



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



Avaliação económica de um investimento em geração de energia das ondas e energia solar térmica

RUBEN FERNANDO LOPES NUNES
(Licenciado em Engenharia Electrotécnica)

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Electrotécnica – ramo de Energia

Orientadores:

Prof. Jorge Alberto Mendes de Sousa
Prof.^a Cristina Inês Camus

Júri:

Presidente: Prof. Constantino Vital Sopa Soares
Vogais:

Prof. Jorge Alberto Mendes de Sousa
Prof.^a Cristina Inês Camus
Prof. Sérgio Miguel Redondo Faias

Dezembro de 2012



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



Avaliação económica de um investimento em geração de energia das ondas e energia solar térmica

RUBEN FERNANDO LOPES NUNES
(Licenciado em Engenharia Electrotécnica)

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Electrotécnica – ramo de Energia

Orientadores:

Prof. Jorge Alberto Mendes de Sousa
Prof.^a Cristina Inês Camus

Júri:

Presidente: Prof. Constantino Vital Sopa Soares

Vogais:

Prof. Jorge Alberto Mendes de Sousa
Prof.^a Cristina Inês Camus
Prof. Sérgio Miguel Redondo Faias

Dezembro de 2012

Dissertação realizada sob orientação de:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professor Coordenador da Área Departamental
de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

Professora Cristina Inês Camus
Professora Adjunta da Área Departamental
de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação

Resumo

O presente trabalho tem como objectivo efectuar a avaliação económica e determinar a viabilidade com e sem os incentivos fiscais de duas tecnologias de conversão de duas fontes distintas e emergentes de energia renovável, o Concentrador Cilindro-parabólico e a Torre Solar para a energia solar termoeléctrica e a Coluna de Água Oscilante e o Pelamis para a energia das ondas. Realiza-se uma curta abordagem à energia Solar e à energia dos Oceanos, e às tecnologias existentes para estes tipos de energia renovável. Apresenta-se um estudo do potencial em Portugal e no Mundo, das tecnologias abordadas neste trabalho. É desenvolvido o modelo de conversão de energia para as centrais solares termoeléctricas e utilizado o modelo de superfície de potência para as centrais de energia das ondas adaptado de António Falcão. As centrais são modeladas por meio de uma folha de cálculo, onde é calculada a energia produzida em Mértola e São Pedro de Moel (energia solar termoeléctrica e das ondas respectivamente) consoante o recurso do local. É feita a avaliação económica para quatro cenários designados como optimista, base, pessimista e base sem aplicação da tarifa bonificada, e é realizada uma análise de sensibilidade do VAL a diversas variáveis. Conclui-se sobre a viabilidade dos vários cenários e sobre possíveis alterações à tarifa bonificada em consequência dos resultados obtidos. Segundo os pressupostos deste trabalho concluiu-se que a tarifa bonificada é demasiado elevada para os projectos em energia solar de concentração e demasiado baixa para projectos em energia das ondas.

Palavras-chave: Avaliação Económica, Energia Solar Termoeléctrica, Energia das Ondas, Modelo de uma Central de Energia Solar Termoeléctrica, Modelo de uma Central de Energia das Ondas, Concentrador cilindro-parabólico, Torre Solar, Coluna de água oscilante, Pelamis

Abstract

This study aims to economically evaluate and determine the viability with and without the tax incentives of two technologies of two different and emerging renewable energy sources, the Parabolic Trough and the Solar Tower for Concentrated Solar Power and the Oscillating Water Column and the Pelamis for the Wave Energy. A short approach is made to solar and ocean energy, and to existing technologies for these types of renewable energy. It is presented a study of the potential in Portugal and in the world, of the technologies discussed in this paper. It is developed the model of energy conversion for solar thermal power plants, and the power surface model, adapted from António Falcão, is used for wave energy plants. The plants are modeled using a spreadsheet and an estimation is made of the energy produced in Mértola and São Pedro de Moel (for concentrated solar power and wave energy respectively) depending on the site's renewable resource. It is made economic assessment for optimistic, base, pessimistic and without tax incentives scenarios and performed a sensitivity analysis of the NPV to several variables. It is concluded on the feasibility of various scenarios and possible changes to the subsidized rates as a consequence of the results obtained. Under the assumptions of this study it is concluded that the subsidized rate is too high for projects in concentrated solar power projects and too low for wave energy projects.

Keywords: Economic evaluation, Concentrated Solar Power, Wave Energy, Model of a Solar Thermal Power Plant, Model of a Wave Energy Power Plant, Parabolic Trough, Solar Tower, Oscillating Water Column, Pelamis

Agradecimentos

As primeiras palavras desta dissertação são de reconhecimento para com as pessoas que me ajudaram a concretizá-la:

Ao Professor Jorge de Sousa e Professora Cristina Camus, pela disponibilidade apresentada para a orientação deste trabalho de investigação;

Ao LNEG, na pessoa do Eng^o Jorge Cruz Costa, pela disponibilização de alguma bibliografia nas áreas de energia das ondas e energia solar térmica;

À colega, namorada e amiga, e ao meu colega e amigo Miguel, companheiros de dissertação de longas horas;

Aos técnicos superiores do laboratório de instalações eléctricas, que partilharam comigo estes últimos momentos académicos, pela interajuda e pelos momentos de descontração que se viveram;

Ao restante grupo de amigos universitários e professores, que vivenciaram comigo estes últimos anos, e que de uma forma ou de outra me ajudaram a superar todos os obstáculos;

Aos meus pais, irmã, e cunhado, pelo apoio e compreensão;

Aos meus fiéis amigos de longa data, que não encontro palavras para lhes agradecer.

Índice

| | |
|---|----|
| Capítulo 1 | 1 |
| 1.1 Enquadramento | 3 |
| 1.2 Motivação..... | 4 |
| 1.3 Objectivos | 4 |
| 1.4 Estrutura do Documento | 4 |
| 1.5 Notação | 5 |
| Capítulo 2 | 7 |
| 2.1 Energia Solar | 9 |
| 2.1.1 Energia Solar Termoeléctrica | 9 |
| 2.2 Energia dos Oceanos..... | 15 |
| 2.2.1 Energia das Ondas | 15 |
| 2.3 Tecnologias a Abordar | 18 |
| Capítulo 3 | 19 |
| 3.1 Disponibilidade da Energia Solar Termoeléctrica no Mundo | 21 |
| 3.2 Exemplos de Aproveitamento da Energia Solar Termoeléctrica no Mundo..... | 22 |
| 3.3 Disponibilidade da Energia Solar Termoeléctrica em Portugal | 33 |
| 3.4 Exemplos de Aproveitamento da Energia Solar Termoeléctrica em Portugal | 34 |
| 3.5 Disponibilidade da Energia das Ondas no Mundo | 35 |
| 3.6 Exemplos de Aproveitamento da Energia das Ondas no Mundo..... | 36 |
| 3.7 Disponibilidade da Energia das Ondas em Portugal..... | 39 |
| 3.8 Exemplos de Aproveitamento da Energia das Ondas em Portugal | 40 |

| | |
|--|-----|
| Capítulo 4 | 43 |
| 4.1 Avaliação da Energia Produzida | 46 |
| 4.1.1 Energia Produzida nas Centrais CSP | 47 |
| 4.1.2 Energia Produzida nas Centrais de Energia das Ondas | 50 |
| 4.2 Avaliação da Remuneração das Energias Renováveis | 55 |
| 4.3 Avaliação Económica..... | 61 |
| Capítulo 5 | 67 |
| 5.1 Recurso Renovável dos Locais de Implementação | 69 |
| 5.2 Modelos das Centrais | 70 |
| 5.2.1 Modelo da Central de Concentrador Cilindro-Parabólico | 70 |
| 5.2.2 Modelo da Torre Solar | 73 |
| 5.2.3 Modelo da Central de Coluna de Água Oscilante | 73 |
| 5.2.4 Modelo do Pelamis | 76 |
| 5.3 Características Técnico-económicas das Centrais | 77 |
| 5.4 Cenários Adoptados..... | 78 |
| 5.5 Análise de Resultados | 82 |
| Capítulo 6 | 93 |
| 6.1 Conclusões | 95 |
| 6.2 Desenvolvimentos Futuros..... | 96 |
| Bibliografia | 97 |
| Anexos..... | 103 |
| A1. Principais Centrais Solares Termoeléctricas em Funcionamento ou em Construção em Meados de 2009 | 1 |
| A2. Cálculo da Remuneração Anual da Tarifa das Energias Renováveis..... | 1 |
| A3. Avaliação Económica dos Cenários Base, com e sem Tarifa Renovável..... | 1 |

Índice de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 2.1 - Andasol 1, Aldiere - Granada | 11 |
| Figura 2.2 – Torre solar de convecção piloto de pequena escala (50 kW), Manzanares - Espanha. | 12 |
| Figura 2.3 – Vista aérea das torres solares PS10 e PS20, Sanlucar la Mayor - Sevilla | 13 |
| Figura 2.4 – Protótipo de aproveitamento da energia das ondas tipo CAO, Pico – Açores | 16 |
| Figura 2.5 - Pelamis P-750, Aguçadoura – Póvoa de Varzim..... | 17 |
| Figura 3.1 – Insolação média global de 1991 a 1993 (incluindo noites), levando em conta a cobertura de nuvens segundo os satélites meteorológicos. Os círculos pretos mostram as áreas de insolação que podem suprimir mais do que a procura total de energia primária do mundo (assumindo uma eficiência de conversão de 8%)..... | 21 |
| Figura 3.2 – Média da insolação total anual de 2004 a 2010 em Portugal Continental..... | 33 |
| Figura 3.3 - Distribuição do potencial mundial da energia das ondas em kW/m de frente de onda | 36 |
| Figura 3.4 - Distribuição do potencial em Portugal da energia das ondas em kW/m de frente de onda e em percentagem de incidência direccional | 40 |
| Figura 4.1 - Fluxograma de funcionamento do programa | 45 |
| Figura 4.2 - Plano vertical paralelo à crista da onda..... | 51 |
| Figura 5.1 - Performance da central Andasol 3 num dia limpo de Verão | 71 |
| Figura 5.2 - Performance da central modelada no solestício de Verão | 72 |
| Figura 5.3 - Superfície de Potência da Central CAO | 75 |
| Figura 5.4 - Superfície de Potência do Pelaims..... | 77 |
| Figura 5.5 - Preços médios aritméticos da electricidade em Portugal e Espanha e energia total anual..... | 79 |
| Figura 5.6 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C1.2 | 85 |

| | |
|---|----|
| Figura 5.7 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C1.2 | 85 |
| Figura 5.8 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C1.4 | 86 |
| Figura 5.9 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C1.4 | 86 |
| Figura 5.10 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C2.2 | 87 |
| Figura 5.11 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C2.2 | 87 |
| Figura 5.12 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C2.4 | 88 |
| Figura 5.13 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C2.4 | 88 |
| Figura 5.14 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C3.2 | 89 |
| Figura 5.15 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C3.2 | 89 |
| Figura 5.16 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C3.4 | 90 |
| Figura 5.17 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C3.4 | 90 |
| Figura 5.18 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C4.2 | 91 |
| Figura 5.19 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C4.2 | 91 |
| Figura 5.20 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C4.4 | 92 |
| Figura 5.21 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C4.4 | 92 |

Índice de Tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 3.1 – Experiência operacional da CSP | 22 |
| Tabela 3.2 – Primeiras centrais solares termoeléctricas | 32 |
| Tabela 3.3 - Propostas de centrais para desenvolvimento e investigação | 34 |
| Tabela 3.4 - Potência instalada e em construção de energia dos oceanos no mundo (kW_e) | 38 |
| Tabela 4.1 – Factores multiplicativos KMHOPC e KMH0V..... | 57 |
| Tabela 4.2 – Factor ambiental (Z) para as várias energias renováveis | 59 |
| Tabela 4.3 - Factor de perdas | 59 |
| Tabela 4.4 - Limites temporais de aplicação da tarifa..... | 60 |
| Tabela 5.1 - Codificação dos nomes dos cenários | 69 |
| Tabela 5.2 - Características técnicas da central de Concentrador Cilindro-parabólico | 70 |
| Tabela 5.3 - Características técnicas da central de Torre Solar | 73 |
| Tabela 5.4 - Superfície de Potência da Central CAO do Pico, Açores (kW_e)..... | 74 |
| Tabela 5.5 - Superfície de Potência do Pelamis (kW_e) | 76 |
| Tabela 5.6 - Custo e tempo de construção para as várias tecnologias abordadas..... | 77 |
| Tabela 5.7 - Custo de O&M, taxa de actualização e tempo de vida útil para as diferentes tecnologias abordadas..... | 78 |
| Tabela 5.8 – Caracterização dos cenários a testar para o Concentrador Cilindro-Parabólico..... | 80 |
| Tabela 5.9 – Caracterização dos cenários a testar para a Torre Solar | 80 |
| Tabela 5.10 – Caracterização dos cenários a testar para a Coluna de Água Oscilante..... | 81 |
| Tabela 5.11 – Caracterização dos cenários a testar para o Pelamis | 81 |
| Tabela 5.12 - Tabela Resumo de Resultados dos cenários C1 | 82 |
| Tabela 5.13 - Tabela Resumo de Resultados dos cenários C2..... | 82 |
| Tabela 5.14 - Tabela Resumo de Resultados dos cenários C3..... | 83 |
| Tabela 5.15 - Tabela Resumo de Resultados dos cenários C4..... | 83 |

| | |
|---|----|
| Tabela A1.1 – Principais centrais solares termoelétricas em funcionamento ou em construção em meados de 2009. (Estado indica: O = operacional, C = em construção, P = projectada) (1/2) | 3 |
| Tabela A1.1 – Principais centrais solares termoelétricas em funcionamento ou em construção em meados de 2009. (Estado indica: O = operacional, C = em construção, P = projectada) (2/2) | 4 |
| Tabela A2.1 - Cálculo da Remuneração Anual da Tarifa das Energias Renováveis para o Concentrador Cilindro-Parabólico | 3 |
| Tabela A2.2 - Cálculo da Remuneração Anual da Tarifa das Energias Renováveis para a Torre Solar | 4 |
| Tabela A2.3 - Cálculo da Remuneração Anual da Tarifa das Energias Renováveis para acentral de Coluna de Água Oscilante..... | 5 |
| Tabela A2.4 - Cálculo da Remuneração Anual da Tarifa das Energias Renováveis para o Pelamis..... | 6 |
| Tabela A3.1 - Cenário C1.2 – Cenário Base com Concentrador Cilindro-Parabólico aplicando a Tarifa das Energias Renováveis (M€)..... | 3 |
| Tabela A3.2 - Cenário C1.4 Cenário Base com Concentrador Cilindro-Parabólico sem aplicar a Tarifa das Energias Renováveis (M€)..... | 4 |
| Tabela A3.3 - Cenário C2.2 – Cenário Base com central de Torre Solar aplicando a Tarifa das Energias Renováveis (M€) | 5 |
| Tabela A3.4 - Cenário C2.4 – Cenário Base com central de Torre Solar sem aplicar a Tarifa das Energias Renováveis (M€) | 6 |
| Tabela A3.5 - Cenário C3.2 – Cenário Base com central de Coluna de Água Oscilante aplicando a Tarifa das Energias Renováveis (M€) | 7 |
| Tabela A3.6 - Cenário C3.4 – Cenário Base com central de Coluna de Água Oscilante sem aplicar a Tarifa das Energias Renováveis (M€) | 8 |
| Tabela A3.7 - Cenário C4.2 – Cenário Base com o Pelamis aplicando a Tarifa das Energias Renováveis (M€) | 9 |
| Tabela A3.8 - Cenário C4.4 – Cenário Base com o Pelamis sem aplicar a Tarifa das Energias Renováveis (M€) | 10 |

Lista de Acrónimos

| | |
|-----------------|---|
| AWS | Archimedes Water Swing |
| CAO | Coluna de Água Oscilante (<i>OWC - Oscillating Water Column</i>) |
| CCP | Concentrador Cilindro-Parabólico |
| CEO | Centro de Energia das Ondas (<i>WEC – Wave Energy Center</i>) |
| CO ₂ | Dióxido de Carbono |
| CSP | Concentrated Solar Power – Energia Solar de Concentração |
| EUA | Estados Unidos da América |
| HTF | Heat Transfer Fluid - Fluido de Transmissão de Calor |
| I&D | Investigação e Desenvolvimento |
| INETI | Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação ex-LNEG |
| ISCC | Integrated Solar Combined Cycle - Ciclo Solar Combinado |
| IST | Instituto Superior Técnico |
| LFR | Linear Fresnel Reflector – Reflector Fresnel Linear |
| LNEG | Laboratório Nacional de Energia e Geologia |
| MIBEL | Mercado Ibérico de Electricidade |
| O&M | Operação e Manutenção |
| OMIE | Operador do Mercado Ibérico de Energia |
| PG&E | Pacif Gas and Electric |
| PRE-R | Produção em Regime Especial – Renovável |
| PRI | Período de Retorno do Investimento |
| SAIC | Science Applications International Corporation |
| SEGS | Solar Electricity Generating Systems - Sistemas Solares de Geração de Electricidade |
| SEP | Sistema Eléctrico Português |
| TES | Thermal Energy Storage - Armazenamento de Energia Térmica |
| UE | União Europeia |
| VAL | Valor Actual Líquido |
| WEC | Wave Energy Center |

| Símbolo | Nome | Grandeza |
|-----------------|----------------------|-------------------|
| € | euro | Unidade monetária |
| a | ano | Tempo |
| d | dia | Tempo |
| g | grama | Massa |
| h | hora | Tempo |
| J | Joule | Energia |
| m | metro | Comprimento |
| m ² | metro quadrado | Área |
| m ³ | metro cúbico | Volume |
| °C | grau Celsius | Temperatura |
| rad | radiano | Ângulo |
| s | segundo | Tempo |
| US\$ | Dólar americano | Unidade monetária |
| W | Watt | Potência |
| Wh | Watt-hora | Energia |
| k | quilo | 1000 |
| M | mega | 1 000 000 |
| G | giga | 1 000 000 000 |
| T | tera | 10 ¹² |
| Q _{ad} | adicional | |
| Q _e | eléctrico | |
| Q _r | na forma de radiação | |
| Q _t | térmico | |

Lista de Símbolos

| Símbolo | Unidade | Definição |
|----------------|------------------|--|
| A_p | m ² | Área total de reflectores no parque |
| A_n | m | Amplitude da componente n |
| CF^a | M€ | Cash-Flow do ano a |
| $C_{O\&M}$ | M€ | Custos de operação e manutenção |
| $COEF_{pot,m}$ | | É um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central, no mês m , para a garantia de potência proporcionada pela rede pública |
| C_T^a | € | Custos totais do ano a |
| $C_{impostos}$ | M€ | Impostos |
| C_n | €/MWh | Custo nivelado |
| C_{renda} | M€ | Renda |
| E_{Amax} | kWh _t | Capacidade máxima de armazenamento |
| E_A^i | kWh _t | Energia armazenada |
| $ECE(U)_{ref}$ | €/kg | É o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável |
| $ECR_{PC,m}$ | kWh | Energia produzida pela central renovável nas horas de cheia e de ponta do mês m |
| $ECR_{V,m}$ | kWh | Energia produzida pela central renovável nas horas de vazio do mês m |
| ECR_m | kWh | Energia produzida pela central renovável no mês m |
| E_p^a | MWh | Energia produzida no ano a |
| E_{total} | kWh _e | Energia total produzida num ano |
| E_{vazio} | kWh _e | Energia produzida durante o horário de vazio num ano |
| F_{th} | | Frequência de ocorrência anual |
| H_{hinf} | m | Limite inferior da categoria h de altura significativa das ondas |
| H_{hsup} | m | Limite superior da categoria h de altura significativa das ondas |
| H^i | m | Altura significativa das ondas na hora i |
| H_s | m | Altura significativa |
| IPC_{REF} | | Índice de preços no consumidor sem habitação no continente referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável |
| IPC_{m-1} | | Índice de preços no consumidor sem habitação no |

| | | |
|---------------|-----------------|--|
| | | continente referente ao mês $m - 1$ |
| $KMHO_{PC}$ | | Factor que representa a modulação correspondente a horas de cheia e de ponta |
| $KMHO_V$ | | Factor que representa a modulação correspondente a horas de vazio |
| $KMHO_m$ | | Coefficiente facultativo que modula os valores de VRD_m em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida |
| NDM_m | d | Número de dias do mês m |
| $NHO_{ref,m}$ | | Número de horas que servem de referência no mês m , para o cálculo do $COEF_{pot,m}$ |
| $NHP_{ref,m}$ | | Número de horas que a central funciona à potência de referência no mês m |
| $P_{h,t}$ | kW _e | Potência produzida pela central para a categoria h de altura significativa das ondas e categoria t de período de energia das ondas |
| P_{Amax} | kW _t | Potência máxima que o armazenamento pode receber |
| $PA(VRD)_m$ | | Parcela ambiental de remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m |
| P_{A-T}^i | kW _t | Potência utilizada pela turbina a partir do armazenamento |
| P_{Cmax} | kW _e | Potência eléctrica da central |
| P_{D1}^i | kW _t | Potência desperdiçada por limite combinado de potência de armazenamento e da turbina |
| P_{D2}^i | kW _t | Potência desperdiçada por limite da capacidade de armazenamento |
| $PF(U)_{ref}$ | €/kW | É o valor unitário correspondente ao custo do investimento evitado pelo SEP devido à instalação de uma central renovável que assegura o mesmo nível de garantia de potência que o meio de produção cuja construção é evitada |
| $PF(VRD)_m$ | | Parcela fixa de remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m |
| P_{HTF}^i | kW _t | Potência térmica transferida para o HTF |
| $POT_{med,m}$ | kW | Potência média disponibilizada pela central à rede pública no mês m |
| P_{P-A}^i | kW _t | Potência térmica excedente da turbina que vai do parque para o armazenamento |
| P_{P-T}^i | kW _t | Potência que circula directamente do parque solar para a turbina |
| P_{Tmax} | kW _t | Potência térmica máxima que a turbina consome |
| P_T^i | kW _t | Potência térmica total que chega à turbina |

| | | |
|-------------------|----------------------------------|---|
| $PV(U)_{ref}$ | €/kWh | é o valor unitário de referência que corresponde aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável |
| $PV(VRD)_m$ | | Parcela variável de remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m |
| P_d | kW/m | Potência disponível na onda |
| P^i | kW _e | Potência produzida na hora i |
| Pot_{dec} | kW | Potência da central, declarada pelo produtor no acto de licenciamento |
| $P_{r\ min}$ | kW _r | Potência mínima que chega ao parque solar na forma de radiação para o início do funcionamento da central |
| P_{rT}^i | kW _r | Potência total que chega ao parque solar na forma de radiação na hora i |
| P_r^i | W _r /m ² | Potência que chega ao parque solar na forma de radiação na hora i |
| P_v | €/MWh | Preço de venda |
| P_{vazio}^i | kW _e | Potência produzida na hora i a contabilizar como potência no horário de vazio |
| R_b | M€ | Receita bruta |
| R_l | M€ | Resultado líquido |
| $S_\zeta(\omega)$ | kW/m | Espectro de potência |
| T_e | s | Período de energia |
| T_e^i | s | Período de energia das ondas da hora i |
| T^i | h | Período de tempo da hora i |
| T_{tinf} | s | Limite inferior da categoria t de período de energia das ondas |
| T_{tsup} | s | Limite superior da categoria t de período de energia das ondas |
| T_{vazio} | | Conjunto das horas do ano do horário de vazio |
| T_{vu} | a | Tempo de vida útil |
| VRD_m | | Remuneração mensal aplicável a centrais renováveis no mês m |
| W_{cin} | J/m ² | Energia cinética |
| W_{pot} | J/m ² | Energia potencial |
| d_c | | Disponibilidade da central contabilizando os arranques, paragens, avarias e manutenção |
| k_n | | Número de onda da componente n |
| α_n | rad | Fase da componente n |
| μ_{r-t} | kW _t /kW _r | Eficiência óptica e do circuito do HTF, ou seja, eficiência de conversão de energia na forma de |

| | | |
|---------------|---------------------------|--|
| | | radiação para energia térmica |
| μ_{t-e} | kW_e/kW_t | Eficiência de conversão de energia térmica em energia eléctrica na turbina |
| ω_0 | | Intervalo de frequência suficientemente pequeno |
| ω_n | rad/s | Frequência angular da componente n |
| A | m | Amplitude da onda |
| Am | M€ | Amortizações |
| CCR | kg/kWh | É o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência |
| E | W/m | Fluxo de energia por unidade de comprimento da crista da onda |
| H | m | Altura da onda da cava à crista, dobro da amplitude |
| I | M€ | Investimento |
| LEV | | Representa as perdas nas redes de transporte e distribuição evitadas pela central de energia renovável |
| T | | Conjunto das horas do ano |
| T | s | Período da onda |
| TIR | | Taxa Interna de Rentabilidade |
| VAL | M€ | Valor Actual Líquido |
| W | J/m ² | Energia por unidade de área horizontal |
| Z | | Coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso, e da tecnologia utilizada na instalação |
| a | | Ano do investimento |
| g | m/s ² | Aceleração gravítica |
| i | | hora do ano |
| j | | taxa de actualização |
| $\zeta(x, t)$ | m | Elevação da superfície livre |
| ρ | kg/m ³ | Massa específica da água |
| ω | rad/s | Frequência angular da onda |

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento

1.2 Motivação

1.3 Objectivos

1.4 Estrutura do Documento

1.5 Notação

1 Introdução

1.1 Enquadramento

Desde muito cedo a Humanidade explorou as fontes de energia que encontrava para satisfazer as suas necessidades. A sua primeira grande descoberta foi o fogo que, com recurso à biomassa (madeira, folhas...) e mais tarde ao carvão mineral, aprendeu a utilizar para cozinhar os alimentos e aquecer-se em ambientes frios. Posteriormente a energia eólica, destinada a mover embarcações e moinhos, moagem de cereais ou bombear água, juntamente com a energia hídrica dos rios. Recentemente com a revolução industrial, desempenharam um papel relevante os combustíveis fósseis como o carvão, o petróleo e o gás natural que pela sua abundância eram uma fonte de energia barata. Em meados do séc. XX surgiu a energia nuclear que teve grande adesão nos países industrializados devido aos baixos custos variáveis, numa época em que os combustíveis fósseis começavam a subir de preço. Contudo os problemas ambientais que advêm desta fonte de energia fazem com que hoje em dia esteja a ser posta em causa a sua utilização. Só nos últimos anos com o aumento da procura de energia, devido ao aumento da população mundial e industrialização de países emergentes, com o preço do barril de petróleo a aumentar impulsionado por uma alegada escassez do recurso e com a crescente preocupação ambiental surgiu um forte empenho na utilização de fontes de energia renováveis. Esta procura é também impulsionada pela instabilidade político-económica dos países produtores de petróleo que causa grande instabilidade nos preços e incerteza na oferta.

