%	4.8%	6.0%	10.8%	1909442	10.7	1.39	0.034
-20.0%	12.0%	0%	5.3%	6.3%	10.8%	1769958	10.9	1.36	0.035
-20.0%	12.0%	10%	5.8%	6.6%	10.8%	1634872	11.2	1.33	0.035
-20.0%	12.0%	20%	6.4%	6.8%	10.8%	1504015	11.4	1.31	0.035
-20.0%	12.0%	30%	6.9%	7.1%	10.8%	1377224	11.7	1.28	0.036
-10.0%	13.5%	-30%	3.7%	5.9%	10.8%	1970852	10.6	1.40	0.034
-10.0%	13.5%	-20%	4.2%	6.2%	10.8%	1829421	10.9	1.37	0.034
-10.0%	13.5%	-10%	4.8%	6.4%	10.8%	1692465	11.1	1.35	0.035
-10.0%	13.5%	0%	5.3%	6.7%	10.8%	1559809	11.3	1.32	0.035
-10.0%	13.5%	10%	5.8%	7.0%	10.8%	1431288	11.6	1.29	0.036
-10.0%	13.5%	20%	6.4%	7.3%	10.8%	1306742	11.8	1.27	0.036
-10.0%	13.5%	30%	6.9%	7.5%	10.8%	1186022	12.1	1.24	0.037
0.0%	15.0%	-30%	3.7%	6.3%	10.8%	1750853	11.0	1.36	0.035
0.0%	15.0%	-20%	4.2%	6.6%	10.8%	1616368	11.2	1.33	0.035
0.0%	15.0%	-10%	4.8%	6.9%	10.8%	1486087	11.5	1.30	0.035
0.0%	15.0%	0%	5.3%	7.1%	10.8%	1359851	11.7	1.28	0.036
0.0%	15.0%	10%	5.8%	7.4%	10.8%	1237502	12.0	1.25	0.036
0.0%	15.0%	20%	6.4%	7.7%	10.8%	1118895	12.3	1.23	0.037
0.0%	15.0%	30%	6.9%	8.0%	10.8%	1003887	12.6	1.21	0.037
10.0%	16.5%	-30%	3.7%	6.7%	10.8%	1541636	11.4	1.32	0.035
10.0%	16.5%	-20%	4.2%	7.0%	10.8%	1413679	11.6	1.29	0.036
10.0%	16.5%	-10%	4.8%	7.3%	10.8%	1289676	11.9	1.26	0.036
10.0%	16.5%	0%	5.3%	7.6%	10.8%	1169477	12.2	1.24	0.037
10.0%	16.5%	10%	5.8%	7.9%	10.8%	1052937	12.5	1.22	0.037
10.0%	16.5%	20%	6.4%	8.1%	10.8%	939919	12.8	1.19	0.037
10.0%	16.5%	30%	6.9%	8.4%	10.8%	830290	13.2	1.17	0.038
20.0%	18.0%	-30%	3.7%	7.2%	10.8%	1342553	11.8	1.27	0.036
20.0%	18.0%	-20%	4.2%	7.5%	10.8%	1220736	12.0	1.25	0.036
20.0%	18.0%	-10%	4.8%	7.7%	10.8%	1102639	12.4	1.23	0.037
20.0%	18.0%	0%	5.3%	8.0%	10.8%	988122	12.7	1.20	0.037
20.0%	18.0%	10%	5.8%	8.3%	10.8%	877050	13.0	1.18	0.038
20.0%	18.0%	20%	6.4%	8.6%	10.8%	769296	13.4	1.16	0.038
20.0%	18.0%	30%	6.9%	8.9%	10.8%	664734	13.8	1.14	0.039
30.0%	19.5%	-30%	3.7%	7.6%	10.8%	1153003	12.2	1.24	0.037
30.0%	19.5%	-20%	4.2%	7.9%	10.8%	1036963	12.5	1.21	0.037
30.0%	19.5%	-10%	4.8%	8.2%	10.8%	924425	12.9	1.19	0.038
30.0%	19.5%	0%	5.3%	8.5%	10.8%	815259	13.2	1.17	0.038
30.0%	19.5%	10%	5.8%	8.7%	10.8%	709338	13.6	1.14	0.038
30.0%	19.5%	20%	6.4%	9.0%	10.8%	606543	14.1	1.12	0.039
30.0%	19.5%	30%	6.9%	9.3%	10.8%	506759	14.5	1.10	0.039