Um dos grandes impulsionadores das energias renováveis é o factor económico, devido ao preço do petróleo apresentar grande volatilidade e com as tarifas de incentivo, torna-se mais interessante o investimento em formas de energia renovável. A avaliação económica é de grande importância em qualquer investimento, sem ela não há como saber antecipadamente se um dado investimento é viável bem como quantificar o ganho obtido.

1.2 Motivação

O facto de a política energética e a sustentabilidade estarem na ordem do dia e existirem energias renováveis com pouco aproveitamento em Portugal despertou a curiosidade em saber se as mesmas são rentáveis, ou se a sua fraca rentabilidade seria uma razão impeditiva para a sua implementação [1].

1.3 Objectivos

O presente trabalho tem como objectivo analisar duas tecnologias de conversão de duas fontes distintas e emergentes de energia renovável, a energia solar termoelétrica e a energia das ondas.

- Desenvolver o modelo de conversão de energia para as centrais solares termoelétricas e utilizar o modelo de superfície de potência para as centrais de energia das ondas adaptado de António Falcão [2].
- Determinar a energia produzida anualmente pelas centrais bem como o factor de carga e o custo nivelado da energia.
- Determinar a viabilidade dos projectos de investimento com e sem os incentivos fiscais com recurso à avaliação económica, ao cálculo da tarifa das energias renováveis e à estimativa de produção de energia das centrais.

1.4 Estrutura do Documento

A dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos incluindo a Introdução.

No Capítulo 2 apresenta-se uma breve abordagem à energia Solar e à energia dos Oceanos, às tecnologias existentes para exploração destes tipos de energia renovável. E são apresentadas as tecnologias a estudar neste trabalho.

No Capítulo 3 apresenta-se um estudo do potencial em Portugal e no Mundo, das tecnologias abordadas neste trabalho.

O Capítulo 4 centra-se na apresentação dos métodos utilizados para a avaliação da energia produzida pelas centrais e avaliação económica das mesmas. Neste capítulo apresentam-se os modelos matemáticos das centrais, utilizados no simulador de cálculo desenvolvido.

O Capítulo 5 apresenta os casos de estudo, com os valores a utilizar nos modelos descritos no capítulo anterior. São identificadas as escolhas dos modelos das centrais bem como o local de implementação simulado e é feita a análise de resultados.

No Capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões deste trabalho e são indicadas sugestões de desenvolvimento de trabalhos futuros.

1.5 Notação

As figuras, tabelas e equações são apresentadas com referência ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas sequencialmente no respectivo capítulo. A numeração é reiniciada em cada capítulo. As referências bibliográficas são numeradas de forma sequencial. A identificação de equações é apresentada entre parêntesis curvos (), e a identificação de referências bibliográficas é apresentada entre parêntesis rectos [], elaborada segundo a norma IEEE 2006. Expressões em língua estrangeira são apresentadas em itálico. O conjunto de simbologia utilizada no decorrer do texto segue o apresentado previamente na lista de acrónimos e símbolos.

Capítulo 2

Fontes de Energias Renováveis

2.1 Energia Solar

2.2 Energia dos Oceanos

2.3 Tecnologias a Abordar

2 Fontes de Energias Renováveis

Várias opções de energias renováveis para produção de energia eléctrica surgiram, de entre as quais, a energia hídrica, eólica, geotérmica, biomassa..., das quais se destacam neste trabalho a energia solar e a energia dos oceanos.

2.1 Energia Solar

Uma das primeiras formas de aproveitamento da energia solar foi a utilização de painéis fotovoltaicos, que é baseada no efeito fotoeléctrico por cuja descoberta Albert Einstein recebeu o prémio Nobel da Física. Contudo o rendimento energético dos painéis fotovoltaicos comerciais ainda é relativamente baixo, entre 10 e 20%, neste sentido, urgem alternativas para geração de energia eléctrica a partir da energia solar com maior taxa de aproveitamento. Uma das soluções encontradas e já implementada é o aproveitamento solar termoeléctrico de concentração. Nesta forma de aproveitamento, a radiação solar é concentrada geralmente com o recurso a espelhos, de forma a obter maiores temperaturas e alimentar assim um ciclo termodinâmico.

2.1.1 Energia Solar Termoeléctrica

A tecnologia da energia solar térmica de concentração, apesar de ainda apresentar margem para desenvolvimento, é uma tecnologia mais madura que a energia das ondas. No entanto e apesar da sua maior maturidade há ainda alguma diversidade de formas de aproveitamento. Existem quatro diferentes tipos de conversores em implementação.

2.1.1.1 Concentrador Cilindro-parabólico

Neste sistema, como é possível observar na Figura 2.1, existe um espelho parabólico em cujo foco está posicionado um receptor que consiste num tubo cilíndrico com um revestimento absorvente embebido num tubo de vidro e isolado a vácuo. Dentro do tubo circula um fluido que permite a transferência de calor. Este fluido passa por um permutador de calor que produz vapor para produzir potência nas turbinas a vapor. Este sistema tem um alto rendimento e produz electricidade a baixo custo, as perspectivas de desenvolvimento para centrais deste género são boas. Uma central pode manter uma carga constante graças a sistemas de armazenamento. [3]

Os Colectores Cilindro-Parabólicos (CCP) são a tecnologia mais madura de entre as tecnologias de Energia Solar de Concentração (CSP) como a sua comercialização evidencia. Os primeiros sistemas com esta tecnologia foram instalados em 1912 nos arredores do Cairo no Egipto para gerar vapor que alimentava uma bomba de irrigação. Na altura, esta instalação era economicamente competitiva relativamente às instalações alimentadas a carvão em regiões onde este era caro.

Nesse sistema, a luz solar é concentrada entre 70 e 100 vezes incidindo sobre os tubos absorvedores, atingindo temperaturas de operação de 350 a 550°C. Um Fluido de Transmissão de Calor (HTF) bombeado através do tubo absorvedor transfere a energia térmica para um ciclo de turbina de vapor convencional. A maioria das instalações usa um óleo sintético para a transmissão de calor. O óleo quente é usado para produzir vapor de água ligeiramente superaquecido a alta pressão que alimenta uma turbina a vapor acoplada a um gerador eléctrico. A temperatura máxima do óleo sintético é cerca de 400°C, o que limita a eficiência de conversão do ciclo de vapor, por isso investigadores e indústria estão igualmente a desenvolver HTF mais avançados. Um exemplo é a geração directa de vapor nos tubos absorvedores, outro é o uso de Sais Derretidos como HTF. [4]



Figura 2.1 - Andasol 1, Aldiere - Granada [5]

2.1.1.2 Torre Solar

Existem dois géneros de torre solar, ambos são constituídos por uma torre central e rodeados por estruturas que aumentam a área efectiva de captura da energia solar, mas as semelhanças acabam aqui uma vez que enquanto uma gera energia através de um ciclo de vapor a outra utiliza o efeito de convecção e uma turbina a ar.

2.1.1.2.1 Torre Solar de Convecção

Esta tecnologia consiste numa torre central rodeada por um campo coberto por uma folha de material transparente que funciona como uma estufa tal como demonstra a Figura 2.2, aquecendo o ar por baixo desta que por sua vez se desloca em direcção à torre central de modo a escapar para a atmosfera a uma elevada altitude passando pelo interior da torre. A diferença de temperatura entre o ar ao nível do solo e o ar no topo da torre cria o efeito de convecção que provoca a deslocação do ar, este movimento é convertido em energia eléctrica através de geradores acoplados a turbinas a ar na base da torre. [6]



Figura 2.2 – Torre solar de convecção piloto de pequena escala (50 kW), Manzanares - Espanha. [6]

2.1.1.2.2 Torre Solar Convencional

Esta tecnologia consiste numa torre central rodeada de reflectores helióstáticos que concentram a radiação solar no topo desta como se pode ver na Figura 2.3, onde se situa a caldeira que irá produzir vapor. Este vapor produzirá então energia passando por uma turbina a vapor. [3]

As torres solares usam um campo de espelhos distribuídos – helióstatos – que seguem o sol individualmente e focam a luz do sol no topo da torre. Concentrando a luz solar 600 a 1000 vezes, atingem-se temperaturas de 800 a mais de 1000°C. A energia solar é absorvida por um fluido e depois usada para gerar vapor para alimentar uma turbina convencional. Numa experiência de mais de 15 anos a nível global, as centrais de torre solar provaram ser tecnicamente viáveis em projectos com variados meios de transferência de calor (vapor, ar e sais derretidos) no ciclo térmico e diferentes desenhos de helióstatos.

As temperaturas elevadas disponíveis nas torres solares podem ser usadas não só para alimentar ciclos a vapor, mas também para turbinas a gás e sistemas de ciclo combinado. Estes sistemas em que a torre solar alimenta um ciclo combinado com *backup* a gás natural podem atingir uma eficiência de conversão de energia solar para electricidade de 35% de pico, e 25% anual. [4]



Figura 2.3 – Vista aérea das torres solares PS10 e PS20, Sanlúcar la Mayor - Sevilla [7]

2.1.1.3 Fresnel Linear

Consiste na utilização do conceito da lente de *Fresnel* mas numa aplicação linear, em que são dispostos reflectores paralelos com diferentes ângulos de inclinação que reflectem a radiação solar em direcção a um captor central a uma cota mais elevada, analogamente ao sistema anterior. Os reflectores rodam segundo um eixo longitudinal de modo a seguirem o movimento aparente do Sol em relação à Terra. [8]

Os reflectores *Fresnel* são produzidos em massa numa fábrica no Nevada com um sistema automatizado de montagem e soldadura. O *design Fresnel* usa materiais reflectores e componentes de absorção mais baratos. Tem uma performance óptica e térmica mais baixa mas é compensado por um baixo

nível de investimento e reduzido custo de operação e manutenção. O sistema *Fresnel* também faculta espaço por baixo com alguma sombra, o que pode ser particularmente útil em climas desérticos. Actuando como uma cobertura grande e segmentada, poderia sombrear as culturas, as vertentes de pastagens e água para protegê-los da evaporação excessiva e proporcionar abrigo do céu desértico frio à noite. [4]

2.1.1.4 Disco Parabólico-Stirling

Este sistema utiliza reflectores parabólicos para concentrar a radiação solar num motor, normalmente *Stirling*, este motor usa esse calor exterior para expandir e contrair um fluido. Esta abordagem é particularmente direccionada para produção descentralizada. [3]

Concentradores de disco parabólico são unidades que têm um conjunto motor-gerador montado no ponto focal do reflector. A unidade motor-gerador pode ser baseada no motor *Stirling* ou numa turbina a gás de pequenas dimensões. Como todos os sistemas de concentração, estes podem também ser alimentados por combustíveis fósseis ou biomassa, providenciando uma capacidade estável em qualquer situação. Por causa do seu tamanho, são particularmente apropriados para produção de energia eléctrica descentralizada e instalações remotas e automatizadas. [4]

2.2 Energia dos Oceanos

Os oceanos contêm uma enorme quantidade de energia que pode ser explorada contribuindo de modo sustentável para a satisfação da crescente procura global de energia.

Existem vários tipos de energia dos oceanos como por exemplo a energia das marés, térmica, das correntes marítimas, ondas. Os sistemas de conversão mais desenvolvidos usam a energia das marés, que resulta da interacção do campo gravítico da lua e do sol com os oceanos, a energia térmica é directamente resultante da radiação solar, a energia das correntes marítimas é causada pelas diferenças térmicas e de salinidade juntamente com o efeito das marés e a energia das ondas é gerada pela acção dos ventos que sopram sobre a superfície oceânica. [9]

2.2.1 Energia das Ondas

A tecnologia da energia das ondas não está estabilizada, existem várias configurações e ainda não se prevê qual ou quais vão prevalecer.

Estas configurações são classificadas de várias formas. O critério de classificação adoptado pela maioria das referências relaciona-se com a distância à costa do dispositivo, agrupando-os desta forma em:

- Dispositivos costeiros (*shoreline*)
- Dispositivos próximos da costa (*near-shore*)
- Dispositivos afastados da costa (*offshore*)

A principal diferença entre os dispositivos próximos da costa e os afastados da costa resulta das profundidades envolvidas. No primeiro caso as profundidades são normalmente inferiores a 20 m e os dispositivos são assentes no fundo do mar, enquanto no segundo caso rondarão os 50 m e os dispositivos são flutuantes. É importante notar que o regime de ondas é mais energético em profundidades de 50 m do que em profundidades de 20 m, havendo, por este lado, vantagem em colocá-los em profundidades superiores.

Outro critério de classificação frequentemente utilizado está associado ao modo de conversão de energia das ondas em energia eléctrica (isto é, ao tipo

de dispositivo). Tem-se assim três classes principais de dispositivos de conversão de energia das ondas, que podem ser de:

- Coluna de água oscilante (CAO) (*Oscillating Water Column - OWC*)
- Corpos flutuantes - de absorção pontual (*Point Absorbers*)
 - progressivos (*Surging devices*)
- Galgamento (*Overtopping devices*). [10]

2.2.1.1 Coluna de Água Oscilante

Esta tecnologia utiliza normalmente uma turbina de ar, as diferenças de pressão são provocadas pela oscilação do nível de uma coluna de água dentro de um dispositivo com duas aberturas, uma inferior por onde a água circula e uma superior por onde circula o ar através da turbina de ar.

Existem vários subtipos para esta tecnologia, ela pode ser usada numa estrutura fixa isolada, num quebra-mar ou numa estrutura flutuante. Um exemplo de uma estrutura fixa isolada é a central CAO do Pico que se pode observar na Figura 2.4.



Figura 2.4 – Protótipo de aproveitamento da energia das ondas tipo CAO, Pico – Açores [11]

2.2.1.2 Corpos Oscilantes

Nesta tecnologia de conversão surgiram várias topologias, mas a energia é sempre aproveitada através de um corpo que adquire movimento quando exposto à ondulação. A diversidade de topologias leva à diversidade de conversores utilizados, estes podem ser motores óleo-hidráulicos, turbinas hidráulicas ou geradores eléctricos lineares.

Existem vários subtipos para esta tecnologia, os corpos podem ser flutuantes ou submersos e de translação ou de rotação. Um dos exemplos de corpos flutuantes de rotação é o Pelamis que usa motores óleo-hidráulicos para converter a energia e que como se pode ver pela Figura 2.5 está em utilização na Aguçadoura, Póvoa de Varzim.



Figura 2.5 - Pelamis P-750, Aguçadoura – Póvoa de Varzim [12]

2.2.1.3 Galgamento

Esta tecnologia consiste em transformar a energia cinética das ondas primeiro em energia potencial gravítica, e a partir daí funciona como uma central hídrica de baixa queda. A água sobe a uma plataforma e desce passando por uma turbina hidráulica de baixa queda.

Esta tecnologia tal como as outras é dividida em subtipos, pode ser aplicada numa estrutura fixa na costa ou em quebra-mar, ou numa estrutura flutuante.

2.3 Tecnologias a Abordar

No que se refere à energia solar térmica de concentração neste trabalho serão analisadas em pormenor duas tecnologias:

- Central de concentrador cilindro-parabólico
- Torre solar convencional

Esta escolha deve-se ao facto de serem as tecnologias com maior perspectiva para utilização futura em centrais [3].

Relativamente à energia das ondas, são analisadas:

- Coluna de água oscilante, na vertente *shoreline*
- Corpo oscilante Pelamis

A escolha das tecnologias acima seleccionadas teve por base a coluna de água oscilante, ser considerada a mais promissora, e a tecnologia de corpo oscilante Pelamis estar em fase de comercialização.

Capítulo 3

Potencial da Energia Solar Termoelectrica e da Energia das Ondas

- 3.1 Disponibilidade da Energia Solar Termoelectrica no Mundo
- 3.2 Exemplos de Aproveitamento da Energia Solar Termoelectrica no Mundo
- 3.3 Disponibilidade da Energia Solar Termoelectrica em Portugal
- 3.4 Exemplos de Aproveitamento da Energia Solar Termoelectrica em Portugal
- 3.5 Disponibilidade da Energia das Ondas no Mundo
- 3.6 Exemplos de Aproveitamento da Energia das Ondas no Mundo
- 3.7 Disponibilidade da Energia das Ondas em Portugal
- 3.8 Exemplos de Aproveitamento da Energia das Ondas em Portugal

3 Potencial da Energia Solar Termoelétrica e da Energia das Ondas

3.1 Disponibilidade da Energia Solar Termoelétrica no Mundo

A energia solar é um dos recursos energéticos mais abundantes no planeta. Esta energia emana do Sol como produto de uma reacção nuclear de fusão. Esta reacção nuclear transforma aproximadamente 596 milhões de toneladas de hidrogénio em 592 milhões de toneladas de hélio a cada segundo, e a diferença de massas é convertida em energia na forma fotões que constituem a radiação solar. Devido à distância que separa a Terra do Sol apenas uma pequena fracção dessa energia chega ao topo da atmosfera. A energia que chega ao topo da atmosfera é em parte reflectida e absorvida por esta e só então chega ao nível do solo com a potência observada na Figura 3.1.

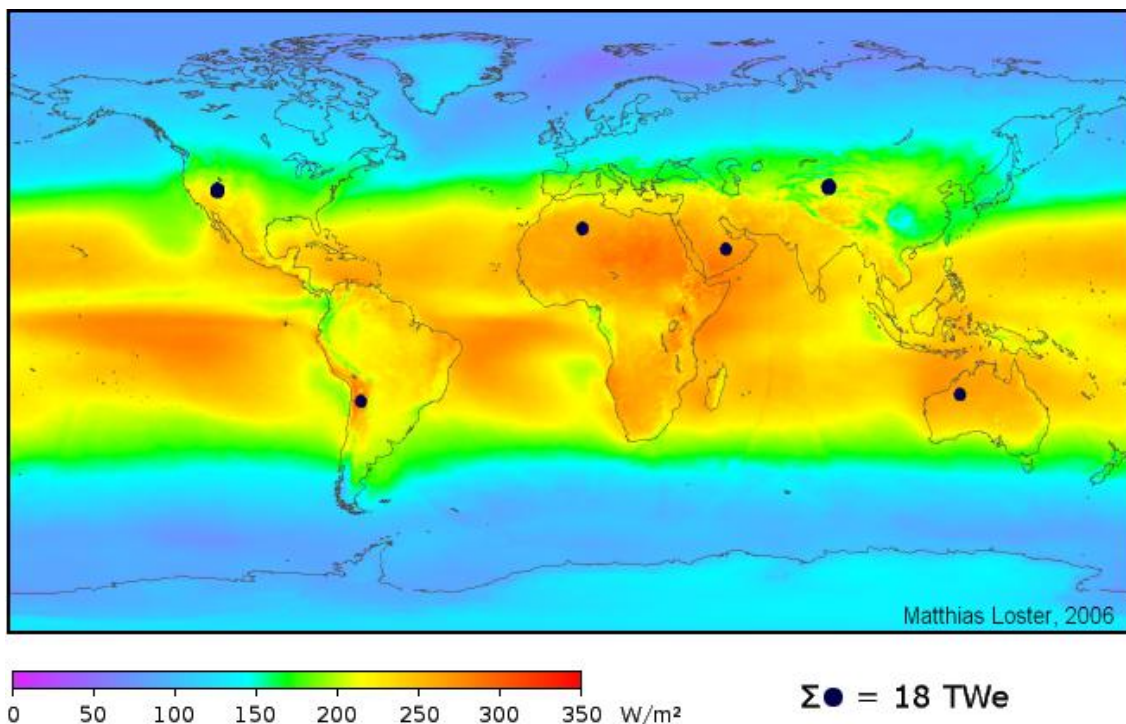


Figura 3.1 – Insolação média global de 1991 a 1993 (incluindo noites), levando em conta a cobertura de nuvens segundo os satélites meteorológicos. Os círculos pretos mostram as áreas de insolação que podem suprimir mais do que a procura total de energia primária do mundo (assumindo uma eficiência de conversão de 8%). [13]

3.2 Exemplos de Aproveitamento da Energia Solar Termoelectrica no Mundo

A energia solar de concentração na vertente termoelectrica, apesar de pouco divulgada até 2006 quando novas centrais começaram a ser construídas, já existe há várias décadas. Na Tabela 3.1 evidencia-se o estado de desenvolvimento das várias tecnologias, onde se salienta o avanço na tecnologia de concentrador cilindro-parabólico.

Tabela 3.1 – Experiência operacional da CSP [4]

| Tecnologia | Capacidade Instalada 2009 (MW _e) | Electricidade Produzida até 2009 (GWh _e) | Capacidade Aproximada, em Construção e Projectada (MW _e) |
|------------------|--|--|--|
| CCP | 500 | >16 000 | >10 000 |
| Torre Solar | 40 | 80 | 3000 |
| Fresnel | 5 | 8 | 500 |
| Disco Parabólico | 0,5 | 3 | 1000 |

Colectores Cilindro-parabólicos

Em todo o mundo, projectos de colectores cilindro-parabólicos actualmente em operação têm entre 14 e 80 MW_e de potência instalada, e as centrais existentes somam uma potência instalada bem acima dos 500 MW_e. No sul da Califórnia, nove centrais foram desenvolvidas e ligadas à rede nos anos 1980, configurando uma área espelhada de cerca de 2 km², denominados sistemas solares de geração de electricidade (SEGS). Após um hiato na indústria, a construção de centrais solares de colectores cilindro-parabólicos comerciais regressou com o projecto de 64 MW_e denominado Nevada One, detido pela Acciona, que irá produzir 130 GWh_e anualmente. Em Espanha, os projectos Andasol e Solnova em construção serão responsáveis por uma capacidade instalada de 250 MW_e, e mais de 14 outros projectos do género foram propostos desde a introdução de uma tarifa de incentivo. A maior central solar de concentradores cilindro-parabólicos proposta é a Solana, e foi planeada para instalação num local do Nevada.

A central Andasol desenvolvida pela Solar Millenium / ACS usa óleo sintético como HTF e é pioneira no *design* EuroTrough e armazenamento térmico com recurso à tecnologia de Sais Fundidos. Os projectos SEGS e Solnova em Espanha usam igualmente óleo sintético como HTF, outros projectos estão a

construir centrais com produção directa de vapor nos tubos absorvedores. O uso da produção directa de vapor elimina a necessidade de um meio de transmissão de calor, e permite reduzir custos e melhorar a eficiência em 15 a 20%.

As centrais SEGS e Solnova usam um sistema em que a central também pode funcionar a gás natural em dias nos quais a radiação solar é baixa.

Os sistemas de colectores cilindro-parabólicos são apropriados para o funcionamento híbrido denominado Ciclo Solar Combinado (ISCC), em que o vapor de água gerado pelo sol no campo solar alimenta uma central térmica que também usa vapor de água gerado com recurso a combustíveis fósseis, em geral o gás natural. Foram feitas propostas para centrais ISCC na Argélia, Egipto, e Marrocos, constituindo dessa forma um passo importante a curto prazo, para incrementar a produção de energia eléctrica a partir de energia solar, no mix electroprodutor.

Centrais Andasol – Utilização do armazenamento térmico

O projecto Andasol foi construído com 624 colectores EuroTrough (Skal-ET), dispostos em 168 circuitos paralelos. A central Andasol 1 começou o seu teste de funcionamento no Outono de 2008 e a Andasol 2 e 3 estão actualmente em construção no sul de Espanha, com uma produção de 180 GWh_e por ano e uma superfície de colector superior a 510 000 m² – equivalente a 70 campos de futebol.

Cada central eléctrica tem uma potência de 50 MW_e e possui armazenamento térmico. A central foi projectada para otimizar a transferência de calor entre o HTF que circula no campo solar, o meio de armazenamento de Sais Fundidos e o ciclo de vapor. Possui um reservatório de armazenamento térmico que possibilita o funcionamento das turbinas durante 7,5 h, à potência máxima, mesmo que chova ou muito depois do pôr-do-sol. O armazenamento de calor é constituído por dois tanques de 14 m de altura e 36 m de diâmetro, nos quais estão contidos Sais Fundidos. Cada um fornece 28 500 toneladas de meio de armazenamento. A Andasol 1 fornece electricidade a 200 000 pessoas e evita a emissão de 149 000 toneladas de CO₂ por ano quando comparada com uma central a carvão moderna. [4]

SEGS – inovando a tecnologia

Foram construídas nove centrais no deserto do Mojave (EUA) pela empresa israelo-americana Luz entre 1984 e 1991; a primeira com apenas 14 MW_e, e as últimas duas com 80 MW_e, conhecidas no seu conjunto como SEGS. Estas centrais utilizam vapor gerado com energia solar e uma componente de queima de gás de reserva, limitada a 25% do total da energia térmica utilizada. Possuem mais de 2 km² de colectores cilindro-parabólicos. Representam um investimento de 1200 milhões de dólares. A empresa Luz enfrentou dificuldades em obter lucro devido a questões de mercado tais como flutuações de preço da energia e impostos. No entanto, a tecnologia está comprovada e mostra que as centrais CSP têm potencial para um longo tempo de vida útil. Em 2009, as três centrais em Kramer Junction sozinhas debitavam 800 a 900 GWh_e na rede eléctrica da Califórnia por ano, atingindo uma produção de energia eléctrica de origem solar acumulada de 9 TWh_e, sensivelmente metade da energia eléctrica de origem solar (CSP) produzida até à data. Desde a sua construção, as centrais SEGS reduziram os custos de operação e manutenção em pelo menos um terço (devido à optimização dos processos de manutenção). Empresas de produção de componentes para concentradores cilindro-parabólicos têm feito avanços significativos na melhoria dos tubos absorvedores, *know-how* do processo e integração de sistema. A disponibilidade anual das centrais excedeu os 99% e, paradoxalmente, o nível de performance da central desceu apenas cerca de 3% em cerca de 20 anos de operação. [4]

Torre Solar

As primeiras centrais de teste foram construídas nos anos 80 e 90 na Europa e Estados Unidos. Estas incluíam a SOLGATE, que aquecia ar pressurizado, a Solar II na Califórnia, que usava Sais Fundidos como HTF e como meio de armazenamento térmico para funcionamento nocturno, e o projecto GAST em Espanha, que usava painéis tubulares metálicos e cerâmicos. O conceito de colector volumétrico foi desenvolvido nos anos 90 no projecto PHOEBUS, usando uma malha metálica, exposta à radiação incidente e arrefecida por um fluxo de ar. Este colector atingia 800°C e era utilizado para alimentar um ciclo a vapor de 1 MW_t.

Com a tecnologia comprovada, existem projectos pioneiros a funcionar em Espanha, nomeadamente no Parque Solar de Sanlúcar, a torre solar PS10 de 11 MW_e e a PS20 de 20 MW_e. Uma empresa dos EUA estava a desenvolver uma tecnologia de torre descentralizada de elevada temperatura e eficiência, e com um acordo de compra de potência até 500 MW_e. Os primeiros 100 MW_e estavam planeados para instalação em 2010. [4]

PS10 e 20 – as primeiras torres solares comerciais no mundo

O projecto PS10 é uma central de torre solar de 11 MW_e com receptor central. Esta central está agora concluída e os projectistas, Abengoa, avançaram para a construção da PS20, que tem o dobro do tamanho. Ambas as centrais têm armazenamento térmico que lhes permite produzir, à potência máxima, durante 30 minutos depois do pôr-do-sol. O armazenamento térmico neste caso é usado para potenciar a produção sob condições de baixa radiação solar. Adicionalmente a PS10 pode usar gás natural para 12 a 15% da produção de energia eléctrica. A PS10 produz 24,3 GWh_e por ano de energia limpa, suficiente para alimentar 5500 lares. O campo solar da PS10 em Sanlúcar la Mayor é composto por 624 helióstatos; a área total do campo solar é de 75 000 m². Cada helióstato segue o sol em dois eixos e concentra a radiação solar no receptor localizado na torre de 115 m de altura. O receptor converte 92% da energia solar recebida em vapor.

A PS20 foi construída no mesmo local, a Plataforma Solar de Sanlúcar la Mayor no sul de Espanha, funcionando de forma semelhante, a PS20 vai adicionar o fornecimento de energia para outros 12 000 lares, o campo solar da PS20 tem 1255 helióstatos e uma torre de 160 m. [4]

Invanpah 1

Existe uma grande expectativa para a tecnologia de torre solar por parte da BrightSource Energy, a instalar no norte da Califórnia, que está a desenvolver uma tecnologia de torre descentralizada de elevada temperatura e eficiência. A BrightSource Energy foi seleccionada para instalar uma capacidade total de 400 MW_e em Ivanpah, no Nevada usando a sua tecnologia de Torre Solar Descentralizada com um custo de aproximadamente 4500 US\$/kW. Aguardando a aprovação da Comissão Energética da Califórnia, os primeiros

100 MW_e seriam instalados em 2010 e os restantes 300 MW_e pouco tempo depois. [4]

Disco Parabólico (Motores *Stirling*)

Vários protótipos de Disco Parabólico funcionaram com sucesso nos últimos 10 anos, com potências desde os 10 kW_e (projecto de Schlaich, Bergermann e Partnern), 25 kW_e (SAIC) até mais de 100 kW_e (o “*Big Dish*” da Universidade Nacional da Austrália).

Dentro do projecto europeu EURO-DISH, um consórcio europeu com parceiros da indústria desenvolveu um sistema de Disco Parabólico com motor *Stirling* viável para geração de energia eléctrica descentralizada. A tecnologia promovida pela Stirling Energy Systems (SES), denominada “Solarcatcher”, é um sistema de 25 kW_e que consiste numa estrutura de disco de 11,4 m de diâmetro que suporta 82 espelhos de vidro curvado, cada um com 0,9 m x 1,2 m. O gerador é um motor *Stirling* de 4 cilindros, gerando até 25 kW_e. Em 2008, a Stirling Energy Systems divulgou um novo *record* de eficiência de conversão total de 31,25% em New Mexico.

A tecnologia australiana Big Dish está a ser introduzida no mercado pela Wizard Power e apresenta uma área de 500 m². O modelo que está a ser comercializado usa um sistema de armazenamento de energia solar baseado em amoníaco que alimenta um processo termo-químico que armazena a energia solar de concentração até ser necessária para geração de electricidade. Assim a produção pode continuar durante a noite ou sob condições atmosféricas de baixa radiação solar – fornecendo uma potência contínua como central de base ou potência de pico quando necessária.

Os sistemas de disco parabólico são modulares e, em teoria, podem-se juntar vários para formar grupos de grande dimensão. A empresa SES tem um acordo de compra de energia para um conjunto de discos parabólicos no deserto do Mojave da Califórnia que vai compreender mais de 20 000 unidades. No entanto, este desenvolvimento foi planeado há alguns anos sem até ao presente se ter iniciado a sua construção. Na Austrália, a Wizard Technology, que comercializou o Big Dish, planeou um projecto perto de Whyalla, com aplicação no processamento de aço, de 100 MW com início em 2009.

Refletor Fresnel Linear (LFR)

Os colectores do tipo LFR, que atraíram uma crescente atenção, são principalmente desenvolvidos pela empresa australiana Ausra (antiga Solar Heat and Power) nos EUA. Essa empresa construiu uma central de teste de 1 MW_t na zona Este da Austrália no ano de 2003, que alimenta através de vapor uma central a carvão. A central sofreu uma duplicação na sua dimensão e a empresa possui ainda outra central de 5 MW a funcionar na Califórnia, bem como uma de 177 MW_e planeada para os Estados Unidos que está a ser desenvolvida para a empresa Pacif Gas and Electric (PG&E) em Carrizo Plains, a oeste de Bakersfield com componentes produzidos na sua fábrica no Nevada. A central Fresnel PE1 da Novatec com 1,4 MW_e instalados iniciou em 2009 o funcionamento *on-line* em Calasparra, Múrcia, Espanha.

Kimberlina – O primeiro reflector Fresnel commercial

Localizado no Bakersfield, Califórnia, a central solar termoelétrica Kimberlina da empresa Ausra é a primeira do género na América do Norte. A central Kimberlina foi também o primeiro projecto solar termoelétrico a iniciar o funcionamento na Califórnia em cerca de 15 anos. As filas de espelhos da Kimberlina foram fabricadas numa fábrica de energia solar termoelétrica especialmente construída em Las Vegas, Nevada. As linhas de colector solar térmico geram até 25 MW_t para alimentar uma turbina a vapor na central eléctrica adjacente. De acordo com a empresa que explora a central, esta quando à potência máxima produz vapor solar suficiente para gerar 5 MW_e renováveis, o suficiente para 3500 lares californianos.

A central aplica a tecnologia que foi experimentada e testada, em combinação com uma central a carvão localizada numa região de mineração de carvão em Hunter Valley, Austrália.

O Reflector Fresnel Linear Compacto produz vapor de água directamente, e pode ser construído e funcionar a um custo mais reduzido que alguns outros tipos de geradores solares térmicos. A geração directa de vapor torna simples a integração com outros sistemas, tanto com *designs* antigos como com *designs* recentes. O sistema produz vapor e electricidade a preços competitivos quando comparado com as centrais de ponta a gás natural recentes. [4]

Tendências dos custos do CSP

A maioria da informação disponível sobre CSP está relacionada com a tecnologia de concentrador cilindro-parabólico, porque a maioria das centrais actualmente a funcionar são deste género. Estimativas dizem que a nova tecnologia de colectador cilindro-parabólico utilizando tecnologia actual com melhorias comprovadas pode produzir energia eléctrica a cerca de 0,10 a 0,12 US\$/kWh_e em funcionamento exclusivamente solar nas condições do sudoeste norte-americano. No caso das centrais deste tipo localizadas em Espanha, o custo nivelado da electricidade é relativamente mais elevado que o acima indicado (aproximadamente 0,23 €/kWh_e), contudo o custo total está a decrescer. [4]

A experiência comercial das nove centrais SEGS construídas na Califórnia entre 1986 e 1992 e em funcionamento desde então, mostra que os custos de geração em 2004 desceram cerca de dois terços. A primeira unidade de 14 MW_e fornecia electricidade a 0,44 US\$/kWh_e, descendo para apenas 0,17 US\$/kWh_e para a última unidade de 80 MW_e.

Com avanços na tecnologia, aumento da potência por central, taxas de desenvolvimento crescentes, pressões competitivas, armazenamento térmico, novos HTF, bem como uma melhor exploração e manutenção, espera-se uma diminuição ainda mais significativa no custo da energia eléctrica gerada por centrais CSP.

Tal como com todas as centrais CSP, é necessário um elevado investimento inicial em novas centrais. Ao longo do ciclo de vida completo da central, 80% do seu custo é relativo à construção e juros de empréstimos associados, apenas 20% é referente à operação. Portanto a confiança da instituição financeira na nova tecnologia é crítica, somente quando está disponível financiamento sem sobretaxas de elevado risco é que a tecnologia CSP é competitiva com centrais de média potência a combustíveis fósseis. Uma vez que a central esteja paga, em 25 a 30 anos, apenas restam os custos de operação e manutenção, que se cifram actualmente em cerca de 0,03 US\$/kWh_e, sendo a electricidade mais barata que qualquer outra concorrente, comparável apenas com centrais hidroeléctricas.

Na Califórnia houve uma pausa de 15 anos entre as últimas centrais SEGS IX em 1992 e as centrais mais recentes, a PS10 e a Nevada Solar One. Devido a

este elevado interregno temporal os novos *players* na indústria tiveram que recalcular os custos e riscos associados às centrais CSP para as condições actuais de mercado. Os dados mostram que os custos de operação da CSP entraram numa fase de constante optimização, descendo de 0,08 para pouco mais de 0,03 US\$/kWh_e. A indústria tem agora acesso a uma nova geração de componentes de concentradores cilindro-parabólicos de performance melhorada, que também irão contribuir para reduzir os custos de operação.

Encontram-se menos estudados os custos reais de mercado da electricidade produzida nas outras tecnologias devido ao facto de os primeiros exemplos de aplicação terem sido construídos há pouco tempo ou ainda estarem em fase construção. Existe no entanto a expectativa geral de que as torres solares eventualmente produzirão electricidade a um custo mais baixo que as centrais de concentrador cilindro-parabólico. [4]

Tecnologias de armazenamento de calor

A tecnologia CSP pode vir a tornar-se mais despachável com a introdução de armazenamento de calor. Isto significa que a energia eléctrica pode ser produzida em horas sem radiação, e não somente nas condições de elevada radiação solar. O armazenamento de calor é por vezes é referido como Armazenamento de Energia Térmica (TES), esta tecnologia armazena alguma da energia térmica absorvida no parque solar para conversão em energia eléctrica noutros momentos. O armazenamento permite adaptar o perfil de potência produzida à procura e aumentar a energia total produzida pela central dependendo da potência da turbina. Isto pode ser atingido através do armazenamento do excedente de energia, de um parque solar maior, antes de ser usada na turbina. Eventualmente, centrais com armazenamento podem funcionar com um factor de carga¹ próximo de 100%, tal como as centrais a combustíveis fósseis. Significa também que uma central CSP pode ser considerada uma central de base em determinados locais e sob certas condições.

¹ Razão entre a potência média produzida e a potência instalada.

As várias configurações das centrais CSP exigem soluções de TES personalizadas que vão de encontro ao seu “mix” de tecnologias particular, por exemplo, o HTF do circuito primário, temperatura e pressão de funcionamento, capacidade e nível de potência. Providenciar TES eficientes e económicos vai exigir uma variedade de tecnologias de armazenamento, materiais e métodos a utilizar de forma a ir de encontro a todas as diferentes especificações das centrais.

As tecnologias de armazenamento podem ser directas ou indirectas. Enquanto nos sistemas directos o meio de armazenamento é aquecido directamente pelos concentradores, os sistemas indirectos usam um HTF que é aquecido no parque solar, que passa por um permutador de calor com o meio de armazenamento para o aquecer indirectamente. Tipicamente o HTF é óleo sintético e o meio de armazenamento são Sais Fundidos.

Armazenamento indirecto com recurso a Sais Fundidos

Um exemplo em funcionamento desta tecnologia é a Andasol 1 no sul de Espanha. Estas centrais usam tanques frios (cerca de 290°C) e tanques quentes (cerca de 390°C) de Sais Fundidos, com cerca de 29 000 toneladas cada tanque. Os sais frios passam por um permutador de calor com o óleo que é aquecido no parque solar, e é então armazenado no tanque quente para uso posterior. Para extrair o calor, o processo é revertido no permutador de calor, para transferir o calor de volta ao óleo. O óleo pode então produzir vapor para o gerador. Uma vantagem deste processo é que o óleo usado como HTF é uma tecnologia testada e aprovada. A principal desvantagem é que os permutadores de calor são dispendiosos e somam custos de investimento ao desenvolvimento.

Armazenamento directo de vapor

Esta técnica é utilizada comercialmente na central PS10 e permite cerca de 30 minutos a uma hora de funcionamento extra. A sua capacidade de armazenamento é limitada devido aos custos elevados de contentores pressurizados para grandes volumes de vapor e grandes capacidades de armazenamento. Esta é, em princípio, uma tecnologia convencional, também

conhecida como armazenamento de *Ruth*. O melhor uso desta tecnologia é como uma almofada para potência de pico.

Armazenamento indirecto com recurso a cimento

O uso de cimento para armazenamento de calor está em diferentes estágios de desenvolvimento em instalações protótipo com bons resultados até à data. O armazenamento de cimento funciona a temperaturas entre 400 e 500°C, e é um *design* modular e adaptável a diferentes dimensões, tendo capacidades que variam entre 500 kWh_t e 1000 MWh_t. Actualmente, o custo de investimento é cerca de 30 €/kWh_t, mas o objectivo é chegar aos 20 €/kWh_t. Os módulos de armazenamento de 1ª geração, com uma capacidade de 300 kWh_t, têm estado a funcionar há dois anos. Os módulos de 2ª geração têm 400 kWh_t de capacidade e estão agora prontos para aplicações de demonstração. [4]

Armazenamento indirecto num meio que muda de fase

Esta tecnologia está em desenvolvimento, e usa os pontos de fusão/solidificação de sais como o nitrato de sódio ou potássio para armazenar e fornecer calor para a condensação e evaporação de vapor em centrais de produção directa de vapor. Foi apenas testado em vários protótipos, mas não há aplicações comerciais. Neste sistema, HTF quente flui por um colector embebido nos materiais que mudam de fase, transferindo o seu calor ao material de armazenamento. A principal vantagem desta tecnologia é a sua densidade volumétrica e o baixo custo dos materiais de armazenamento. Existem alguns desafios no desenvolvimento deste método que precisam de ser transpostos antes de se tornar uma solução comercialmente viável. [4]

Na Tabela 3.2 é possível observar um resumo das primeiras centrais solares termoeléctricas em funcionamento e suas principais características. Uma lista mais exhaustiva com as mais recentes centrais deste género pode ser encontrada no Anexo A1, Tabela A1.1.

Tabela 3.2 – Primeiras centrais solares termoelétricas [4]

| Nome | Localização | Tecnologia, HTF e Meio de Armazenamento | Data | Potência (MW _e) | Financiamento |
|------------|---------------------|---|------|-----------------------------|---------------------------------|
| Eurelios | Adrano, Sicily | Tower, Water-Steam | 1981 | 1 | European Community |
| SSPS/CRS | Almeria, Spain | Tower, Sodium | 1981 | 0,5 | 8 European countries & USA |
| SSPS/DCS | Almeria, Spain | Trough, Oil | 1981 | 0,5 | 8 European countries & USA |
| Sunshine | Nio, Japan | Tower, Water-Steam | 1981 | 1 | Japan |
| Solar One | California, USA | Tower, Water-Steam | 1982 | 10 | US Dept. of Energy & Utilities |
| Themis | Targassonne, France | Tower, Molten Salt | 1982 | 2,5 | France |
| CESA-1 | Almeria, Spain | Tower, Water-Steam | 1983 | 1 | Spain |
| MSEE | Albuquerque, USA | Tower, Molten Salt | 1984 | 0,75 | US Dept. of Energy & Utilities |
| SEGS-1 | California, USA | Trough, Oil | 1984 | 14 | Private Project Financing – Luz |
| Vanguard 1 | USA | Dish, Hydrogen | 1984 | 0,025 | Advanco Corp. |
| MDA | USA | Dish, Hydrogen | 1984 | 0,025 | McDonnell-Douglas |
| C3C-5 | Crimea, Russia | Tower, Water-Steam | 1985 | 5 | Russia |

3.3 Disponibilidade da Energia Solar Termoelétrica em Portugal

Portugal é um dos países da Europa com maior recurso solar e o sul de Portugal, Alentejo e Algarve, são as regiões mais ricas no tocante a este tipo de recurso, como se pode observar na Figura 3.1 e Figura 3.2. Apesar da abundância do recurso, a sua exploração, como se pode ver a seguir, ainda é escassa.

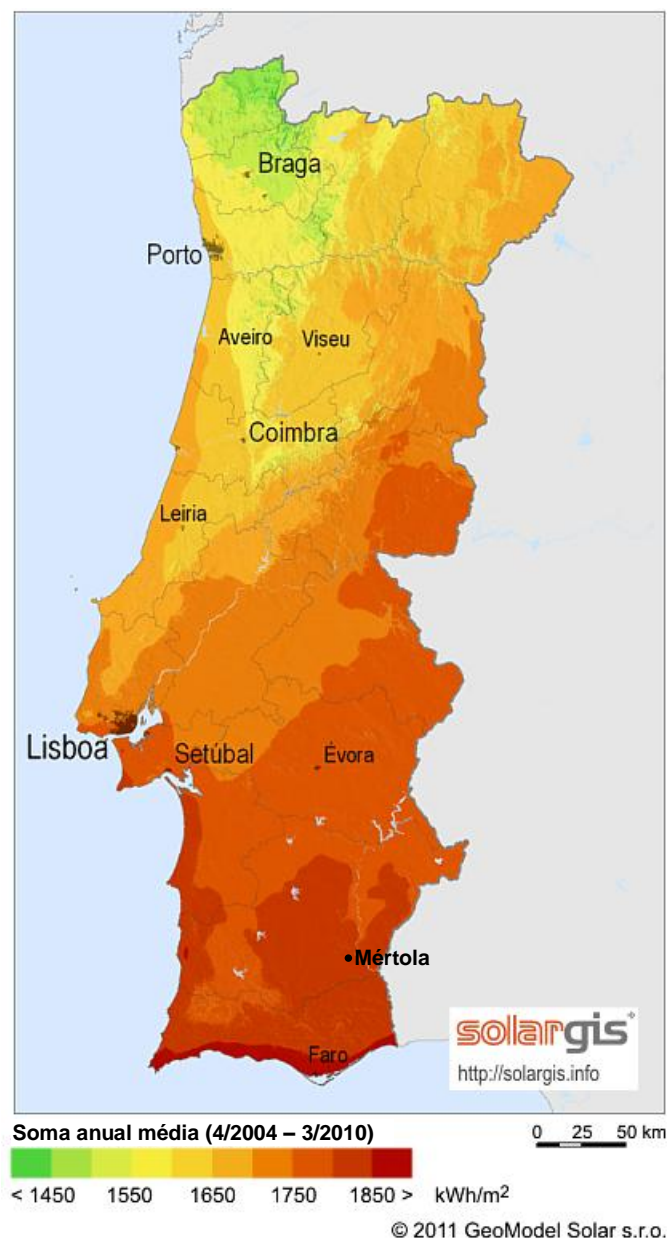


Figura 3.2 – Média da insolação total anual de 2004 a 2010 em Portugal Continental [14]

3.4 Exemplos de Aproveitamento da Energia Solar Termoelectrica em Portugal

Em Portugal a energia solar de concentração ainda não é explorada. Foi lançado um concurso para construção de centrais para I&D cujas propostas são indicadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Propostas de centrais para desenvolvimento e investigação [15]

| Promotor | Nome da Instalação | Tecnologia | Potência (MW _e) |
|--------------------------|--|--|-----------------------------|
| Ramada Holdings | SGPS Quinta Solar Alentec | CSP Stirling | 1,5 |
| Hyperion Energy Portugal | Solar Stirling I | CSP Stirling | 1,5 |
| Selfenergy | Central Solar Térmica de Odelouca | CSP Stirling | 1 |
| Bragalux | Central Termoelectrica de Alcanizes | CSP Stirling | 1,5 |
| Efacec | Central de Concentração Solar de torre - SolMass | CSP Torre | 4 |
| Abengoa/Fomentinvest | Central Solar Térmica de Moura | CSP Torre | 4 |
| Energina SLU | Solar Termoelectrica de Évora | CSP Concentrador Cilíndrico-Parabólico | 4 |
| Martifer Energia | Instalação Solar Térmica Concentrada de Évora | CSP Concentrador Cilíndrico-Parabólico | 4 |
| Dalkia | Central de Concentração Solar Térmica de Faro | CSP Fresnel Linear | 4 |
| Tom | Moura Fresnel (CSP) | CSP Fresnel Linear | 4 |

3.5 Disponibilidade da Energia das Ondas no Mundo

Como já foi mencionado a energia das ondas resulta do efeito do vento na superfície do oceano, pelo que pode ser considerada uma forma concentrada da energia solar, pois é esta que, pelo aquecimento desigual da superfície terrestre, é responsável pelos ventos. Uma vez criadas, as ondas podem viajar milhares de quilómetros no alto mar praticamente sem perdas de energia. Em regiões costeiras a densidade de energia presente nas ondas diminui devido à interacção com o fundo do mar. A potência de uma onda é proporcional ao quadrado da sua amplitude e ao seu período. Ondas de elevada amplitude (cerca de 2 m) e de período elevado (7 a 10 s) excedem normalmente os 50 kW por metro de frente de onda [16].

A energia das ondas apresenta-se assim como particularmente atractiva para ilhas ou países com grandes faixas costeiras, pelo que, após o choque petrolífero de 1973, países que satisfazem as condições geográficas necessárias e partilham as necessidades de importação de energia elegeram a energia das ondas em programas de carácter governamental ou em instituições de investigação e desenvolvimento, embora as primeiras ideias para a extracção da energia das ondas remontem a Girard (pai e filhos), em 1799. São exemplo de países nestas condições os casos do Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suécia e Portugal, na Europa, os Estados Unidos da América na América do Norte e a China, Índia e Japão na Ásia [17]. O montante de recurso global atribuído à energia das ondas ronda os 2 TW, sendo assim equiparável à potência eléctrica média anualmente consumida no mundo. O recurso energético das ondas encontra-se tipificado na Figura 3.3, onde o potencial de cada zona é representado em kW por metro de frente de onda. Estes valores representam o fluxo médio anual de energia que atravessa cada metro de frente de onda e são variáveis, podendo atingir, em estados de tempestade, 1 MW/m. O recurso energético das ondas na Europa representa cerca de 16% do mundial, totalizando assim cerca de 320 GW. [10]

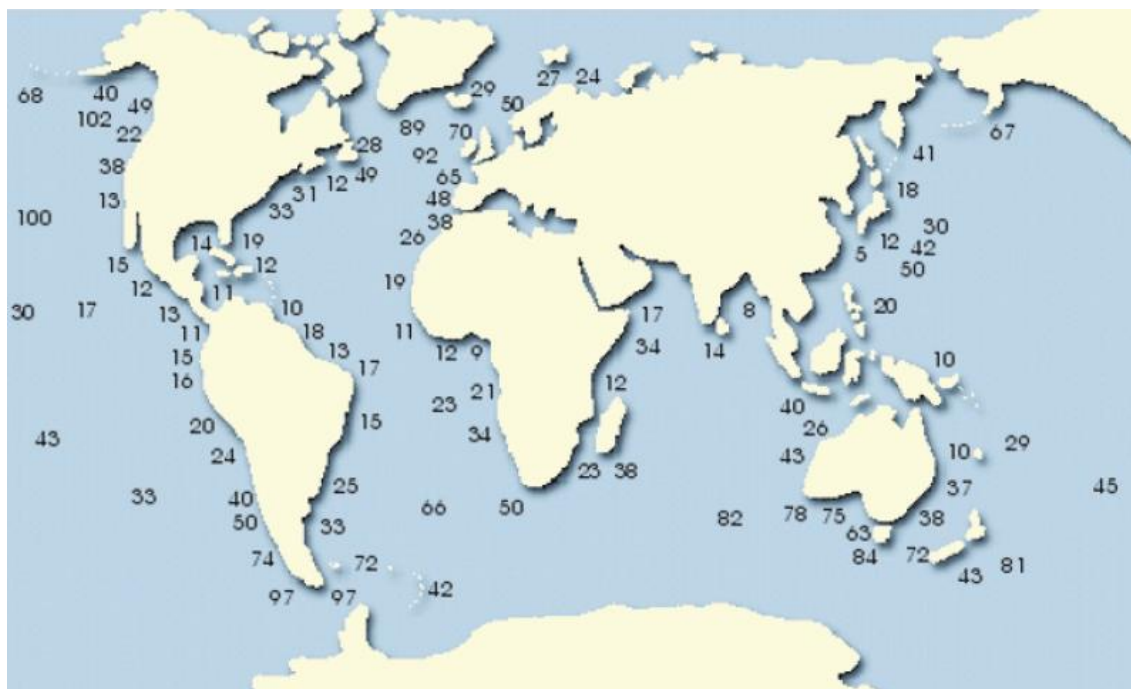


Figura 3.3 - Distribuição do potencial mundial da energia das ondas em kW/m de frente de onda [10]

3.6 Exemplos de Aproveitamento da Energia das Ondas no Mundo

Foi no período que se seguiu à crise no mercado petrolífero de 1973 que a energia das ondas surgiu nos programas de I&D (Investigação e Desenvolvimento) no Reino Unido, sendo que o trabalho de Salter chamou a atenção para o potencial energético disponível nas ondas [18]. O resultado imediato deste interesse culminou no aparecimento de diversas actividades em diversos países (casos da Suécia, Noruega, Dinamarca, Portugal, Irlanda, Japão e EUA) salientando-se o programa britânico que se revelaria demasiado ambicioso (o objectivo inicial visava a instalação de centrais que perfaziam 2 GW_e), facto que se pode considerar responsável pelo abandono quase na totalidade do apoio governamental a este programa em meados da década de 1980.