Figura A.2: Resultados para a variação das taxas de atualização.

A.3 Dados das curvas de potência das turbinas

Man. ID	Manufacturer internal ID																		
Manufacturer Name	Manufacturer name																		
Turb. ID	Turbine internal ID																		
Turbine Name	Turbine name																		
Power (kW) at wind speed (m/s)	Output power as a function of the wind speed																		
Conditions	Measurement or calculation conditions																		
Link	Direct link to The Wind Power datasheet																		

Man. ID	Manufacturer Name	Turb. ID	Turbine Name	Power (kW) at wind speed (m/s)																	
				0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8	8.5
3	Enercon	495	E82/2300	0	0	0	0	3	12	25	50	82	125	174	245	321	427	532	674	815	998
4	Gamesa	81	G128/4500	0	0	0	0	75	120	165	230	300	450	600	760	967	1250	1533	1870	2200	2620
8	Nordex	7	N90/2500	0	0	0	0	0	0	5	17	62	119	188	269	363	472	599	746	912	1097
9	Repower	16	MM82	0	0	0	0	0	0	0	25	66	129	192	267	343	431	519	615	711	835
14	Vestas	413	V112/3000	0	0	0	0	0	0	0	36	76	134	192	269	346	465	584	737	890	1098

Man. ID	Manufacturer Name	Turb. ID	Turbine Name	Power (kW) at wind speed (m/s)																		
				9	9.5	10	10.5	11	11.5	12	12.5	13	13.5	14	14.5	15	15.5	16	16.5	17	17.5	
3	Enercon	495	E82/2300	1180	1380	1580	1735	1890	1995	2100	2175	2240	2280	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300
4	Gamesa	81	G128/4500	3018	3450	3774	4080	4314	4430	4490	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
8	Nordex	7	N90/2500	1299	1515	1744	1969	2149	2288	2389	2456	2492	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
9	Repower	16	MM82	959	1157	1355	1518	1681	1771	1861	1904	1947	1970	1987	1996	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
14	Vestas	413	V112/3000	1306	1514	1722	1942	2162	2352	2542	2701	2860	2930	2970	2983	2995	3000	3000	3000	3000	3000	3000

Man. ID	Manufacturer Name	Turb. ID	Turbine Name	Power (kW) at wind speed (m/s)																		
				18	18.5	19	19.5	20	20.5	21	21.5	22	22.5	23	23.5	24	24.5	25	25.5	26	26.5	
3	Enercon	495	E82/2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	0	0	0	0
4	Gamesa	81	G128/4500	4500	4403	4306	4210	4113	4016	3919	3823	3725	3629	3532	3435	3339	3242	3145	3048	2950	2855	2755
8	Nordex	7	N90/2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	0	0	0	0
9	Repower	16	MM82	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Vestas	413	V112/3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	0	0	0	0

Man. ID	Manufacturer Name	Turb. ID	Turbine Name	Power (kW) at wind speed (m/s)																		
				27	27.5	28	28.5	29	29.5	30	30.5	31	31.5	32	32.5	33	33.5	34	34.5	35		
3	Enercon	495	E82/2300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Gamesa	81	G128/4500	2758	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Nordex	7	N90/2500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Repower	16	MM82	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Vestas	413	V112/3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura A.3: Dados de curva de potencia de cada modelo de turbina, [Intelligence, 2021a]