A experiência japonesa divergiu consideravelmente do programa do Reino Unido, uma vez que a opção de investigação passou das bóias do comandante Masuda para o Kaimei, um navio de demonstração que integrava 13 câmaras pneumáticas acopladas a geradores eléctricos de 40 a 50 kW_e, sendo o

princípio de operação o da CAO. Os testes do Kaimei ocorreram em 1978 e 1979, seguindo-se a construção de uma central de CAO (40 kW_e) em Senze, por volta de 1983. No final dessa década foi ainda construída uma outra central de CAO (60 kW_e), desta feita num quebra-mar no porto de Sakata. O programa Japonês inclui ainda uma central flutuante de CAO: o Migthy Whale.

A abordagem Norueguesa foi semelhante, tendo conduzido à construção de duas centrais de tipos diferentes: uma de CAO de 400 kW_e (Kvaerner) e uma central de galgamento denominada Tapchan (*Tapered Channel*) de 350 kW_e. A primeira foi entretanto destruída devido a uma tempestade, tendo a segunda estado em operação durante diversos anos. Desde o início da década de 1990 que outras centrais pilotos foram construídas na Índia, China, Portugal e Reino Unido, com potências que oscilam entre os 20 e os 500 kW_e, e todas do tipo CAO (excepto o Tapchan). Não é de estranhar que as centrais de CAO, nomeadamente as costeiras, sejam pois as mais estudadas, embora não existam publicações extensas sobre a *performance* destas centrais, facto que pode ser visto como um indicador de que as expectativas sobre os rendimentos das centrais não foram atingidas. Este facto não é surpreendente, em especial nas centrais mais antigas, que não beneficiaram do estado avançado de simulação, controlo e projecto que estão na actualidade disponíveis. Também não deve ser desprezado o facto do Japão, China e Índia terem um recurso energético baixo, que conduz necessariamente a condições menos favoráveis para a conversão da energia das ondas.

O apoio da Comissão Europeia está patente desde 1991, iniciando-se com os estudos preliminares sobre a energia das ondas (1991 e 1992) a que se seguiram, desde 1993, uma série de projectos sob a alçada do programa JOULE. Salientam-se os projectos que conduziram à criação de um atlas europeu do recurso energético das ondas ("*Atlas of Wave Energy Resource in Europe*") e a construção de duas centrais piloto de CAO, uma na ilha do Pico e outra na ilha de Islay, Escócia. Mais recentemente, em 2003, a Comissão Europeia financiou a construção e o teste de uma central à escala 1:4 do Wavedragon. Desde 1993 a Comissão Europeia patrocina uma conferência internacional dedicada à energia das ondas (Edimburgo 1993, Lisboa 1995, Patras 1998, Aalborg 2000 e Cork 2003) que tem vindo a estimular a continuação da I&D nesta área na Europa. Esta acção foi complementada, de

2000 a 2003, pelas actividades de uma rede Europeia de energia das ondas (*European Wave Energy Network*), que envolve 14 equipas de universidades, institutos de investigação e empresas das mais activas no campo da investigação sobre energia das ondas. Esta rede europeia será alargada no triénio de 2003 a 2006 com uma Acção Coordenada em Energia dos Oceanos, que envolve 51 parceiros, metade dos quais são empresas. No mesmo período será desenvolvida uma rede europeia de investigação em energia das ondas, também financiada pela Comunidade Europeia, envolvendo 11 parceiros, dos quais 2 são empresas.

O final da década de 1990 e início do novo século viram aparecer 5 centrais piloto de 4 diferentes tecnologias, que foram em 2004 testadas no mar. O facto de 4 destas centrais piloto serem propriedade de empresas deve ser encarado como factor de motivação extra, e como um sinal positivo da evolução a caminho da maturidade das tecnologias de energia das ondas. Os dados retirados destas centrais piloto são fundamentais para o desenvolvimento dos sistemas, pois constituem, por exemplo, ferramentas de validação dos modelos realizados. Uma outra etapa não menos importante passa pela demonstração da viabilidade económica das tecnologias, que seguirá um processo análogo ao de outras tecnologias, como as inerentes à conversão da energia eólica. No norte de Espanha foi instalado um "parque de ondas", em 2005. [10]

Na Tabela 3.4 apresenta-se um resumo da potência instalada e em construção das diversas tecnologias de energia dos oceanos no mundo.

Tabela 3.4 - Potência instalada e em construção de energia dos oceanos no mundo (kW_e) [19]

| País | Marés | | Correntes das marés | | Ondas | | Gradientes de salinidade | |
|---------------|-----------|---------------|---------------------|---------------|-----------|---------------|--------------------------|---------------|
| | Instalada | Em construção | Instalada | Em construção | Instalada | Em construção | Instalada | Em construção |
| Brasil | | | | | | 100 | | |
| Canadá | 20 000 | | 1065 | | | | | |
| Coreia do Sul | 254 000 | 1000 | | | | | | |
| Dinamarca | | | | | 215 | | | |
| Espanha | | | | | | 296 | | |
| Holanda | | | 80 | | | | 1 | |
| Noroega | | | | | | | 4 | |
| Nova Zelândia | | | | | 2 | | | |
| Portugal | | | | | 400 | | | |
| Reino Unido | | | 1200 | | 315 | | | |
| Suécia | | | | | | 50 | | |

3.7 Disponibilidade da Energia das Ondas em Portugal

Em Portugal estão "disponíveis" aproximadamente 21 GW, distribuídos entre 15 GW para o continente e 6 GW para as Regiões Autónomas. A potência por metro de frente de onda e a sua direcção nas diferentes regiões pode ser observada na Figura 3.4. Mesmo sendo extremamente conservadores nas taxas de conversão da energia disponível facilmente se chega à conclusão que este recurso constitui uma mais-valia para Portugal, que se encontra ainda por explorar.

Uma primeira análise sobre a batimétrica dos 50 m de profundidade mostra que ao largo da costa ocidental do continente Português existem cerca de 250 a 350 km de extensão que podem ser aproveitados para fins de extracção de energia de energia das ondas, pois não estão nem se enquadram no estatuto de zonas reservadas a outros fins (regiões protegidas, tráfego marítimo, actividades militares ou de recreio, zonas de protecção de cabos submarinos; e não colidem com a actividade piscatória).

Note-se que os sistemas *offshore* serão em princípio instalados em profundidades entre os 50 e os 80 m, dependendo dos condicionalismos locais, tais como a existência de zonas ou corredores de pesca e o tipo de fundo (geologia e batimetria). Mesmo adoptando critérios conservadores (admitindo, por exemplo, que 15% da energia disponível para sistemas *offshore* é convertida em energia eléctrica e assumindo que apenas são viáveis para instalação deste sistemas 250 km de linha costeira) chegamos ao valor de 10 TWh_e/ano, representativo da introdução hipotética de energia na rede eléctrica e que corresponde a cerca de 20% do consumo nacional de electricidade. Se assumirmos ainda um factor de carga de 25% obtemos como valor da potência a instalar aproximadamente 4,5 GW_e para a extensão de costa referida, valor que pode ser comparado com os cerca de 4,1 GW_e de potência eólica instalada até 2011 [20] e que pode ser considerado como o potencial nacional [10, 21].

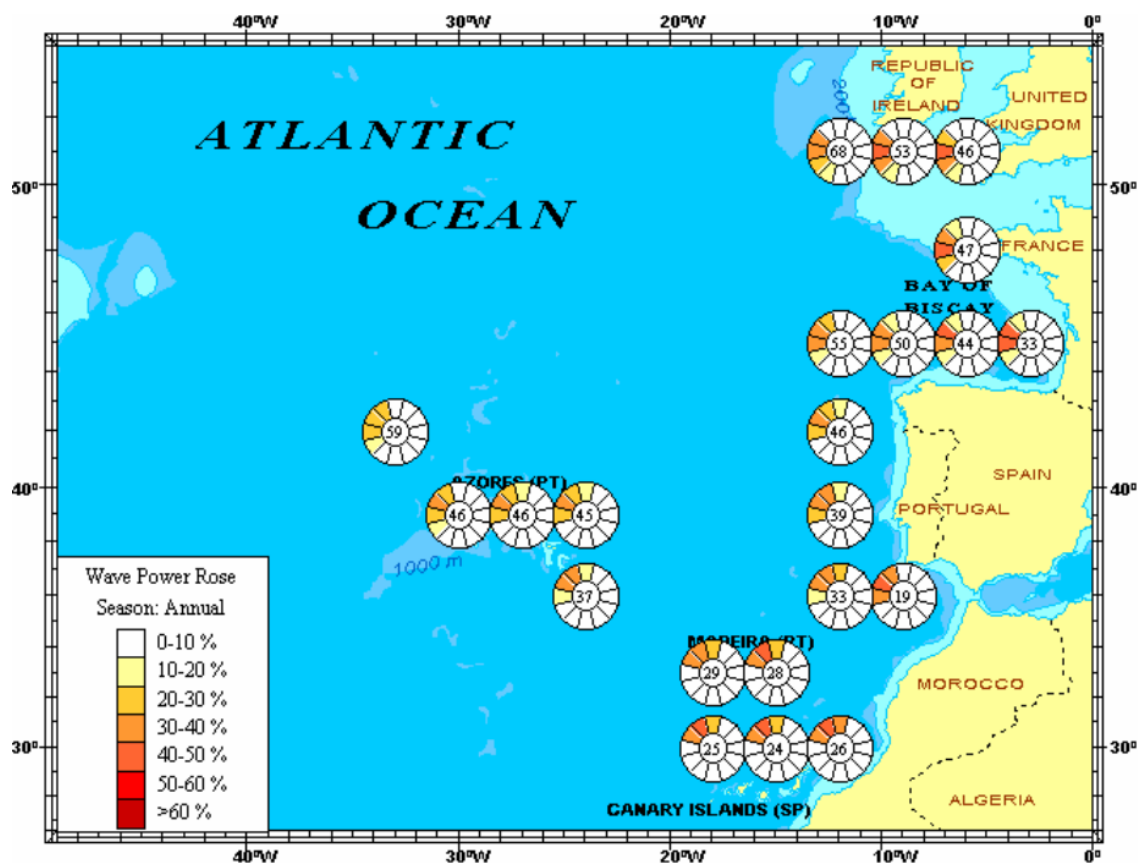


Figura 3.4 - Distribuição do potencial em Portugal da energia das ondas em kW/m de frente de onda e em percentagem de incidência direccional [22]

3.8 Exemplos de Aproveitamento da Energia das Ondas em Portugal

A problemática associada à energia das ondas é particularmente pertinente no caso Português. Portugal foi um dos países pioneiros a estudar este tema e tem ainda uma contribuição activa no panorama internacional, facto que não deve ser encarado com estranheza e que se encontra directamente relacionado com as características energéticas das ondas da costa portuguesa. Nesta secção procuraremos mostrar um pouco dos momentos chave da energia das ondas em Portugal.

A actividade de investigação e desenvolvimento nesta área iniciou-se no IST em 1978, motivada pelo aparecimento de um invento português, da autoria do Sr. Angelo Gonçalves David, um comerciante de Almeirim entretanto falecido, premiado em feiras internacionais de inventos. O invento consistia numa central de coluna de água oscilante, exemplificado através de um pequeno

tanque em que as ondas eram geradas manualmente. Continha uma coluna de água oscilante no lado oposto ao batedor, e no topo estava uma pequena turbina de ar de fluxo reversível acoplada a um dínamo eléctrico que alimentava um pequeno rádio, que por sua vez tocava com um volume suficientemente alto para impressionar quem se encontrava na vizinhança.

Esta actividade prosseguiu com o desenvolvimento de métodos analíticos para análise da interacção de ondas com sistemas de aproveitamento de energia das ondas do tipo CAO. Numa fase posterior foram realizados ensaios experimentais com modelos reduzidos em canais e tanques de ondas regulares e irregulares, quer para verificação dos resultados analíticos, quer para apoio ao dimensionamento da central de CAO que veio a ser construída na ilha do Pico. Esta central de 0,4 MW_e de potência instalada foi construída (1998-2000) com apoio financeiro da UE, do estado português, da Electricidade dos Açores e da Electricidade de Portugal, empresas que, conjuntamente com o IST, o INETI (Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação), a Profabril e a EFACEC, forneceram o suporte técnico-científico ao projecto.

Numa segunda fase foram dados passos muito importantes no estudo e desenvolvimento da turbina Wells. Por volta do início desta actividade formou-se no Departamento de Energias Renováveis do INETI - um grupo com o objectivo primordial de estudar o recurso energético das ondas em Portugal.

Para além do envolvimento na central do Pico, a equipa do IST participou no desenvolvimento da concepção e dimensionamento da central de CAO LIMPET (concluída em 2001), na ilha de Islay (concluída em 2001, com 500 kW_e), na Escócia, e, a partir de 1997, na concepção e modelação do dispositivo holandês AWS, cujos testes se iniciaram em Maio de 2004 ao largo da Póvoa do Varzim (2 MW_e). [10]

Capítulo 4

Metodologia

4.1 Avaliação da Energia Produzida

4.2 Avaliação da Remuneração das Energias Renováveis

4.3 Avaliação Económica

4 Metodologia

Este trabalho foi realizado com recurso a programação elaborada em folha de cálculo. E este encontra-se organizado como se observa na Figura 4.1.

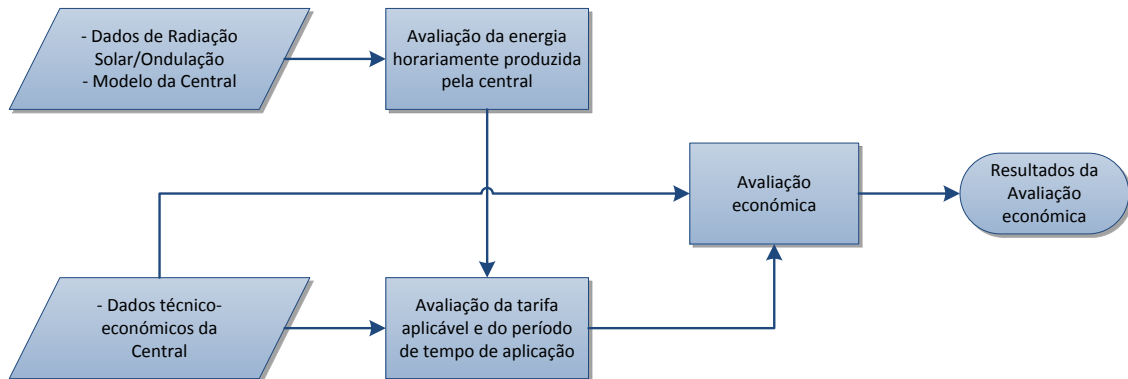


Figura 4.1 - Fluxograma de funcionamento do programa

Os modelos das centrais com as suas características técnicas estão implementados cada um numa folha de cálculo. Para cada central existe uma folha de cálculo que avalia a energia produzida a cada hora do ano com base nos dados horários de radiação/ondulação nela introduzidos, e no modelo de central adoptado. Os resultados da avaliação da energia horariamente produzida são utilizados juntamente com os dados económicos da central, como sejam a potência instalada e o tipo de central entre outros, na avaliação do valor e duração da tarifa aplicável à central. Com todos os dados económicos incluindo o valor e duração da tarifa são elaborados os mapas que permitem realizar a avaliação económica de onde resultam os indicadores seleccionados para a análise da viabilidade das centrais (VAL, TIR, Pay-Back, Custo Nivelado).

De seguida explicam-se separadamente os processos de avaliação da energia produzida e da avaliação do valor e duração da tarifa aplicável.

4.1 Avaliação da Energia Produzida

Para o cálculo do valor e período de aplicação da tarifa renovável é importante não só a quantidade total de energia produzida pela central mas também a altura do dia em que esta é produzida. Para isso determinou-se para cada central a energia total produzida e a energia produzida no horário de vazio que, segundo o Dec-Lei 225/2007, no período de hora legal de Inverno ocorre entre as 22 horas e as 8 horas do dia seguinte e no período de hora legal de Verão ocorre entre as 23 horas e as 9 horas do dia seguinte. Definiu-se portanto:

$$P_{vazio}^i = \begin{cases} P^i, \forall i \in T_{vazio} \\ 0, \forall i \notin T_{vazio} \end{cases} \quad (4.1)$$

i – hora do ano {1-8760};

P^i – Potência produzida na hora i (kW_e);

P_{vazio}^i – Potência produzida na hora i a contabilizar como potência no horário de vazio (kW_e);

T_{vazio} – Conjunto das horas do ano do horário de vazio {1-9,23-33,...}.

Como resultado pode-se calcular a energia total anual e a energia anualmente produzida em horário de vazio da seguinte forma:

$$E_{total} = \sum_{i=1}^{8760} P^i \times T^i \xrightarrow{T^i=1} E_{total} = \sum_{i=1}^{8760} P^i \quad (4.2)$$

$$E_{vazio} = \sum_{i=1}^{8760} P_{vazio}^i \times T^i \xrightarrow{T^i=1} E_{total} = \sum_{i=1}^{8760} P_{vazio}^i \quad (4.3)$$

E_{total} – Energia total produzida num ano (kWh_e);

E_{vazio} – Energia produzida durante o horário de vazio num ano (kWh_e);

T^i – Período de tempo da hora i (h).

Resta então determinar a potência gerada por cada central para cada hora do ano, ou seja, P^i . A abordagem é distinta entre as centrais CSP e as de Energia das Ondas.

4.1.1 Energia Produzida nas Centrais CSP

Curva de potência é um gráfico ou equação que relaciona uma dada entrada com a saída em potência de um determinado sistema. Essa entrada pode ser a velocidade do vento para uma turbina eólica, ou o caudal de um rio para uma central hídrica, no caso das centrais solares termoelétricas o recurso externo é a radiação solar. Para determinar então a potência produzida por uma central solar termoelétrica seria necessário determinar a curva de potência dessa central em função da radiação solar no local da central. Para ambos os sistemas de conversão de energia foi considerada uma curva linear cujo declive é dado pelo rendimento da conversão, desde a reflexão dos espelhos à conversão na turbina a vapor. Essa curva seria limitada pela potência máxima da central.

$$P^i = \begin{cases} 0, P_{rT}^i < P_{r \min} \\ P_{rT}^i \times \mu_{r-t} \times \mu_{t-e}, P_{r \min} \leq P_{rT}^i \leq \frac{P_{C \max}}{\mu_{r-t} \times \mu_{t-e}} \\ P_{C \max}, P_{rT}^i > \frac{P_{C \max}}{\mu_{r-t} \times \mu_{t-e}} \end{cases} \quad (4.4)$$

P_{rT}^i – Potência total que chega ao parque solar na forma de radiação na hora i (kW_r);

$P_{r \min}$ – Potência mínima que chega ao parque solar na forma de radiação para o início do funcionamento da central (kW_r);

μ_{r-t} – Eficiência óptica e do circuito do HTF, ou seja, eficiência de conversão de energia na forma de radiação para energia térmica (kW_t/kW_r);

μ_{t-e} – Eficiência de conversão de energia térmica em energia elétrica na turbina (kW_e/kW_t);

$P_{C \max}$ – Potência elétrica da central (kW_e).

Mas uma vez que estas centrais possuem armazenamento térmico, modela-las com recurso a uma curva de potência não é adequado ao seu modo de funcionamento. A existência de armazenamento de energia significa que a potência que a central produz numa determinada hora depende da radiação solar nessa hora e nas anteriores, portanto há que fazer uma gestão da energia

recebida pelo parque solar. A análise da energia produzida pela central será feita de acordo com o princípio de funcionamento da mesma. A potência na forma de radiação chega ao parque solar, é convertida em energia térmica, e armazenada ou convertida em energia eléctrica.

A potência total recebida pelo parque solar é dada por:

$$P_{rT}^i = P_r^i \times \frac{A_p}{1000} \quad (4.5)$$

P_r^i – Potência que chega ao parque solar na forma de radiação na hora i (W_r/m²);

A_p – Área total de reflectores no parque (m²).

Toda a potência solar recebida pelo parque solar é convertida em energia térmica no HTF e perdas nos reflectores e no circuito do HTF. A potência térmica no HTF é dada por:

$$P_{HTF}^i = \begin{cases} 0, \forall i \in T: P_{rT}^i < P_{r \min} \\ P_{rT}^i \times \mu_{r-t}, \forall i \in T: P_{rT}^i \geq P_{r \min} \end{cases} \quad (4.6)$$

P_{HTF}^i – Potência térmica transferida para o HTF (kW_t);

T – Conjunto das horas do ano {1, ..., 8760}.

A potência no circuito do HTF é então distribuída por três destinos possíveis, produção de energia eléctrica na turbina, armazenamento e escape para o circuito de arrefecimento. O destino prioritário é a turbina até a turbina estar a funcionar à potência nominal, de seguida o excedente de potência que a turbina não consegue utilizar é direccionado para o armazenamento, e quando o armazenamento e a turbina não conseguirem absorver toda a potência térmica esta é libertada pelo sistema de arrefecimento. Definem-se de seguida as referidas potências:

$$P_{T \max} = \frac{P_{C \max}}{\mu_{t-e}} \quad (4.7)$$

$$P_{P-T}^i = \begin{cases} P_{HTF}^i, \forall i \in T: P_{HTF}^i < P_{T \max} \\ P_{T \max}, \forall i \in T: P_{HTF}^i \geq P_{T \max} \end{cases} \quad (4.8)$$

$$P_{P-A}^i = \begin{cases} 0, \forall i \in T: P_{HTF}^i < P_{T \max} \\ P_{HTF}^i - P_{T \max}, \forall i \in T: P_{T \max} \leq P_{HTF}^i < P_{T \max} + P_{A \max} \\ P_{A \max}, \forall i \in T: P_{HTF}^i \geq P_{T \max} + P_{A \max} \end{cases} \quad (4.9)$$

$$P_{D1}^i = \begin{cases} 0, \forall i \in T: P_{HTF}^i < P_{T \max} + P_{A \max} \\ P_{HTF}^i - P_{T \max} - P_{A \max}, \forall i \in T: P_{HTF}^i \geq P_{T \max} + P_{A \max} \end{cases} \quad (4.10)$$

$P_{T \max}$ – Potência térmica máxima que a turbina consome (kW_t);

P_{P-T}^i – Potência que circula directamente do parque solar para a turbina (kW_t);

P_{P-A}^i – Potência térmica excedente da turbina que vai do parque para o armazenamento (kW_t);

$P_{A \max}$ – Potência máxima que o armazenamento pode receber (kW_t);

P_{D1}^i – Potência desperdiçada por limite combinado de potência de armazenamento e da turbina (kW_t).

A energia armazenada está limitada pela capacidade de armazenamento térmico da central. A energia armazenada a cada hora depende da energia que armazenada na hora anterior e da sua utilização ou não pela turbina, bem como da energia que sobra nessa hora:

$$E_A^i = \begin{cases} 0, i = 1 \\ E_A^{i-1} - P_{A-T}^i \times T^i + P_{P-A}^i \times T^i, \forall i \neq 1 \in T: E_A^{i-1} - P_{A-T}^i \times T^i + P_{P-A}^i \times T^i < E_{A \max} \\ E_{A \max}, \forall i \neq 1 \in T: E_A^{i-1} - P_{A-T}^i \times T^i + P_{P-A}^i \times T^i \geq E_{A \max} \end{cases} \quad (4.11)$$

$$P_{A-T}^i = \begin{cases} 0, \forall i \in T: P_{P-T}^i = P_{T \max} \\ P_{T \max} - P_{P-T}^i, \forall i \in T: P_{P-T}^i \leq P_{T \max} \wedge \frac{E_A^{i-1}}{T^i} \geq P_{T \max} - P_{P-T}^i \\ \frac{E_A^{i-1}}{T^i}, \forall i \in T: P_{P-T}^i \leq P_{T \max} \wedge \frac{E_A^{i-1}}{T^i} < P_{T \max} - P_{P-T}^i \end{cases} \quad (4.12)$$

E_A^i – Energia armazenada (kWh_t);

P_{A-T}^i – Potência utilizada pela turbina a partir do armazenamento (kW_t);

$E_{A \max}$ – Capacidade máxima de armazenamento (kWh_t).

Uma parte de energia é desperdiçada nesta fase por limite da capacidade de armazenamento:

$$P_{D2}^i = \begin{cases} 0, \forall i \in T: E_A^{i-1} - P_{A-T}^i \times T^i + P_{P-A}^i \times T^i < E_{Amax} \vee i = 1 \\ \frac{E_A^{i-1} - P_{A-T}^i \times T^i + P_{P-A}^i \times T^i - E_{Amax}}{T^i}, \forall i \neq 1 \in T: E_A^{i-1} - P_{A-T}^i \times T^i + P_{P-A}^i \times T^i \geq E_{Amax} \end{cases} \quad (4.13)$$

P_{D2}^i - Potência desperdiçada por limite da capacidade de armazenamento (kW_t).

A potência eléctrica produzida pela turbina é o resultado da conversão de toda a potência térmica que chega à turbina, afectada de um rendimento de conversão e descontando as indisponibilidades da central:

$$P_T^i = P_{P-T}^i + P_{A-T}^i \quad (4.14)$$

$$P^i = P_T^i \times \mu_{t-e} \times d_c \quad (4.15)$$

P_T^i – Potência térmica total que chega à turbina (kW_t);

d_c – Disponibilidade da central contabilizando os arranques, paragens, avarias e manutenção.

4.1.2 Energia Produzida nas Centrais de Energia das Ondas

A energia das ondas tem duas proveniências, a energia cinética associada à velocidade das partículas, que se movem em órbitas circulares em águas profundas e órbitas elípticas em águas rasas, e a energia potencial associada à deformação da superfície livre contra a força da gravidade (elevação das cristas das ondas) [2].

Para ondas sinusoidais, a energia por unidade de área horizontal e considerando o valor médio no tempo é definida por:

$$W_{cin} = W_{pot} = \frac{1}{2} \rho g A^2 = \frac{1}{8} \rho g H^2 \quad (4.16)$$

$$W = W_{cin} + W_{pot} = \frac{1}{4} \rho g H^2 \quad (4.17)$$

- W – Energia por unidade de área horizontal (J/m^2);
- W_{cin} – Energia cinética (J/m^2);
- W_{pot} – Energia potencial (J/m^2);
- ρ – Massa específica da água (kg/m^3);
- g – Aceleração gravítica (m/s^2);
- A – Amplitude da onda (m);
- H – Altura da onda da cava à crista, dobro da amplitude (m).

Interessa saber o fluxo de energia (potência) E que atravessa um plano vertical paralelo às cristas (normal à velocidade de propagação) identificado na Figura 4.2. O fluxo instantâneo de energia é igual ao trabalho das forças de pressão num plano vertical $x = \text{constante}$.

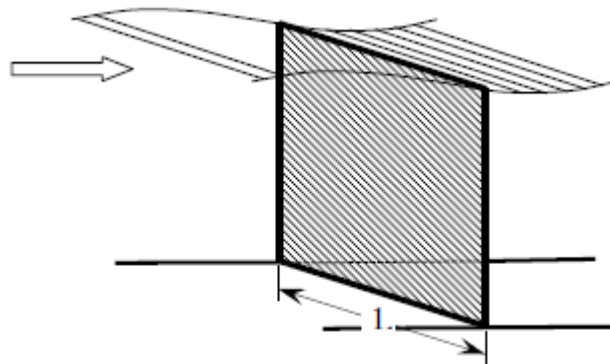


Figura 4.2 - Plano vertical paralelo à crista da onda [2]

Recorde-se que as partículas de fluido se movem (órbitas circulares, em águas profundas). O produto da pressão pela componente vertical da velocidade é igual ao fluxo instantâneo de energia por unidade de área (do plano vertical) [2]. Note-se ainda que (tal como a velocidade) a pressão é função das coordenadas espaciais e do tempo. Integrando em z (coordenada vertical) e tomando a média no tempo, obtém-se, em águas profundas (para uma largura unitária medida paralelamente às cristas):

$$E = \frac{1}{8\pi} \rho g^2 A^2 T = \frac{1}{32\pi} \rho g^2 H^2 T = \frac{\rho g^2 A^2}{4\omega} \quad (4.18)$$

E – Fluxo de energia por unidade de comprimento da crista da onda (W/m);

T – Período da onda (s);

ω – Frequência angular da onda (rad/s).

É de notar que E é proporcional a H^2 e a T . Note-se ainda que é um fluxo de energia por unidade de comprimento de crista de onda.

Como a velocidade das partículas decresce rapidamente com a distância à superfície livre, o fluxo de energia total E é devido essencialmente ao fluxo que atravessa uma camada superficial com poucas dezenas de metros de extensão vertical. Esta situação contrasta com a energia eólica. O fluxo de energia eólica aumenta dentro da camada limite atmosférica, e apenas uma pequena parte está praticamente disponível: as maiores turbinas eólicas captam energia até um nível (acima do solo) inferior a 200m. O fluxo de energia típico das ondas na camada superficial (energia por metro quadrado de superfície vertical) é várias vezes superior ao fluxo de energia típico do vento [2].

Pode-se dizer que as ondas (perto da superfície) são uma forma de energia mais concentrada do que o vento.

É possível obter uma boa representação das ondas reais por simples sobreposição de ondas regulares de diferentes amplitudes e frequências (ou períodos). Isto é permitido no âmbito da teoria linear (válida para declives pequenos, o que em geral é uma aproximação satisfatória) [2].

Por exemplo, com uma série finita de N ondas regulares, temos um espectro descontínuo:

$$\zeta(x, t) = \sum_{n=1}^N A_n \text{sen}(\omega_n t - k_n x + \alpha_n) \quad (4.19)$$

$\zeta(x, t)$ - Elevação da superfície livre (m);

A_n - Amplitude da componente n (m);

ω_n – Frequência angular da componente n (rad/s);

k_n – Número de onda da componente n ;

α_n – Fase da componente n (rad).

Se o número de harmónicas for infinito, tem-se um espectro contínuo (e um integral em vez dum somatório). Neste caso, em vez de A_n ($n = 1$ a N) ter-se-ia um espectro de amplitude contínuo definido por $A(\omega)d\omega$.

É frequente definir-se um espectro de potência (em vez de espectro de amplitude) $S_{\zeta}(\omega)$.

Na prática, para efeitos de cálculo, é necessário discretizar o espectro. Isto pode ser feito por:

$$\zeta(x, t) = \sum_{n=N_{min}}^{N_{max}} A_n \text{sen}(\omega_n t - k_n x + \alpha_n) \quad (4.20)$$

$$\omega_n = n\omega_0 \quad (4.21)$$

$$A_n = \sqrt{4\omega_0 S_{\zeta}(n\omega_0)} \quad (4.22)$$

ω_0 - Intervalo de frequência suficientemente pequeno.

Normalmente adoptam-se números aleatórios ($0 \leq \alpha_n \leq 2\pi$) para as fases α_n . O espectro de potência $S_{\zeta}(\omega)$ pode ser obtido, para um dado estado de mar, a partir de registos de medições da elevação da superfície num determinado ponto, aos quais são aplicadas técnicas de análise espectral. Para fins de simulação (para modelação teórica ou experimental), utilizam-se espectros típicos que se ajustam a amplas classes de estados de mar. Um dos espectros mais utilizados em estudos de energia das ondas é o espectro (de potência) de Pierson-Moskowitz, de que uma variante é:

$$S_{\zeta}(\omega) = 131,5 H_s^2 T_e^{-4} \omega^{-5} e^{-1054 T_e^{-4} \omega^{-4}} \quad (4.23)$$

$S_{\zeta}(\omega)$ - Espectro de potência (kW/m).

Nesta expressão existem dois parâmetros que caracterizam o estado de mar representado a altura significativa das ondas (H_s) e o período de energia das mesmas (T_e).

Para ondas irregulares, representadas por uma sobreposição de ondas regulares, o fluxo de energia pode ser obtido pelo somatório dos fluxos de energia das ondas regulares componentes. Isto pode ser feito facilmente, desde que se conheça A_n .

Para um espectro de Pierson-Moskowitz de águas profundas, obtém-se aproximadamente:

$$P_d = 0,49 \times T_e H_s^2 \quad (4.24)$$

P_d – Potência disponível na onda (kW/m);

T_e – Período de energia (s);

H_s – Altura significativa (m).

Esta expressão é utilizada correntemente para calcular a potência de um dado estado de mar [2].

Na conversão de energia das ondas em energia eléctrica o “rendimento” dos sistemas de energia das ondas depende da altura das ondas (altura significativa) de modo semelhante à dependência das turbinas eólicas em relação à velocidade do vento e depende também fortemente do período (ou da frequência) das ondas. De facto, na sua maioria, os sistemas de energia das ondas são mais eficientes quando estão próximos da situação de ressonância: quando a sua frequência própria de oscilação é pouco diferente da frequência representativa das ondas (é frequente usar o período de energia). [2]

A relação de dependência evidenciada da energia produzida em relação à altura e ao período das ondas justifica a utilização de tabelas de estados de mar e de superfícies de potência para determinação da energia gerada anualmente por um determinado dispositivo. As tabelas de estados de mar são caracterizadas pela altura significativa, período de energia e pela frequência de ocorrência anual. O fluxo de energia médio anual seria então, aproximadamente:

$$P_d = 0,49 \sum_t \sum_h T_{et} H_{sh}^2 F_{th} \quad (4.25)$$

$$\sum_t \sum_h F_{th} = 1 \quad (4.26)$$

F_{th} - Frequência de ocorrência anual.

Mas esta análise não permite distinguir a energia produzida nas horas de vazio da energia produzida nas horas de ponta. Para determinar a energia produzida a cada hora do ano definiu-se uma superfície de potência por categorias em ambos os eixos, 20 categorias no eixo da altura significativa e 20 categorias no eixo do período de energia das ondas. Cada categoria tem um limite inferior

e um limite superior. Para cada par de categorias (de altura e período) está definida a potência eléctrica que a central produz. Assim a potência eléctrica produzida pela central a cada hora do ano é:

$$P^i = \begin{cases} P_{1,1}, \forall i \in T: H_{1inf} \leq H^i < H_{1sup} \wedge T_{1inf} \leq T_e^i < T_{1sup} \\ P_{1,2}, \forall i \in T: H_{1inf} \leq H^i < H_{1sup} \wedge T_{2inf} \leq T_e^i < T_{2sup} \\ \vdots \\ P_{20,19}, \forall i \in T: H_{20inf} \leq H^i < H_{20sup} \wedge T_{19inf} \leq T_e^i < T_{19sup} \\ P_{20,20}, \forall i \in T: H_{20inf} \leq H^i < H_{20sup} \wedge T_{20inf} \leq T_e^i < T_{20sup} \end{cases} \quad (4.27)$$

$P_{h,t}$ – Potência produzida pela central para a categoria h de altura significativa das ondas e categoria t de período de energia das ondas (kW_e);

H_{hinf} – Limite inferior da categoria h de altura significativa das ondas (m);

H^i – Altura significativa das ondas na hora i (m);

H_{hsup} - Limite superior da categoria h de altura significativa das ondas (m);

T_{tinf} - Limite inferior da categoria t de período de energia das ondas (s);

T_e^i - Período de energia das ondas da hora i (s);

T_{tsup} - Limite superior da categoria t de período de energia das ondas (s).

4.2 Avaliação da Remuneração das Energias Renováveis

Para incentivar o recurso às energias renováveis foram afixadas tarifas de energia consoante a fonte de energia de modo a internalizar os benefícios para o ambiente e para a rede.

O Dec-Lei nº 225/2007 estabelece a fórmula de cálculo da remuneração mensal da energia entregue à rede pública pelos PRE-R.

$$VRD_m = [KMHO_m * (PF(VRD)_m + PV(VRD)_m) + PA(VRD)_m * Z] * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{REF}} * \frac{1}{(1-LEV)} \quad (4.28)$$

VRD_m – Remuneração mensal aplicável a centrais renováveis no mês m ;

$KMHO_m$ – Coeficiente facultativo que modula os valores de VRD_m em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;

$PF(VRD)_m$ – Parcela fixa de remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m ;

$PV(VRD)_m$ – Parcela variável de remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m ;

$PA(VRD)_m$ – Parcela ambiental de remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m ;

Z – Coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso, e da tecnologia utilizada na instalação;

IPC_{m-1} – Índice de preços no consumidor sem habitação no continente referente ao mês $m - 1$;

IPC_{REF} – Índice de preços no consumidor sem habitação no continente referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável;

LEV – Representa as perdas nas redes de transporte e distribuição evitadas pela central de energia renovável.

Factor de Modulação

É um factor de ponderação da energia entregue pelos PRE-R em função dos períodos tarifários (ponta, cheia, vazio). Este factor é opcional (excepto para as centrais hídricas), podendo o PRE-R decidir no acto de licenciamento se o mesmo toma um valor unitário ou se é dado através da fórmula:

$$KMHO = \frac{KMHO_{PC} * ECR_{PC,m} + KMHO_V * ECR_{V,m}}{ECR_m} \quad (4.29)$$

$KMHO_{PC}$ – Factor que representa a modulação correspondente a horas de cheia e de ponta;

$KMHO_V$ – Factor que representa a modulação correspondente a horas de vazio;

$ECR_{PC,m}$ – Energia produzida pela central renovável nas horas de cheia e de ponta do mês m (kWh);

$ECR_{V,m}$ – Energia produzida pela central renovável nas horas de vazio do mês m (kWh);

ECR_m – Energia produzida pela central renovável no mês m (kWh).

Os períodos tarifários a considerar correspondem ao ciclo diário de carga. As horas de vazio correspondem ao período nocturno durante os 7 dias da semana. No período de hora legal de Inverno, as horas de vazio ocorrem entre as 0 e as 8 horas e entre as 22 e as 24 horas. No período de hora legal de Verão, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 9 horas e entre as 23 e as 24 horas.

Os factores multiplicativos $KMHO_{PC}$ e $KMHO_V$ são os que constam na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Factores multiplicativos $KMHO_{PC}$ e $KMHO_V$

| | Mini-Hídricas | Outras Renováveis / bombagem |
|-------------|---------------|---------------------------------|
| $KMHO_{PC}$ | 1,15 | 1,25 |
| $KMHO_V$ | 0,8 | 0,65 |

Parcela Fixa

Esta remuneração está relacionada com a garantia de potência proporcionada pelo PRE-R.

A fórmula de cálculo é a seguinte:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} * COEF_{pot,m} * POT_{med,m} \quad (4.30)$$

$PF(U)_{ref}$ – É o valor unitário correspondente ao custo do investimento evitado pelo SEP devido à instalação de uma central renovável que assegura o mesmo nível de garantia de potência que o meio de produção cuja construção é evitada, o seu valor é de 5,44 €/kW;

$COEF_{pot,m}$ – É um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central, no mês m , para a garantia de potência proporcionada pela rede pública;

$POT_{med,m}$ – Potência média disponibilizada pela central à rede pública no mês m (kW).

$$COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} = \frac{ECR_m/Pot_{dec}}{0,8*24*NDM_m} = \frac{ECR_m}{576*Pot_{dec}} \quad (4.31)$$

$NHP_{ref,m}$ – Número de horas que a central funciona à potência de referência no mês m e é avaliado por ECR_m/Pot_{dec} ;

$NHO_{ref,m}$ – Número de horas que servem de referência no mês m , para o cálculo do $COEF_{pot,m}$ o qual é avaliado pelo produto $0,8 * 24 * NDM_m$;

NDM_m – Número de dias do mês m , para o qual se toma o valor de 30 dias;

Pot_{dec} – Potência da central, declarada pelo produtor no acto de licenciamento (kW).

$$Pot_{med,m} = \min \left(Pot_{dec}; \frac{ECR_m}{24 * NDM_m} \right) \quad (4.32)$$

Parcela Variável

Esta é a parcela associada à remuneração da energia entregue pelo PRE-R.

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} * ECR_m \quad (4.33)$$

$PV(U)_{ref}$ – é o valor unitário de referência que corresponde aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável e toma actualmente o valor 0,036 €/kWh.

Parcela Ambiental

Esta parcela é a que valoriza o benefício ambiental proporcionado pela central renovável. A sua fórmula de cálculo é a seguinte:

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} * CCR * ECR_m \quad (4.34)$$

$ECE(U)_{ref}$ – É o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável, toma o valor de 0,02 €/kg;

CCR – É o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, toma o valor 0,370 kg/kWh.

Factor Z

O factor Z está relacionado com a tecnologia usada e o regime de exploração respectivo. Este factor é apresentado conforme a Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Factor ambiental (Z) para as várias energias renováveis

| | Z |
|--|---|
| Centrais Eólicas | 4,6 |
| Centrais Eólicas offshore com utilização de plataformas flutuantes Centrais de experimentação Potência instalada ≤ 2 MW | 16,7 |
| Centrais Mini-hídricas Potência declarada ≤ 10 MW 10 MW < Potência declarada ≤ 30 MW Potência declarada > 30 MW | 4,5 4,5-0,075/MW _{ad} - |
| Instalações de bombagem | 0 |
| Centrais de Energia Solar (até ao limite de Pinst. a nível nacional de 150 MW) Instalações Fotovoltaicas Potência instalada > 5 kW Potência instalada ≤ 5 kW Instalações termoeléctricas Potência instalada ≤ 10 MW Potência instalada > 10 MW Instalações Fotovoltaicas (microgeração, até um limite de Pinst. a nível nacional de 50 MW) Potência instalada ≤ 5 kW 5 kW < Potência instalada ≤ 150 kW | 35 52 29,3 15 – 20 55 40 |
| Centrais de Biomassa (até ao limite de Pinst. a nível nacional de 250 MW) Biomassa florestal residual Biomassa animal | 8,2 7,5 |
| Centrais de Biogás Digestão anaeróbica RSU, lamas de ETAR, resíduos agro-pecuários e agro-alimentares até 150 MW Pinst. a nível nacional Gás de aterro até 20 MW Pinst. a nível nacional Quando superados os limites de Pinst. a nível nacional | 9,2 7,5 3,8 |
| Centrais de valorização energética na vertente de queima (até ao limite de Pinst. a nível nacional de 150 MW) De RSU indiferenciados De combustíveis derivados de resíduos | 1 3,8 |
| Centrais utilizadoras da energia das ondas Projectos demonstr. Conceito Projectos em regime pré-comercial Projectos em regime comercial Primeiros 100 MW Aos 150 MW seguintes Acima dos limites anteriores | 28,4 16 – 22 8 – 16 6 -10 4,6 |
| Tecnologias renováveis não referidas acima ou quando os limites de potência instalada a nível nacional previstos acima forem ultrapassados | 1 |

Factor de Perdas

Este factor traduz as perdas evitadas nas redes de transporte e distribuição pelos PRE-R e depende da potência instalada como ilustrado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Factor de perdas

| | P. inst. < 5 MW | P. inst. ≥ 5 MW |
|-------------------|-----------------|-----------------|
| LEV | 0,035 | 0,015 |
| $\frac{1}{1-LEV}$ | 1,036 | 1,015 |

Factor de Inflação

O factor de inflação está relacionado com a taxa de inflação e é dado pela razão:

$$\frac{IPC_{m-1}}{IPC_{REF}} \quad (4.35)$$

Limites de Aplicação

O DL225/2007 estabelece que o montante de remuneração definido por VRD é aplicável até aos limites definidos na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Limites temporais de aplicação da tarifa

| Tipo de Central | Energia total fornecida à rede | Horizonte temporal |
|----------------------------|--------------------------------|--------------------|
| Eólica | 33 GWh/MW _{instalado} | 15 anos |
| Eólica offshore | 6 GWh por central | 2 anos |
| Mini-hídrica | 52 GWh/MW _{instalado} | 20 anos (+5) |
| Energia Solar | 21 GWh/MW _{instalado} | 15 anos |
| Fotovoltaicas microgeração | | 15 anos |
| Biomassa | | 25 anos |
| Biogás | | 15 anos |
| Vertente de queima | | 15 anos |
| Energia das ondas | | 15 anos |
| Outras instalações | | 12 anos |

Considerações finais

O DL 225/2007 estabelece ainda que relativamente à relação entre os parques eólicos e as autarquias onde estão instalados, para benefício do local onde a central eólica é instalada terá de ser pago ao respectivo município uma renda mensal de 2,5%, sobre o montante mensal recebido pela venda de energia, entregue à rede pública.

Quando as instalações licenciadas estejam em mais do que um município a renda é repartida proporcionalmente à potência instalada em cada município.

[23]

4.3 Avaliação Económica

Uma avaliação económica (ou estudo de viabilidade) consiste num estudo técnico que procura determinar as possibilidades de sucesso económico e financeiro de um determinado projecto, seja ele um projecto de investimento, o lançamento de um novo produto, a entrada num novo mercado ou um projecto de reestruturação organizacional. Através deste estudo são efectuadas previsões dos proveitos e dos custos gerados pelo projecto e calculados diversos indicadores de viabilidade, baseados na avaliação dos fluxos de tesouraria gerados, entre os quais a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), o Valor Actual Líquido (VAL) e o Período de Retorno do Investimento (PRI) ou *Payback-Period*. Naturalmente que, ao basear-se em dados estimados, qualquer estudo de viabilidade envolve um elevado grau de incerteza. De forma a limitar os efeitos dessa incerteza e avaliar a robustez dos resultados do projecto poderá também ser efectuada uma análise de sensibilidade, na qual são testados diversos cenários, por exemplo: optimista, normal, pessimista.

As análises de viabilidade são necessárias para apoiar na tomada de decisões por parte dos investidores, as suas conclusões podem por exemplo determinar sobre a realização ou não de um determinado investimento, mas também podem ser requeridas pelos diferentes financiadores do projecto tais como accionistas, bancos, instituições gestoras de programas de apoio, entre outras. Por outro lado, o próprio processo de execução das análises de viabilidade obriga à execução de trabalhos de planeamento com todas as vantagens daí decorrentes.

Como já foi referido anteriormente, este trabalho tem como objectivo a avaliação económica de duas tecnologias de conversão de duas fontes emergentes de energia renovável. Neste trabalho considerou-se que a actividade da empresa se inicia com o licenciamento e construção das centrais e não foi tomado em conta o efeito das amortizações nem dos impostos. Com vista a elaborar uma análise de viabilidade económica alguns indicadores foram calculados, de seguida são explicados alguns deles.

Tempo de vida útil é o período de tempo expectável para um investimento ser economicamente explorado.

Receita Bruta é o fluxo monetário recebido pelos produtos ou serviços vendidos.

$$R_b = \frac{P_v \times Q_v}{1000000} \quad (4.36)$$

R_b – Receita bruta (M€);

P_v - Preço de venda (€/MWh);

Q_v – Quantidade vendida (MWh).

Investimento é o capital necessário para dar início e implementar um projecto e compreende normalmente o custo de construção e aquisição de equipamentos entre outros custos.

Custos de operação e manutenção representam os custos com consumíveis e operações de manutenção, como por exemplo combustível e reparações de avarias.

Resultado Líquido é o fluxo monetário que sobra da receita bruta depois de retirados todos os custos incorridos no período considerado, como por exemplo custos de operação e manutenção, rendas e impostos.

$$R_l = R_b - C_{O\&M} - C_{renda} - C_{impostos} \quad (4.37)$$

R_l – Resultado líquido (M€);

R_b – Receita bruta (M€);

$C_{O\&M}$ – Custos de operação e manutenção (M€);

C_{renda} – Renda (M€);

$C_{impostos}$ – Impostos (M€).

Cash-Flow representa o saldo entre as entradas e saídas de fluxos monetários de uma empresa durante um determinado período de tempo, sendo calculado através da construção de um mapa de avaliação.

$$CF^a = R_l - I - Am \quad (4.38)$$

CF^a – Cash-Flow do ano a (M€);

I – Investimento (M€);

Am - Amortizações (M€).

Taxa de actualização é a taxa aplicada aos rendimentos ou cash-flows futuros de forma a obter o seu valor actual. Podendo ser utilizada indiferenciadamente como taxa de actualização de rendimentos futuros ou como taxa de capitalização, esta taxa pode ser entendida como o prémio exigido pelos investidores como forma de compensação do risco e da incerteza quanto ao recebimento dos benefícios futuros. Assim, na sua estimativa é incluído não apenas uma taxa de juros sem risco, mas também uma taxa de risco exigida pelos investidores para o tipo de empresa ou de projecto em causa.

VAL – Valor Actual Líquido – tem como objectivo avaliar a viabilidade de um projecto de investimento através do somatório do valor actual de todos os seus cash-flows. Por valor actual entende-se o valor hoje de um determinado fluxo monetário futuro. Como qualquer investimento apenas gera cash-flow no futuro, é necessário actualizar o valor de cada um desses cash-flows e compará-los com o valor do investimento. No caso do valor do investimento ser inferior ao somatório dos valores actuais dos cash-flows, o VAL é positivo o que significa que o projecto apresenta viabilidade económica e rentabilidade positiva.

$$VAL = \sum_{a=1}^{T_{vu}} \frac{CF^a}{(1+j)^a} \quad (4.39)$$

VAL – Valor Actual Líquido (M€);

a – Ano do investimento;

T_{vu} – Tempo de vida útil (a);

j – taxa de actualização.

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade – representa a rentabilidade gerada por um determinado investimento (muito utilizada como um dos indicadores chave em estudos de análise de viabilidade), ou seja, representa a eficiência com que o capital investido é incrementado por um determinado investimento. Por outras palavras, representa um valor que é calculado com o conceito de VAL igual a zero, no caso de investimentos com VAL positivo a sua rentabilidade é superior à taxa de actualização típica do ramo de actividade onde se inserem. A partir do momento em que a rentabilidade dos projectos de investimento seja conhecida, o critério de decisão sobre o investimento consiste simplesmente em aceitar os que apresentam uma TIR superior ao custo de financiamento acrescido de uma determinada taxa de risco que lhes esteja associada. Se dois projectos de investimento têm o mesmo montante de investimento e o mesmo tempo de vida útil, aquele que tiver maior TIR trará um maior ganho.

$$VAL = 0 = \sum_{a=1}^{T_{vu}} \frac{CF^a}{(1+TIR)^a} \quad (4.40)$$

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade.

Pay-back (ou Período de Retorno do Investimento) é o período de tempo que um dado projecto leva a recuperar o capital inicialmente investido. Ou por outras palavras é o período de tempo até ao qual o somatório dos cash-flow supera todos os encargos até então contraídos, sejam capital próprio investido ou empréstimos contraídos.

Custo nivelado (ou custo de geração) representa o preço de venda fixo da energia que ao longo do tempo de vida útil paga todos os custos e investimentos na central.

$$C_n = \frac{\sum_{a=1}^{T_{vu}} C_T^a / (1+j)^a}{\sum_{a=1}^{T_{vu}} E_p^a / (1+j)^a} \quad [24] \quad (4.41)$$

C_n – Custo nivelado (€/MWh);

C_T^a – Custos totais do ano a (€);

E_p^a – Energia produzida no ano a (MWh).

Período de carência (de capital) é um intervalo de tempo no decorrer de um empréstimo em que o devedor apenas paga juros sobre o capital em dívida e não efectua reembolsos.

Período de reembolso é o período durante o qual um devedor reembolsa o capital em dívida.

Custo de capital (ou taxa de juro) é uma percentagem paga sobre o capital em dívida num empréstimo.

Definidos os indicadores, podem-se então construir os mapas de avaliação económica para a avaliação dos investimentos.

Mapa de Investimento

Um investimento é uma aplicação de fundos escassos que geram rendimento, durante um certo tempo, de forma a maximizar a riqueza da empresa. O mapa de investimento identifica os meios necessários para iniciar um projecto de investimento e a sua alocação ao longo do tempo bem como a sua proveniência.

Mapa de Financiamento

Tendo em conta os montantes de capital necessário para certos investimentos, pode ser necessário financiamento externo para os concretizar. O mapa de financiamento contém o planeamento dos empréstimos, pagamento de juros e reembolsos.

Mapa de Exploração

As previsões de receitas do investimento são feitas a partir do estudo de mercado, que, ao analisar a evolução da procura de um bem ou serviço, permite prever com maior ou menor fiabilidade o valor das vendas. Geralmente os projectos serão dimensionados para responder à procura. No caso da

produção de energia eléctrica em regime especial renovável, assume-se a venda de toda energia produzida.

As previsões dos custos de exploração serão feitas mediante a atribuição de preços aos recursos a utilizar, quantificados pelo estudo técnico.

Mapa de Cash-Flow

Os critérios de avaliação de projectos são medidas ou indicadores de rentabilidade dos projectos de investimento que servem de suporte à tomada de decisão de implementar ou não o projecto.

Todos os processos de tomada de decisão são estabelecidos em termos relativos, i.e., num contexto de cenários.

Quando a tomada de decisão se faz em termos de “implementar o projecto” vs. “não implementar o projecto”, compara-se o cash-flow do projecto com um cash flow nulo, pelo que o cash flow do projecto é tomado em termos absolutos.

Quando se comparam os cash flows de dois projectos de investimento alternativos, podemos determinar o cash flow absoluto actualizado de cada um deles à mesma taxa de actualização.

Capítulo 5

Casos de Estudo

5.1 Recurso Renovável dos Locais de Implementação

5.2 Modelos das Centrais

5.3 Características Técnico-económicas das Centrais

5.4 Cenários Adoptados

5.5 Análise de Resultados

5 Casos de Estudo

Para atingir os objectivos deste trabalho foram elaborados vários cenários para cada caso de estudo. De modo a simplificar a redacção cada cenário foi codificado como se mostra na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Codificação dos nomes dos cenários

| Cenário Central | Optimista | Base | Pessimista | Sem a tarifa das energias renováveis |
|--------------------|-----------|------|------------|--------------------------------------|
| CCP | C1.1 | C1.2 | C1.3 | C1.4 |
| Torre Solar | C2.1 | C2.2 | C2.3 | C2.4 |
| CAO | C3.1 | C3.2 | C3.3 | C3.4 |
| Pelamis | C4.1 | C4.2 | C4.3 | C4.4 |

Assim, o cenário C1.1, por exemplo, é o cenário Optimista para a central de Concentrador Cilindro-Parabólico, e o cenário C4.2 é o cenário Base para o Pelamis.

5.1 Recurso Renovável dos Locais de Implementação

Como local para os casos de estudo das tecnologias CSP foi escolhido Mértola, por se encontrar numa região em Portugal com um elevado recurso solar como se pôde observar na Figura 3.2 e pouco densamente urbanizada, e para as tecnologias de energia das ondas foi escolhida a zona Piloto em S. Pedro de Moel, pelas condições asseguradas no local como corredores de ligação da zona piloto à subestação [25].

Os dados de radiação foram obtidos para aquela localização numa base horária para o ano de 2005 [26]. Para os dados de ondulação foram gerados aleatoriamente valores de altura significativa e período de energia de hora a hora durante um ano, que se aproximam às características do local [25].

5.2 Modelos das Centrais

5.2.1 Modelo da Central de Concentrador Cilindro-Parabólico

Como exemplo desta tecnologia foi modelada a central AndaSol 3 com armazenamento em Sais Fundidos e sem *backup* a gás natural. As características desta central são descritas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Características técnicas da central de Concentrador Cilindro-parabólico [27, 28]

| | |
|--|--------|
| μ_{r-t} - Eficiência Óptica x Eficiência de Transferência de Calor | 70,00% |
| d_c - Disponibilidade da Central | 95,24% |
| μ_{t-e} - Eficiência de conversão termoeléctrica | 37,50% |
| - Eficiência Total Anual | 25,00% |
| A_p - Área Total do parque solar m ² | 510120 |
| E_{Amax} - Capacidade de Armazenamento (MWh _t) | 1010 |
| P_{Amax} - Potência de Armazenamento (MW _t) | 140 |
| P_{Cmax} - Potência eléctrica da Central (MW _e) | 49,9 |
| P_{Tmax} - Potência térmica da Turbina (MW _t) | 133,1 |
| P_{rmin} - Potência mínima incidente da Central (MW _t) | 102,0 |

A Figura 5.1, baseada em dados do fabricante, representa o desempenho da central num dia limpo de verão. A curva contínua laranja representa a radiação incidente no parque em MW_r, ou seja, o produto da radiação em W/m² pela área total de colectores em m². A curva contínua amarela indica a potência térmica que é transferida para o HTF após perdas nos reflectores e no circuito onde o HTF circula. A curva contínua azul escura representa a potência proveniente do parque solar e vai alimentar o armazenamento, a área abaixo dessa curva será neste caso igual à capacidade de armazenamento da central, uma vez que pelo que se observa na Figura 5.1 entre as 13 e as 14 horas esta potência cai para zero, o que significa que o armazenamento está completo. A linha contínua azul ciano é a potência que sai do armazenamento para a turbina, esta é idêntica à anterior, apenas com uma potência máxima ligeiramente mais baixa e durante um período ligeiramente superior, a potência térmica do armazenamento é cerca de 140 MW_t e a da turbina é de 133 MW_t.

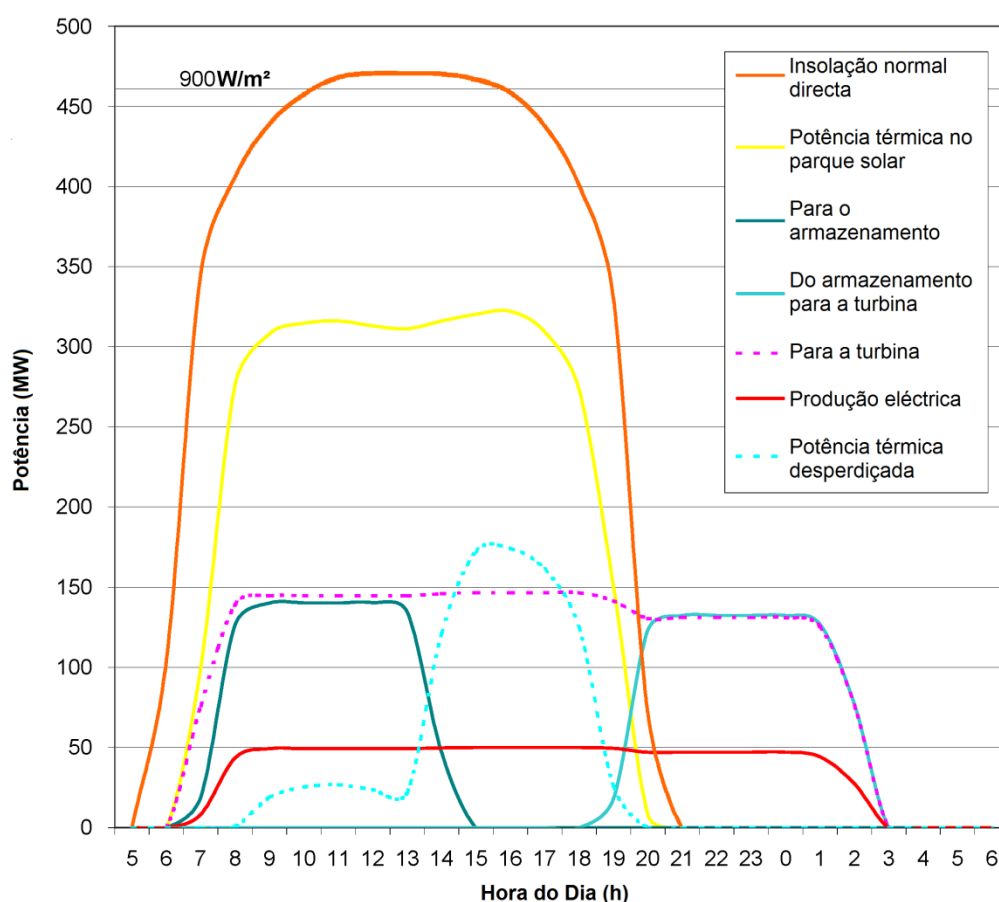


Figura 5.1 - Performance da central Andasol 3 num dia limpo de Verão [28]

A linha magenta a tracejado assinala a soma da potência térmica que vai directamente do parque solar para a turbina com aquela que vem do armazenamento para a turbina. A linha contínua vermelha indica a potência eléctrica produzida pela central que é idêntica ao produto da curva anterior pelo rendimento da turbina. Finalmente a curva tracejada a azul ciano ilustra a energia térmica desperdiçada, e pode-se observar que a partir das 8-9 horas esta potência começa a subir seguindo a curva da potência térmica do parque solar menos as potências térmicas para o armazenamento e para a turbina, esta potência não pode ser aproveitada porque ultrapassa o limite de potência do armazenamento e da turbina juntas. A partir das 13 horas a potência desperdiçada volta a subir porque já não é possível enviar mais energia para o armazenamento, este já está completo. A potência desperdiçada volta então a descer no fim do dia até às 20 horas, altura em que a potência do parque solar volta a ser inferior à que pode ser aproveitada pela turbina.

O modelo adoptado teve uma performance próxima à da Figura 5.1 como se pode observar pela Figura 5.2.

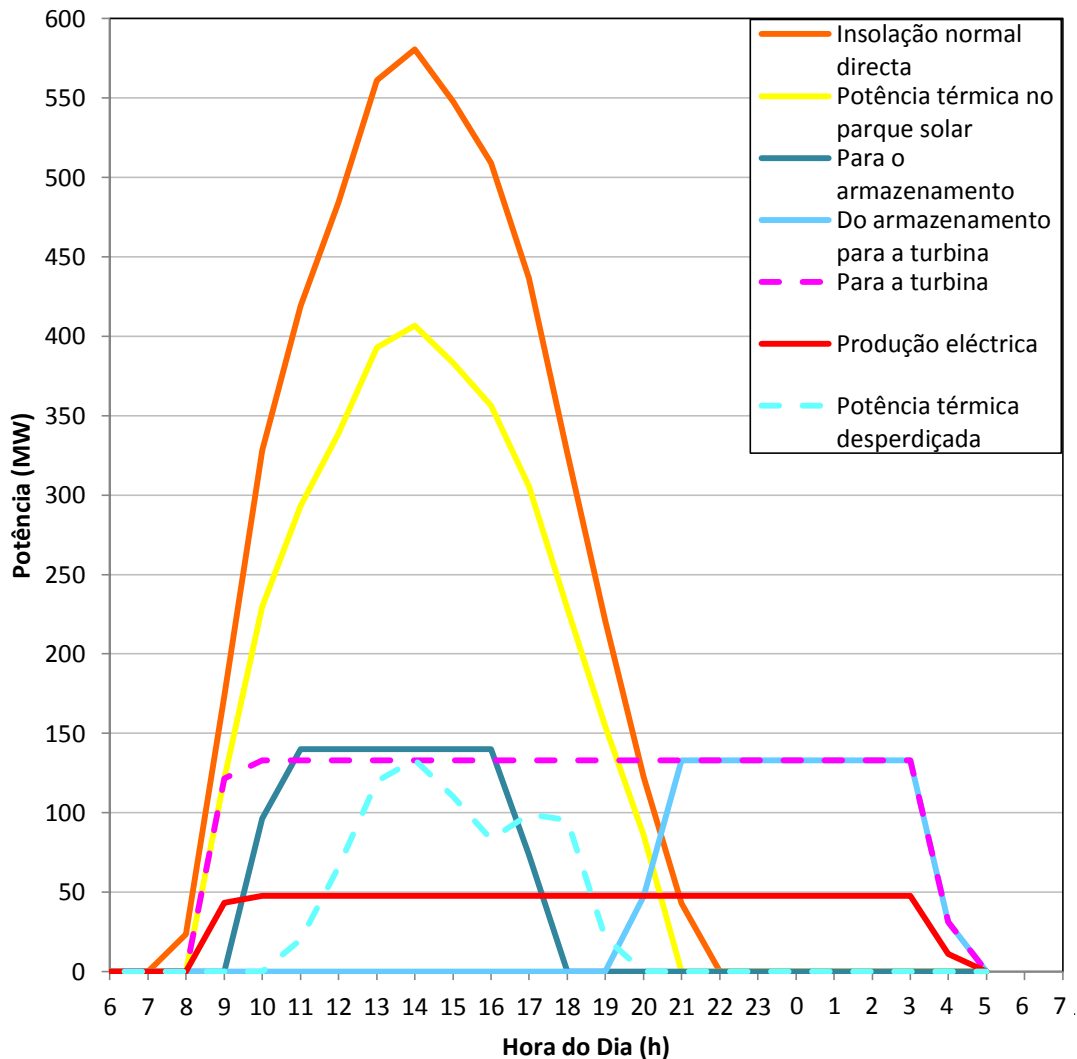


Figura 5.2 - Performance da central modelada no solstício de Verão

Neste caso a primeira diferença que se observa é a forma e amplitude da curva da potência incidente na central, esta cresce até uma potência máxima cerca de 100 MW_r maior, e o dia tem uma duração de cerca de menos 1 hora. A forma da potência térmica que é transferida para o HTF é idêntica à da potência incidente na central como seria de esperar. A maior diferença reside na potência desperdiçada, devido ao grande pico de energia solar o máximo da energia desperdiçada dá-se quando o armazenamento ainda não está completo.

5.2.2 Modelo da Torre Solar

A central de torre solar modelada foi a PS10, de 11 MW_e, com armazenamento a vapor, com capacidade suficiente para o funcionamento da central durante 50 min a 50% da potência nominal e igualmente sem o *backup* a gás natural. As características desta central são descritas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Características técnicas da central de Torre Solar [29, 30]

| | |
|--|---------------|
| μ_{r-t} - Eficiência Óptica x Eficiência de Transferência de Calor | 77,00%x92,00% |
| d_c - Disponibilidade da Central | 87,40% |
| μ_{t-e} - Eficiência de conversão termoelétrica | 30,70% |
| - Eficiência Total Anual | 19,01% |
| A_p - Área Total do parque solar m ² | 75504 |
| E_{Amax} - Capacidade de Armazenamento (MWh _t) | 33 |
| P_{Amax} - Potência de Armazenamento (MW _t) | 5,34 |
| P_{Cmax} - Potência eléctrica da Central (MW _e) | 11 |
| P_{Tmax} - Potência térmica da Turbina (MW _t) | 35,8 |
| P_{rmin} - Potência mínima incidente da Central (MW _r) | 0 |

5.2.3 Modelo da Central de Coluna de Água Oscilante

Para determinar a superfície de potência para avaliar esta tecnologia recorreu-se ao modelo da central CAO do Pico, Açores (400 kW_e). Esta superfície de potência foi determinada num trabalho anterior de Projecto Final de Curso denominado Potencial da Energia dos Oceanos em Portugal, para dois espectros de ondas distintos, um de ondas geradas localmente, outro de ondas geradas em pontos mais distantes. Adoptou-se a segunda superfície de potência, apresentada na Tabela 5.4, uma vez que a central CAO é considerada do tipo *shoreline*, ou seja, é situada na linha costeira, e as ondas são geradas em mar alto.

Tabela 5.4 - Superfície de Potência da Central CAO do Pico, Açores (kW_e)

| H_s (m) \ T_e (s) | 0 - 7 | 7 - 8 | 8 - 9 | 9 - 10 | 10 - 11 | 11 - 12 | 12 - 13 | 13 - 14 | 14 - 20 |
|-----------------------|-------|-------|-------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 0,0 - 0,5 | | | | | | | | | |
| 0,5 - 1,0 | 27,8 | 32,8 | 36,1 | 36,0 | 30,9 | 31,0 | | | |
| 1,0 - 1,5 | | 87,3 | 84,8 | 88,1 | 75,8 | 84,6 | 93,3 | | |
| 1,5 - 2,0 | | 123,9 | 106,3 | 121,0 | 111,7 | 118,5 | 123,7 | | |
| 2,0 - 2,5 | | | 115,9 | 125,4 | 125,2 | 138,2 | 134,0 | 135,4 | |
| 2,5 - 3,0 | | | 108,2 | 115,6 | 116,7 | 132,0 | 130,1 | 124,9 | |
| 3,0 - 3,5 | | | | 100,8 | 99,5 | 115,2 | 117,6 | | |
| 3,5 - 4,0 | | | | 71,4 | 85,2 | 94,8 | 94,3 | | |
| 4,0 - 4,5 | | | | | 74,8 | 82,7 | 80,6 | | |
| 4,5 - 5,0 | | | | | 64,5 | | 102,0 | | |
| 5,0 - 5,5 | | | | | | | | | |
| 5,5 - 6,0 | | | | | | | | | |
| 6,0 - 6,5 | | | | | | | | | |
| 6,5 - 7,0 | | | | | | | | | |
| 7,0 - 10 | | | | | | | | | |

Na Tabela 5.4 podem-se observar as 15 primeiras categorias de altura significativa e 9 primeiras categorias de período de energia da superfície de potência da central do Pico com os seus limites inferiores e superiores (H_{hinf} , H_{hsup} , T_{tinf} , T_{tsup}) e respectiva potência produzida ($P_{h,t}$), todas as outras categorias (até à 20^a) são nulas, pelo que no modelo da central CAO utilizado:

$$\begin{cases} H_{hinf} = H_{hsup} = 0, h > 15 \\ T_{tinf} = T_{tsup} = 0, t > 9 \\ P_{h,t} = 0, h > 15 \vee t > 9 \end{cases} \quad (5.1)$$

Na Figura 5.3 pode-se observar a superfície de potência utilizada da central CAO do Pico na forma de gráfico.

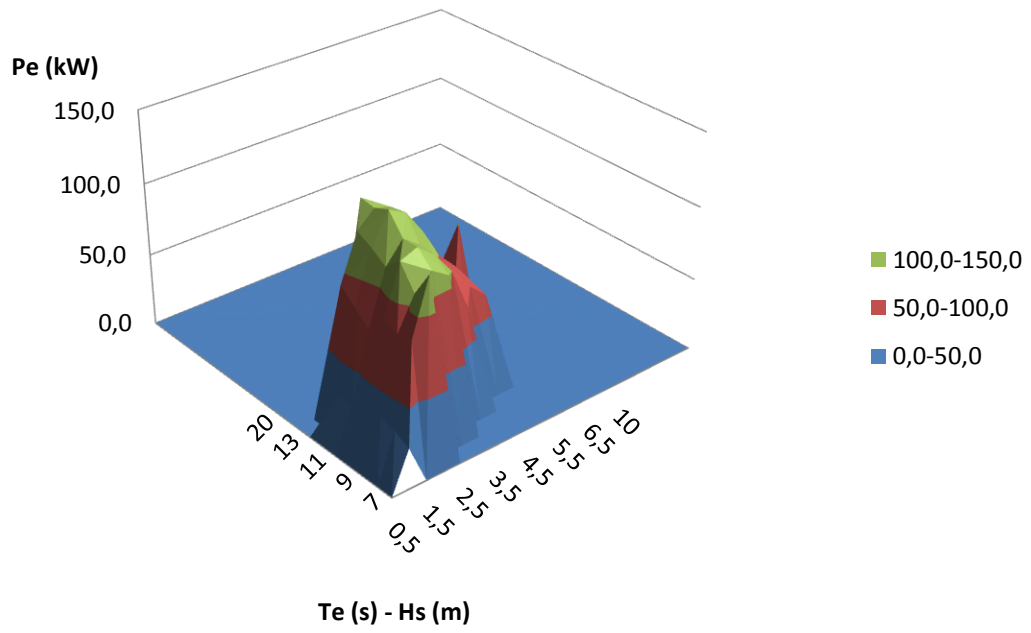


Figura 5.3 - Superfície de Potência da Central CAO

5.2.4 Modelo do Pelamis

No caso do Pelamis (750 kW_e) a superfície de potência respresentada na Tabela 5.5 é divulgada pelo fabricante.

Tabela 5.5 - Superfície de Potência do Pelamis (kW_e), [31]

| Te (s) Hs (m) | 0 | 4,75 | 5,25 | 5,75 | 6,25 | 6,75 | 7,25 | 7,75 | 8,25 | 8,75 | 9,25 | 9,75 | 10,25 | 10,75 | 11,25 | 11,75 | 12,25 | 12,75 | 13,25 | |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
| | 4,75 | 5,25 | 5,75 | 6,25 | 6,75 | 7,25 | 7,75 | 8,25 | 8,75 | 9,25 | 9,75 | 10,25 | 10,75 | 11,25 | 11,75 | 12,25 | 12,75 | 13,25 | 20,00 | |
| 0 - 0,25 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0,25 - 0,75 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0,75 - 1,25 | | | 22 | 29 | 34 | 37 | 38 | 38 | 37 | 35 | 32 | 29 | 26 | 23 | 21 | | | | | |
| 1,25 - 1,75 | | 32 | 50 | 65 | 76 | 83 | 86 | 86 | 83 | 78 | 72 | 65 | 59 | 53 | 47 | 42 | 37 | 33 | | |
| 1,75 - 2,25 | | 57 | 88 | 115 | 136 | 148 | 153 | 152 | 147 | 138 | 127 | 116 | 104 | 93 | 83 | 74 | 66 | 59 | | |
| 2,25 - 2,75 | | 89 | 138 | 180 | 212 | 231 | 238 | 238 | 230 | 216 | 199 | 181 | 163 | 146 | 130 | 116 | 103 | 92 | | |
| 2,75 - 3,25 | | 129 | 198 | 260 | 305 | 332 | 340 | 332 | 315 | 292 | 266 | 240 | 219 | 210 | 188 | 167 | 149 | 132 | | |
| 3,25 - 3,75 | | | 270 | 354 | 415 | 438 | 440 | 424 | 404 | 377 | 362 | 326 | 292 | 260 | 230 | 215 | 202 | 180 | | |
| 3,75 - 4,25 | | | | 462 | 502 | 540 | 546 | 530 | 499 | 475 | 429 | 384 | 366 | 339 | 301 | 267 | 237 | 213 | | |
| 4,25 - 4,75 | | | | 544 | 635 | 642 | 648 | 628 | 590 | 562 | 528 | 473 | 432 | 382 | 356 | 338 | 300 | 266 | | |
| 4,75 - 5,25 | | | | | 739 | 726 | 731 | 707 | 687 | 670 | 607 | 557 | 521 | 472 | 417 | 369 | 348 | 328 | | |
| 5,25 - 5,75 | | | | | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 737 | 667 | 658 | 586 | 530 | 496 | 446 | 395 | 355 | | |
| 5,75 - 6,25 | | | | | | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 711 | 633 | 619 | 558 | 512 | 470 | 415 | | |
| 6,25 - 6,75 | | | | | | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 743 | 658 | 621 | 579 | 512 | 481 | | |
| 6,75 - 7,25 | | | | | | | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 676 | 613 | 584 | 525 | | |
| 7,25 - 7,75 | | | | | | | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 686 | 622 | 593 | | |
| 7,75 - 8,25 | | | | | | | | | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 750 | 690 | 625 | | |
| 8,25 - 10,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Na Tabela 5.5 podem-se observar as 18 primeiras categorias de altura significativa e 19 primeiras categorias de período de energia da superfície de potência do Pelamis, todas as outras categorias (até à 20ª) são vazias resultando a superfície da Figura 5.4, pelo que no modelo do Pelamis utilizado:

$$\begin{cases} H_{hinf} = H_{hsup} = 0, h > 18 \\ T_{tinf} = T_{tsup} = 0, t > 19 \\ P_{h,t} = 0, h > 18 \vee t > 19 \end{cases} \quad (5.2)$$

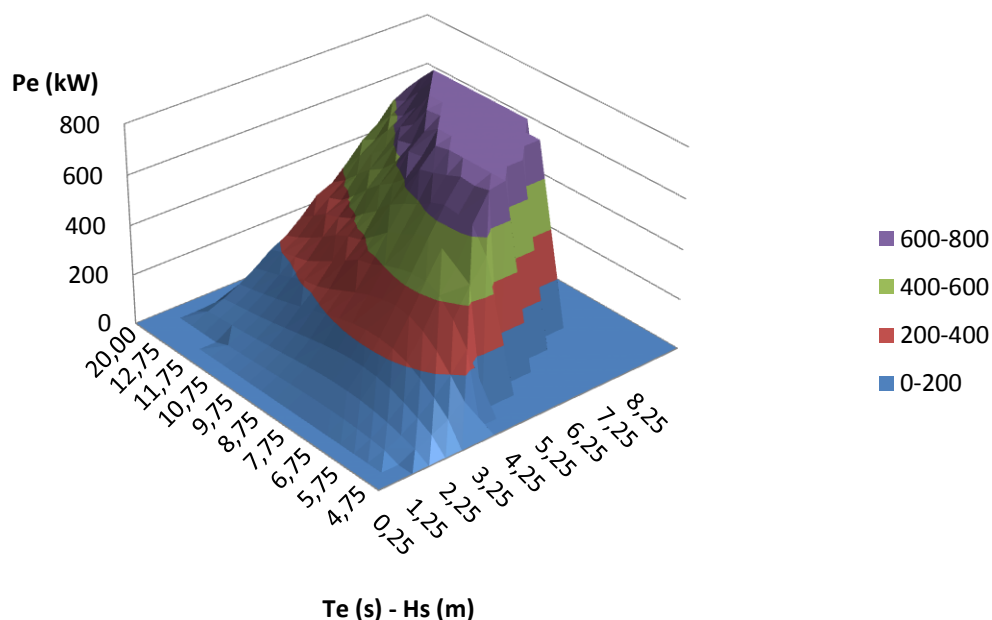


Figura 5.4 - Superfície de Potência do Pelamis

5.3 Características Técnico-económicas das Centrais

De entre diversos autores referenciados foram sintetizados na Tabela 5.6 e Tabela 5.7 os valores técnico-económicos característicos para investimentos em cada energia renovável abordada neste trabalho, bem como para cada tecnologia em particular.

Tabela 5.6 - Custo e tempo de construção para as várias tecnologias abordadas [3, 4, 27, 29, 32, 33, 34, 35, 36, 37], [38, 39]

| Tecnologia | Custo de construção optimista | Custo de construção base | Custo de construção pessimista | Tempo de construção |
|-------------------|-------------------------------|---------------------------|--------------------------------|---------------------|
| CSP | 1543,16 €/kW _e | 2809,64 €/kW _e | 4629,48 €/kW _e | 18 a 36 meses |
| CCP | 2755,31 €/kW _e | 3293,00 €/kW _e | 4860,95 €/kW _e | |
| Torre Solar | 2160,42 €/kW _e | 2649,00 €/kW _e | 3472,11 €/kW _e | |
| Ondas | 3761,45 €/kW _e | 3761,45 €/kW _e | 3761,45 €/kW _e | |
| CAO comercial | 1856,54 €/kW _e | 2135 €/kW _e | 6587,74 €/kW _e | |
| Pelamis comercial | 2000 €/kW _e | 2850 €/kW _e | 6000 €/kW _e | |

Tabela 5.7 - Custo de O&M, taxa de actualização e tempo de vida útil para as diferentes tecnologias abordadas [3, 4, 27, 29, 32, 33, 34, 35, 36, 37], [38, 39]

| Tecnologia | Custo de O&M optimista | Custo de O&M base | Custo de O&M pessimista | Taxa de actualização | Tempo de vida útil |
|-------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------|--------------------|
| CSP | 39,35 €/kW _e | 43,54 €/kW _e | 49,49 €/kW _e | | 25 - 30 anos |
| CCP | 30,86 €/kW _e | 45,72 €/kW _e | 54,01 €/kW _e | | 30 - 40 anos |
| Torre Solar | 50,92 €/kW _e | 50,92 €/kW _e | 50,92 €/kW _e | | 30 anos |
| Ondas | | | | 8-10-15% | |
| CAO comercial | 44 €/kW _e | 44 €/kW _e | 44 €/kW _e | | 25 anos |
| Pelamis comercial | 53 €/kW _e | 53 €/kW _e | 53 €/kW _e | | 25 anos |

5.4 Cenários Adoptados

Com base nas tecnologias abordadas foram elaborados os cenários apresentados na Tabela 5.8, Tabela 5.9, Tabela 5.10 e Tabela 5.11.

Foram admitidas como maduras as tecnologias de CSP, por isso utilizou-se uma taxa de actualização de 8%, já as tecnologias de energia das ondas foram consideradas tecnologias menos maduras e tal como num relatório da Wavenet é referido, o valor de 10% é o mais adequado a projecções no domínio da energia das ondas [37]. Como é identificado no Capítulo 1.3, um dos objectivos deste trabalho é averiguar a necessidade da tarifa de incentivo aos investimentos em energia renovável, como tal, no caso da energia das ondas, apesar do estado actual de desenvolvimento, foram considerados os custos espectáveis para a tecnologia em fase comercial.

Quanto ao investimento foi considerado que em todas as tecnologias seria feito à custa de capital alheio, com uma taxa de juro de 3%, um período de carência igual ao período de construção e um período de reembolso de 20 anos. O tempo de construção para as centrais de energia das ondas, por falta de mais informação, foi considerado ser de um ano.

Embora o programa de avaliação económica tenha sido desenvolvido de modo a poder ter em conta vários aspectos de um investimento numa central

eléctrica, alguns não são aplicáveis a estas tecnologias como por exemplo o custo de combustível, ou não foram encontrados valores para utilizar na avaliação como foi o caso do custo de licenciamento ou do custo de desmantelamento.

O programa de avaliação económica permite ainda a utilização de um factor de carga que substitui a avaliação da energia produzida anualmente pela central em causa. Este factor não foi utilizado uma vez que a avaliação da energia produzida pelas várias tecnologias faz parte integrante deste trabalho.

Foi ainda estimado um preço médio desde o início do funcionamento do MIBEL, a partir dos dados da Figura 5.5, que também é coincidente com o preço médio do último ano da energia eléctrica em Portugal, de cerca de 50 €/MWh_e [40].

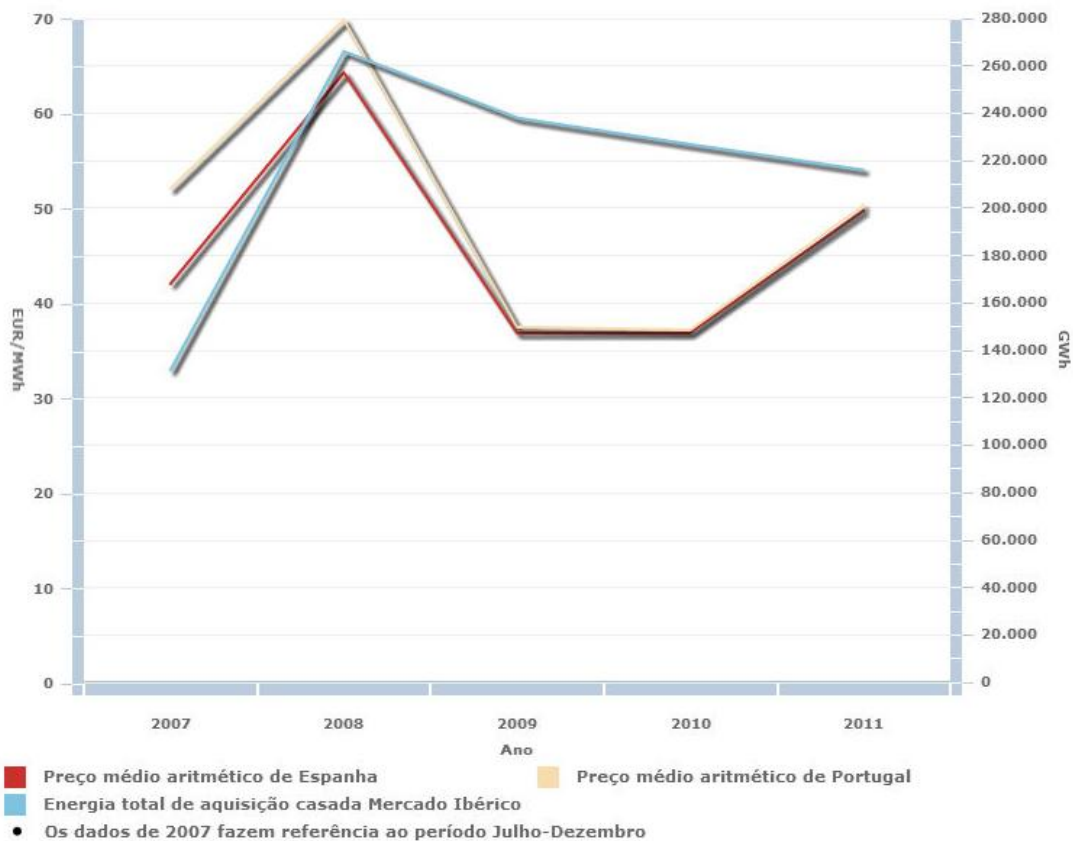


Figura 5.5 - Preços médios aritméticos da electricidade em Portugal e Espanha e energia total anual [40]

Para efeito de cálculo da tarifa renovável, considerou-se o limite mínimo do factor Z de 15 para as centrais CSP devido ao seu avançado estado de desenvolvimento, e o limite máximo do factor Z de 16 para as centrais de energia das ondas por se encontrarem pouco desenvolvidas.

Tabela 5.8 – Caracterização dos cenários a testar para o Concentrador Cilindro-Parabólico

| Caracterização do Projecto | C1.1 | C1.2 | C1.3 | C1.4 |
|---|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Tipo de Energia: | CSP | CSP | CSP | CSP |
| Tecnologia: | Concentrador Cilindro-Parabólico | Concentrador Cilindro-Parabólico | Concentrador Cilindro-Parabólico | Concentrador Cilindro-Parabólico |
| Tarifa Renovável | Aplicar Tarifa | Aplicar Tarifa | Aplicar Tarifa | Não Aplicar Tarifa |
| Potência instalada a nível nacional: | ≤ 150 MW | ≤ 150 MW | ≤ 150 MW | ≤ 150 MW |
| Potência da Central (MW): | 49,9 | 49,9 | 49,9 | 49,9 |
| Tempo de vida útil da Central (anos): | 40 | 35 | 30 | 35 |
| Custo de construção (€/kW): | 2755,31 | 3293,00 | 4860,95 | 3293,00 |
| Tempo de construção (anos): | 1 | 2 | 3 | 2 |
| Capital próprio (% do investimento): | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Custo de capital: | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% |
| Período de carência (anos): | 1 | 2 | 3 | 2 |
| Período de reembolso (anos): | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Custos de operação e manutenção (€/kW): | 30,86 | 45,72 | 54,01 | 45,72 |
| Taxa de actualização: | 8% | 8% | 8% | 8% |
| Preço venda de mercado (€/MWh): | 50,00 | 50,00 | 50,00 | 50,00 |

Tabela 5.9 – Caracterização dos cenários a testar para a Torre Solar

| Caracterização do Projecto | C2.1 | C2.2 | C2.3 | C2.4 |
|---|----------------|----------------|----------------|--------------------|
| Tipo de Energia: | CSP | CSP | CSP | CSP |
| Tecnologia: | Torre Solar | Torre Solar | Torre Solar | Torre Solar |
| Tarifa Renovável | Aplicar Tarifa | Aplicar Tarifa | Aplicar Tarifa | Não Aplicar Tarifa |
| Potência instalada a nível nacional: | ≤ 150 MW | ≤ 150 MW | ≤ 150 MW | ≤ 150 MW |
| Potência da Central (MW): | 11 | 11 | 11 | 11 |
| Tempo de vida útil da Central (anos): | 35 | 30 | 25 | 30 |
| Custo de construção (€/kW): | 2160,42 | 2649,00 | 3472,11 | 2649,00 |
| Tempo de construção (anos): | 1 | 2 | 3 | 2 |
| Capital próprio (% do investimento): | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Custo de capital: | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% |
| Período de carência (anos): | 1 | 2 | 3 | 2 |
| Período de reembolso (anos): | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Custos de operação e manutenção (€/kW): | 45 | 53 | 60 | 53 |
| Taxa de actualização: | 8% | 8% | 8% | 8% |
| Preço venda de mercado (€/MWh): | 50,00 | 50,00 | 50,00 | 50,00 |

Tabela 5.10 – Caracterização dos cenários a testar para a Coluna de Água Oscilante

| Caracterização do Projecto | C3.1 | C3.2 | C3.3 | C3.4 |
|---|----------------|----------------|----------------|--------------------|
| Tipo de Energia: | EO | EO | EO | EO |
| Tecnologia: | CAO | CAO | CAO | CAO |
| Tarifa Renovável | Aplicar Tarifa | Aplicar Tarifa | Aplicar Tarifa | Não Aplicar Tarifa |
| Potência instalada a nível nacional: | ≤ 100 MW | ≤ 100 MW | ≤ 100 MW | ≤ 100 MW |
| Potência da Central (MW): | 0,400 | 0,400 | 0,400 | 0,400 |
| Tempo de vida útil da Central (anos): | 30 | 25 | 20 | 25 |
| Custo de construção (€/kW): | 1856,54 | 2135,00 | 6587,74 | 2135,00 |
| Tempo de construção (anos): | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Capital próprio (% do investimento): | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Custo de capital: | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% |
| Período de carência (anos): | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Período de reembolso (anos): | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Custos de operação e manutenção (€/kW): | 39 | 44 | 49 | 44 |
| Taxa de actualização: | 10% | 10% | 10% | 10% |
| Preço venda de mercado (€/MWh): | 50,00 | 50,00 | 50,00 | 50,00 |

Tabela 5.11 – Caracterização dos cenários a testar para o Pelamis

| Caracterização do Projecto | C4.1 | C4.2 | C4.3 | C4.4 |
|---|----------------|----------------|----------------|--------------------|
| Tipo de Energia: | EO | EO | EO | EO |
| Tecnologia: | Pelamis | Pelamis | Pelamis | Pelamis |
| Tarifa Renovável | Aplicar Tarifa | Aplicar Tarifa | Aplicar Tarifa | Não Aplicar Tarifa |
| Potência instalada a nível nacional: | ≤ 100 MW | ≤ 100 MW | ≤ 100 MW | ≤ 100 MW |
| Potência da Central (MW): | 0,750 | 0,750 | 0,750 | 0,750 |
| Tempo de vida útil da Central (anos): | 30 | 25 | 20 | 25 |
| Custo de construção (€/kW): | 2000,00 | 2850,00 | 6000,00 | 2850,00 |
| Tempo de construção (anos): | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Capital próprio (% do investimento): | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Custo de capital: | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% |
| Período de carência (anos): | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Período de reembolso (anos): | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Custos de operação e manutenção (€/kW): | 48 | 53 | 58 | 53 |
| Taxa de actualização: | 10% | 10% | 10% | 10% |
| Preço venda de mercado (€/MWh): | 50,00 | 50,00 | 50,00 | 50,00 |

5.5 Análise de Resultados

Após a avaliação económica realizada aos vários cenários resultaram os mapas económicos do Anexo A3 desde a

Tabela A3.1 à Tabela A3.8 de onde se extraíram os resultados. Como se pode observar pelos resultados da Tabela 5.12 à Tabela 5.15, sobressaem os investimentos em CSP, nos cenários optimista, base, e pessimista no caso da central de concentrador cilindro-parabólico, pois são viáveis e representam investimentos com uma elevada rentabilidade. Esta rentabilidade acenta fortemente na tarifa bonificada, uma vez que no caso do concentrador cilindro-parabólico o VAL é negativo para o cenário sem tarifa e só ajustando o período de reembolso para o limite do tempo de vida útil este cenário se torna viável, na torre solar o custo nivelado é, em todos os casos, superior ao preço de mercado da energia eléctrica.

Tabela 5.12 - Tabela Resumo de Resultados dos cenários C1

| | C1.1 | C1.2 | C1.3 | C1.4 |
|-------------------------------|---------|---------|--------|--------|
| Investimento (M€) | 137,5 | 164,3 | 242,6 | 164,3 |
| Energia Anual Produzida (GWh) | 207,58 | 207,58 | 207,58 | 207,58 |
| VAL (M€) | 186,76 | 60,80 | 2,91 | -18,57 |
| TIR | 552,39% | 172,47% | 4,67% | 3,22% |
| Pay-back (anos) | 6 | 37 | 33 | - |
| Custo nivelado (€/MWh) | 45,74 | 58,95 | 88,05 | 58,95 |

Tabela 5.13 - Tabela Resumo de Resultados dos cenários C2

| | C2.1 | C2.2 | C2.3 | C2.4 |
|-------------------------------|---------|--------|--------|--------|
| Investimento (M€) | 23,8 | 29,1 | 38,2 | 29,1 |
| Energia Anual Produzida (GWh) | 25,56 | 25,56 | 25,56 | 25,56 |
| VAL (M€) | 9,51 | 4,11 | -2,77 | -10,93 |
| TIR | 279,60% | 90,06% | 0,00% | -8,99% |
| Pay-back (anos) | 36 | 32 | - | - |
| Custo nivelado (€/MWh) | 74,40 | 94,30 | 127,04 | 94,30 |

O concentrador cilindro-parabólico beneficia ainda de um elevado factor de carga, 47%, providenciado pelo armazenamento térmico sem o qual seria de apenas 30%, no caso da torre solar este factor apenas sobe de 25% para 27% porque a capacidade de armazenamento considerada é muito inferior.

Já nos cenários de energias das ondas pode-se observar o oposto, excepto o cenário optimista para o Pelamis, todos os cenários são inviáveis. Um dos responsáveis pelo insucesso destas tecnologias é o custo de construção que se apresenta demasiado elevado (mesmo considerando as perspectivas para custos de uma tecnologia de energia das ondas em fase comercial), mas o facto mais determinante deverá ser o baixo factor de carga verificado, 7% para a central CAO e 16% para o Pelamis, que provavelmente não estarão adaptados para o clima de mar específico da zona piloto de S. Pedro de Moel. Estes dois factores levam a um custo nivelado bem acima do preço de mercado da energia eléctrica e que no geral supera igualmente o preço atribuído pela tarifa das energias renováveis.

Tabela 5.14 - Tabela Resumo de Resultados dos cenários C3

| | C3.1 | C3.2 | C3.3 | C3.4 |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Investimento (M€) | 0,7 | 0,9 | 2,6 | 0,9 |
| Energia Anual Produzida (GWh) | 0,26 | 0,26 | 0,26 | 0,26 |
| VAL (M€) | -0,24 | -0,31 | -1,30 | -0,51 |
| TIR | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Pay-back (anos) | - | - | - | - |
| Custo nivelado (€/MWh) | 243,03 | 286,28 | 794,16 | 286,28 |

Tabela 5.15 - Tabela Resumo de Resultados dos cenários C4

| | C4.1 | C4.2 | C4.3 | C4.4 |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Investimento (M€) | 1,5 | 2,1 | 4,5 | 2,1 |
| Energia Anual Produzida (GWh) | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 |
| VAL (M€) | 0,11 | -0,28 | -1,61 | -1,06 |
| TIR | 73,21% | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| Pay-back (anos) | 31 | - | - | - |
| Custo nivelado (€/MWh) | 125,48 | 172,83 | 344,41 | 172,83 |

Foi realizado um estudo de sensibilidade do VAL nos cenários base, com e sem tarifa das energias renováveis, em função da variação de algumas variáveis em torno destes cenários de modo a escrutinar os principais factores responsáveis pelos resultados obtidos.

Com esta análise foi possível identificar reacções idênticas do VAL em relação a certas variáveis em todos os cenários. Como é possível verificar desde a Figura 5.6 à Figura 5.21, a diminuição do custo de capital e do custo e tempo de construção, bem como o aumento do período de carência e do período de reembolso, fomentam o aumento do VAL como seria de esperar. Sendo que o custo de capital é o mais relevante. De facto é tão relevante que para a central

de concentrador cilindro-parabólico um decréscimo de 2% viabiliza o cenário base sem a tarifa das energias renováveis. Nos cenários C3.4 e C4.4, a tendência anteriormente descrita em relação ao tempo de construção não se observa na Figura 5.17 e na Figura 5.21, porque os resultados são muito negativos que conduzem a que o aumento do tempo de construção simplesmente adie a maior parte dos prejuízos, resultando na desvalorização dos mesmos e traduzindo-se num aumento efectivo do VAL.

Foi possível observar também que o VAL é praticamente insensível ao tempo de vida útil destes investimentos. No geral o factor de carga influencia positivamente o VAL excepto nos cenários base com tarifa das centrais CSP. Nestas centrais o comportamento do VAL em função das variações no factor de carga não é linear porque o período de aplicação da tarifa das energias renováveis é o menor de dois valores (Tabela 4.4), um deles, fixo, é o limite máximo de 15 anos, o outro é o tempo que a central demorar a entregar ao sistema eléctrico $21 \text{ GWh/MW}_{\text{instalado}}$. O período de aplicação da tarifa foi modelado como o número inteiro (em anos) imediatamente igual ou inferior ao menor dos limites temporais citados. Portanto um aumento do factor de carga pode em alguns casos implicar menos um ano com a tarifa das energias renováveis, o que significa menos um ano a vender energia a um valor acima do triplo do preço de mercado. No caso da central CCP (Figura 5.6) aumentar o factor de carga de 47% do cenário base para 48% provoca a diminuição do período de aplicação da tarifa das energias renováveis de 5 para 4 anos. No caso da central de torre solar para um factor de carga de 22% o período de aplicação da tarifa é de 11 anos, para 23 a 24% é de 10 anos, para 25 a 27% é de 9 anos, para 28 a 30% é de 8 anos e para 31 a 33% é de 7 anos.

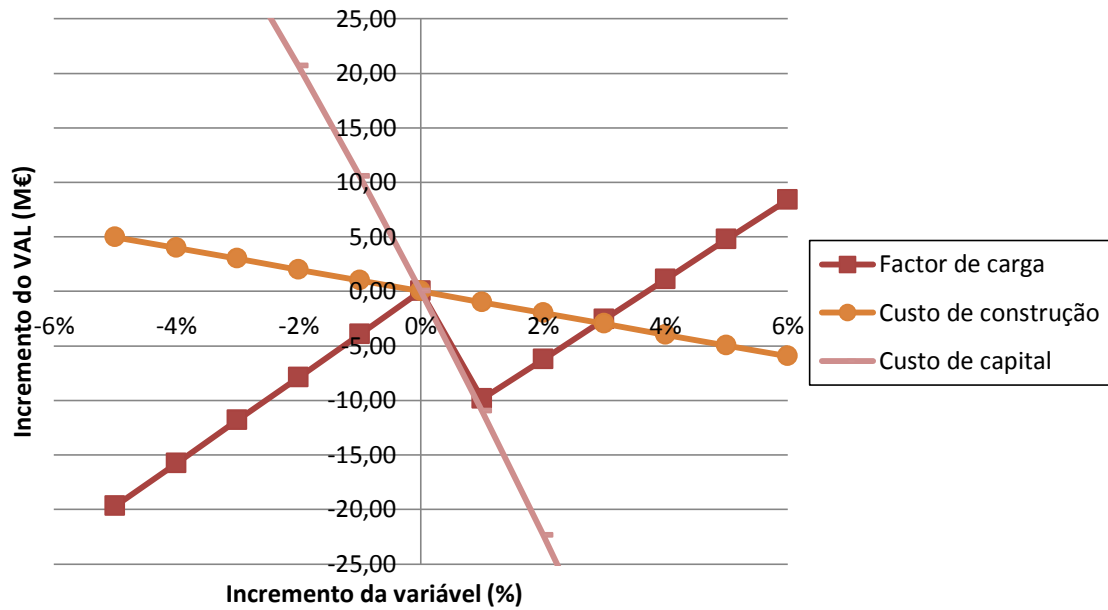


Figura 5.6 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C1.2

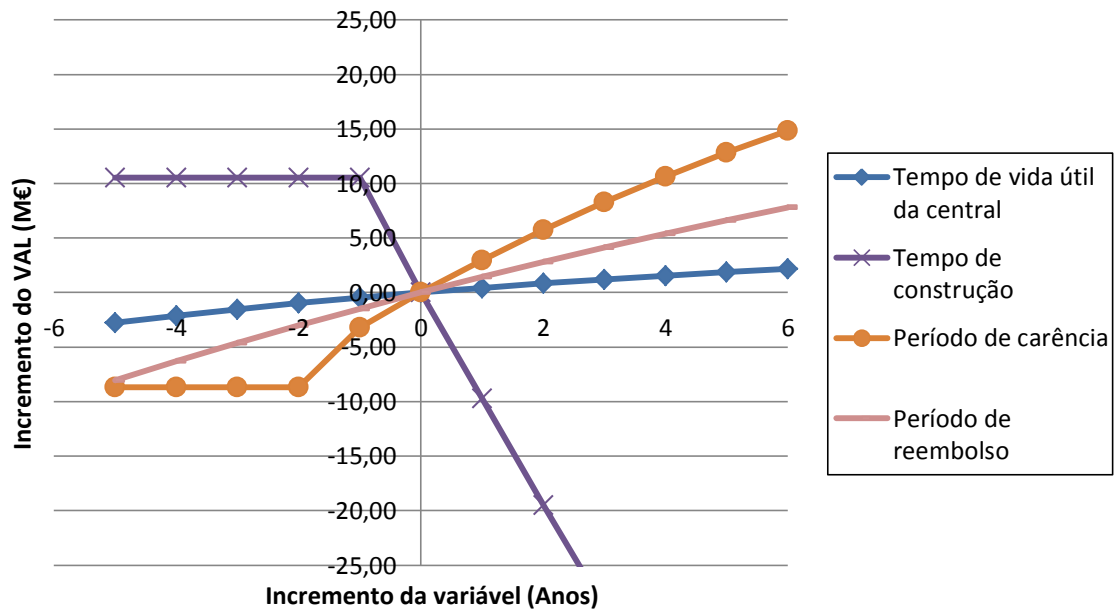


Figura 5.7 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C1.2

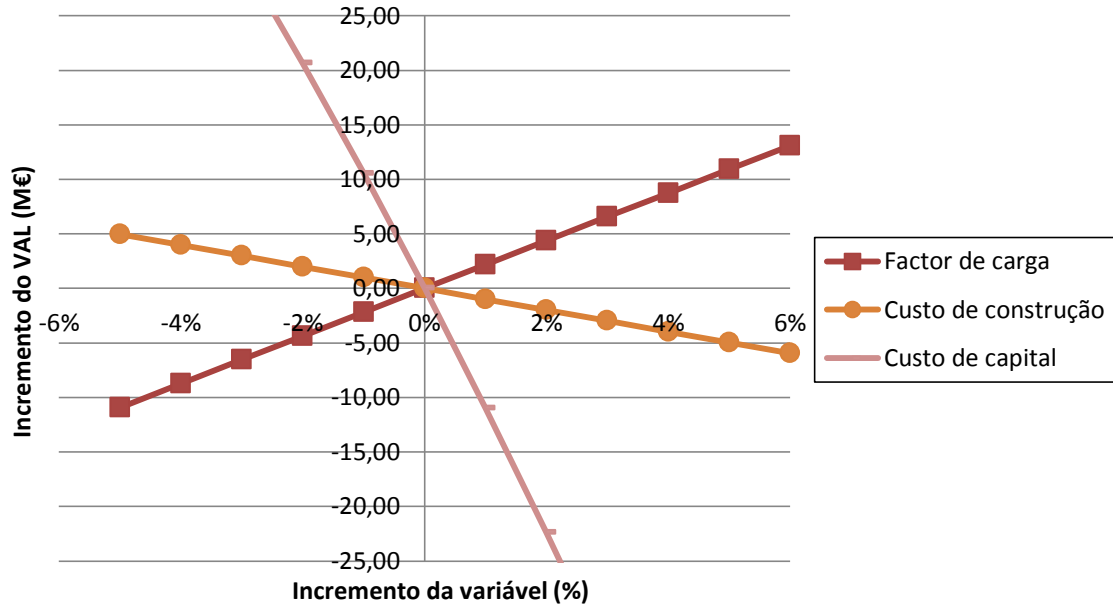


Figura 5.8 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C1.4

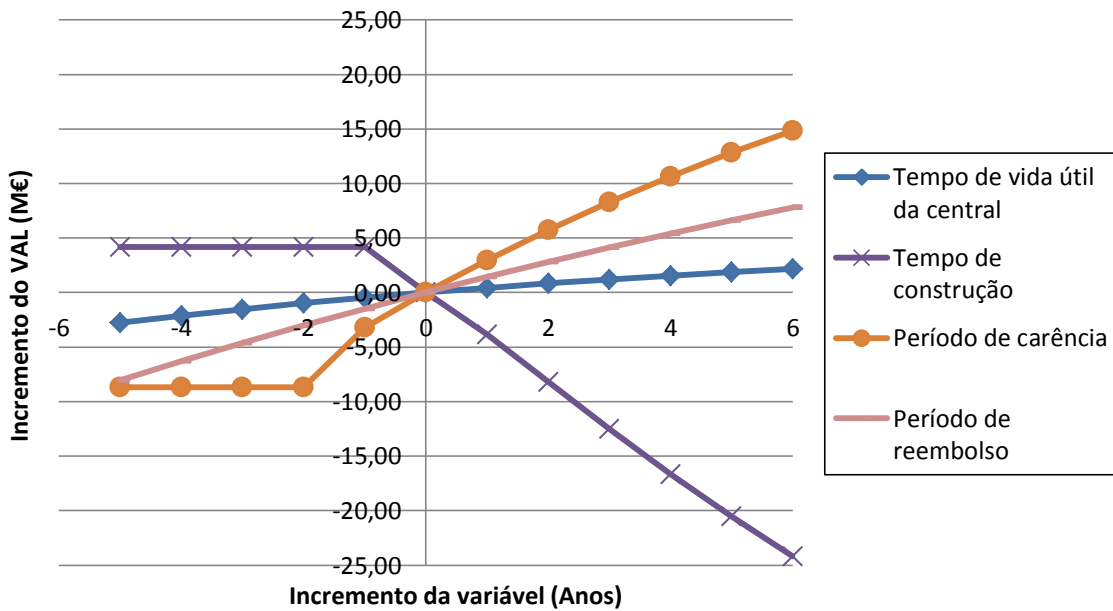


Figura 5.9 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C1.4

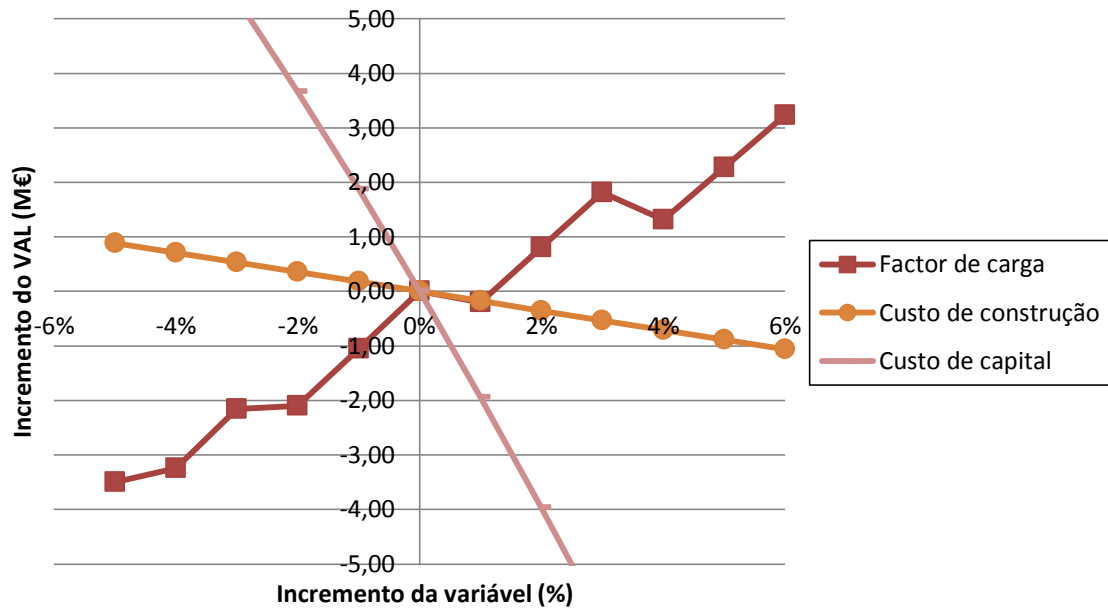


Figura 5.10 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C2.2

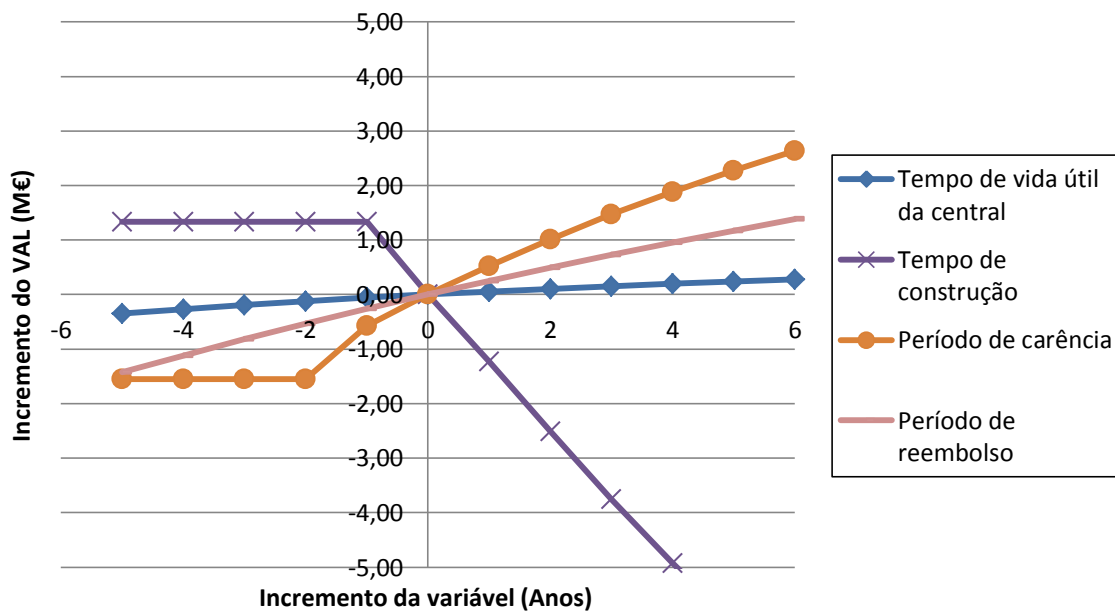


Figura 5.11 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C2.2

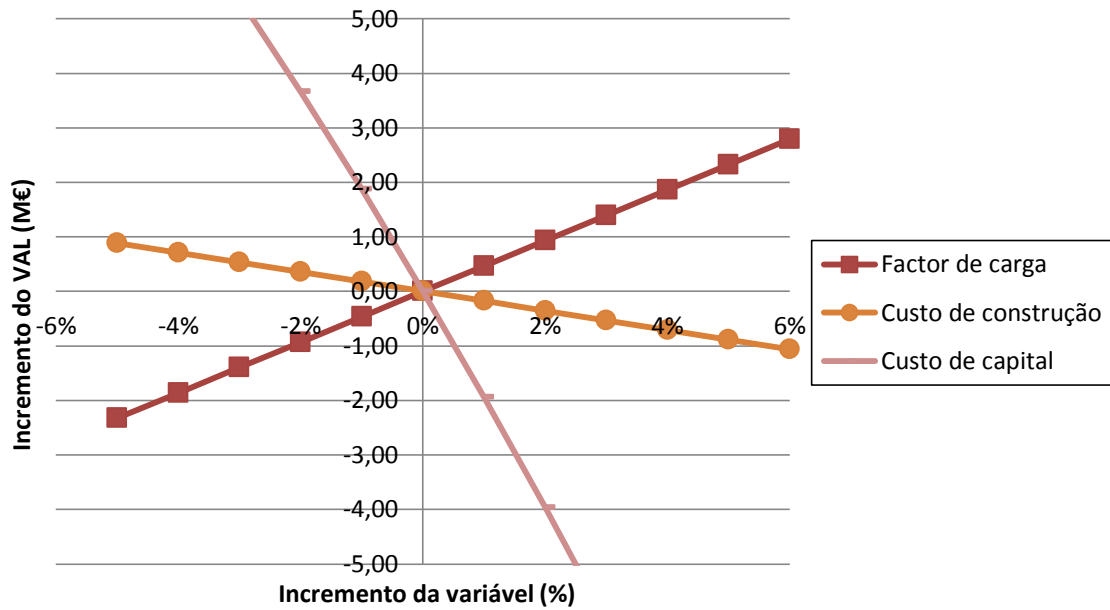


Figura 5.12 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C2.4

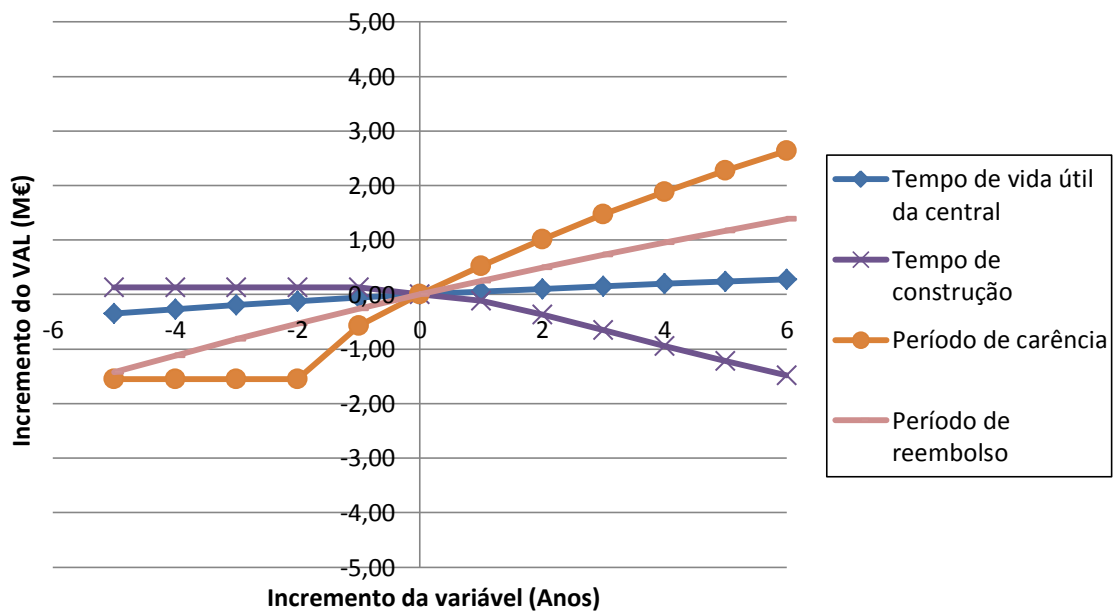


Figura 5.13 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C2.4

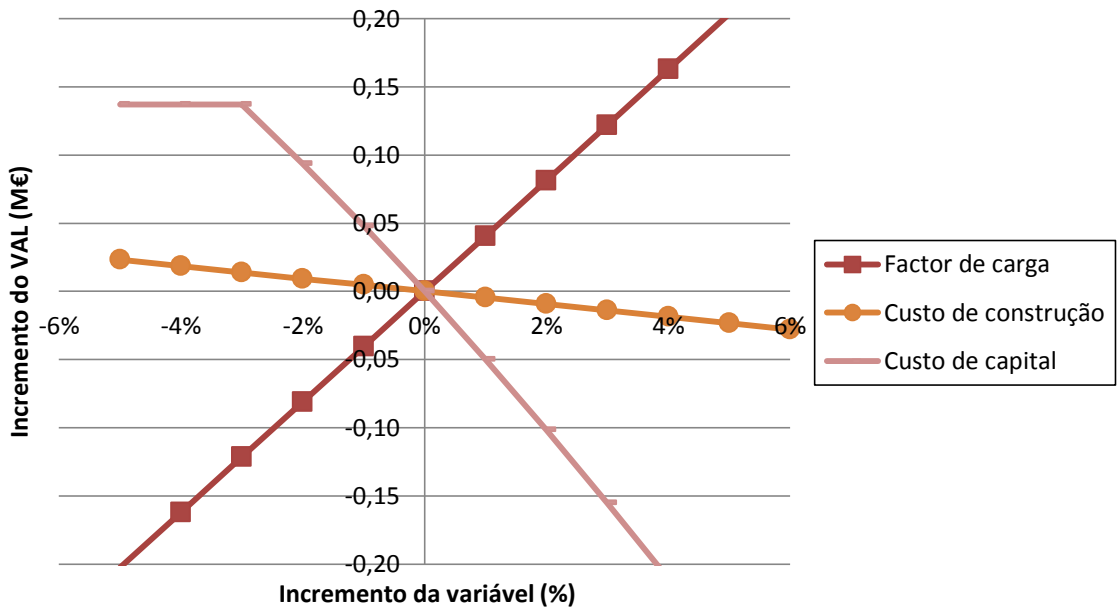


Figura 5.14 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C3.2

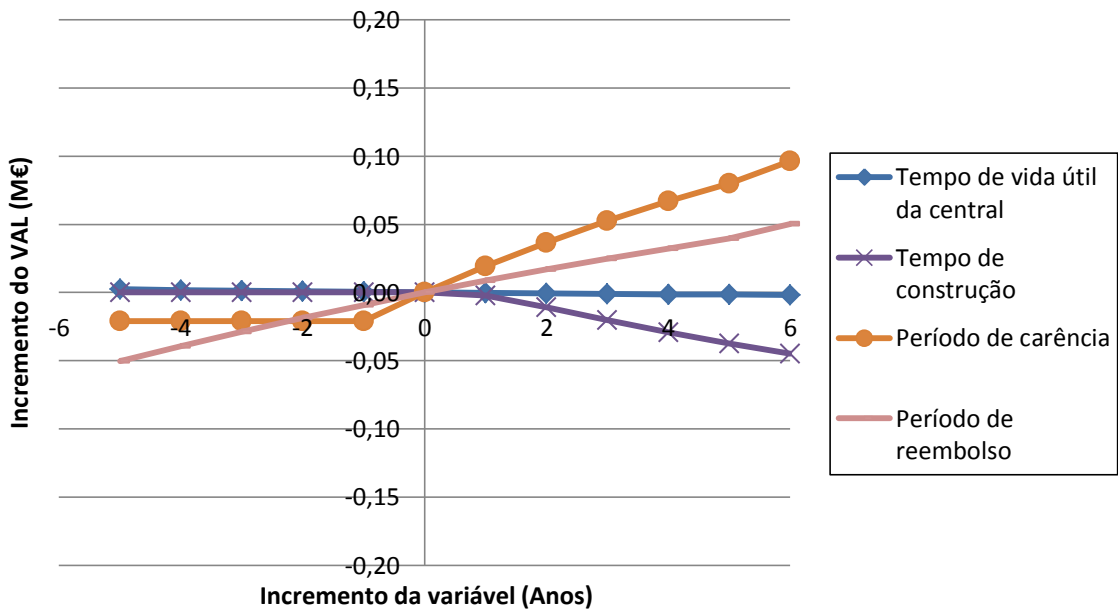


Figura 5.15 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C3.2

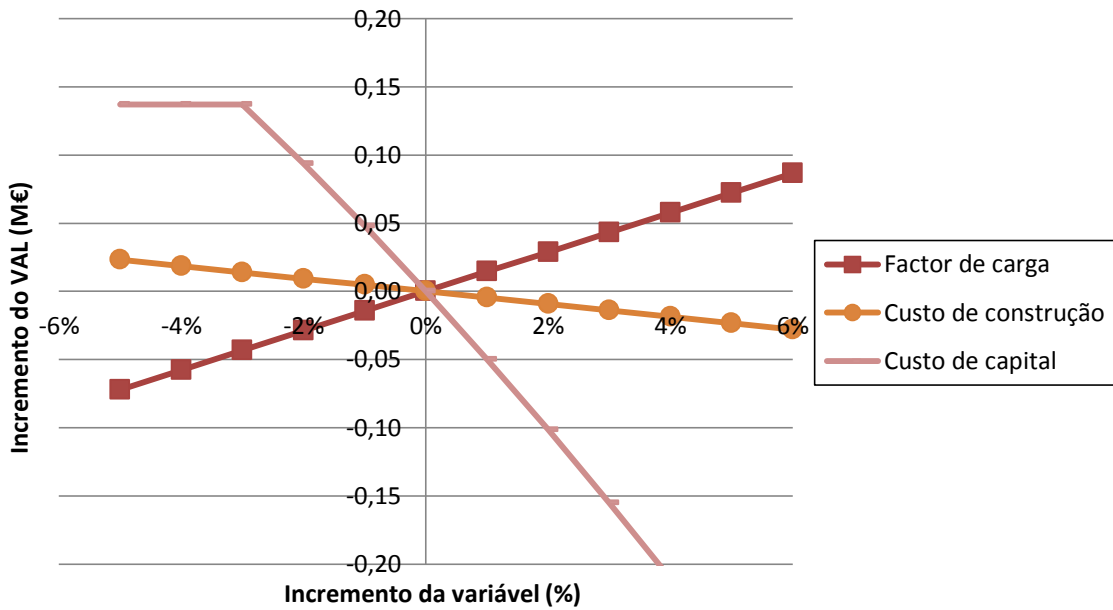


Figura 5.16 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C3.4

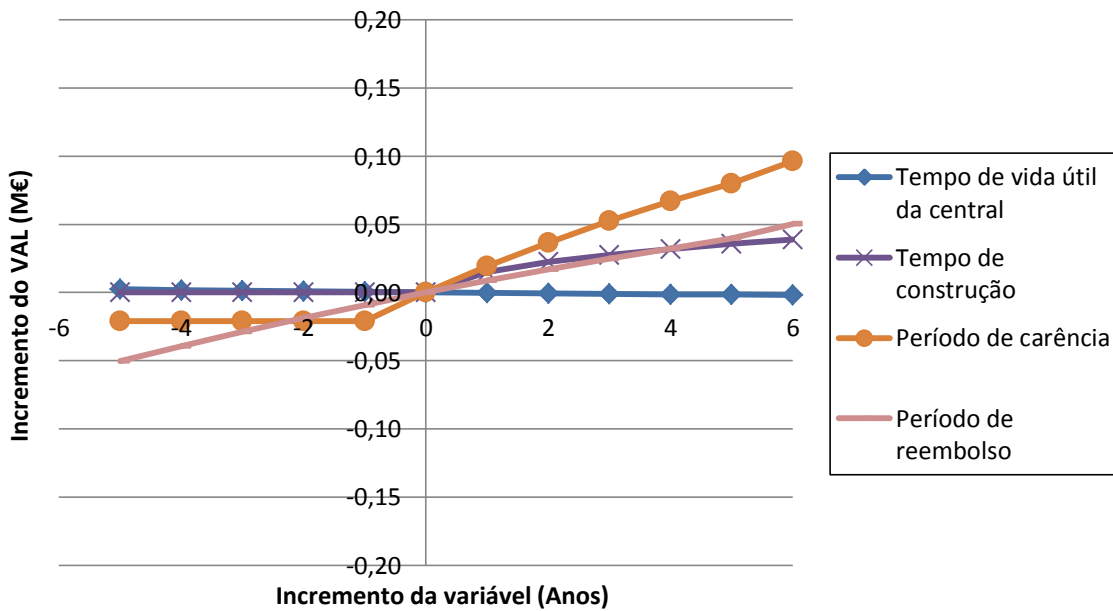


Figura 5.17 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C3.4

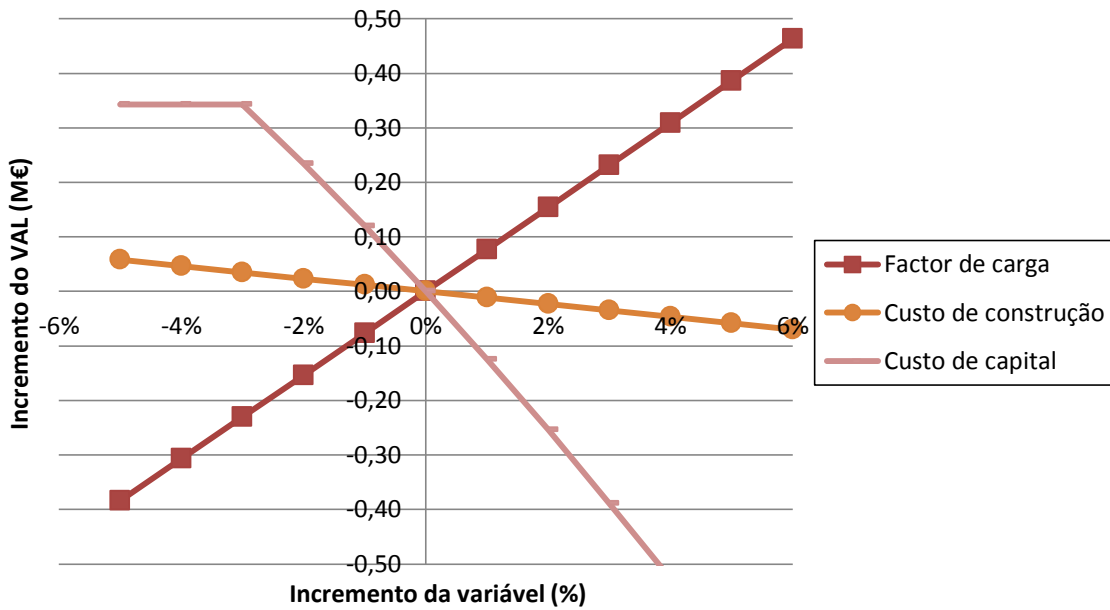


Figura 5.18 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C4.2

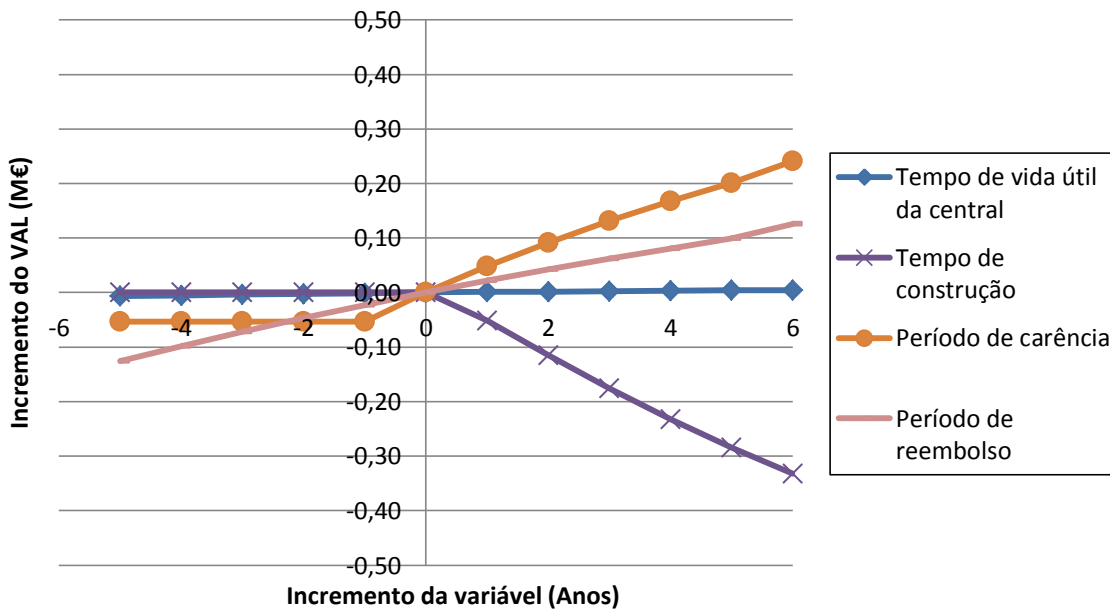


Figura 5.19 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C4.2

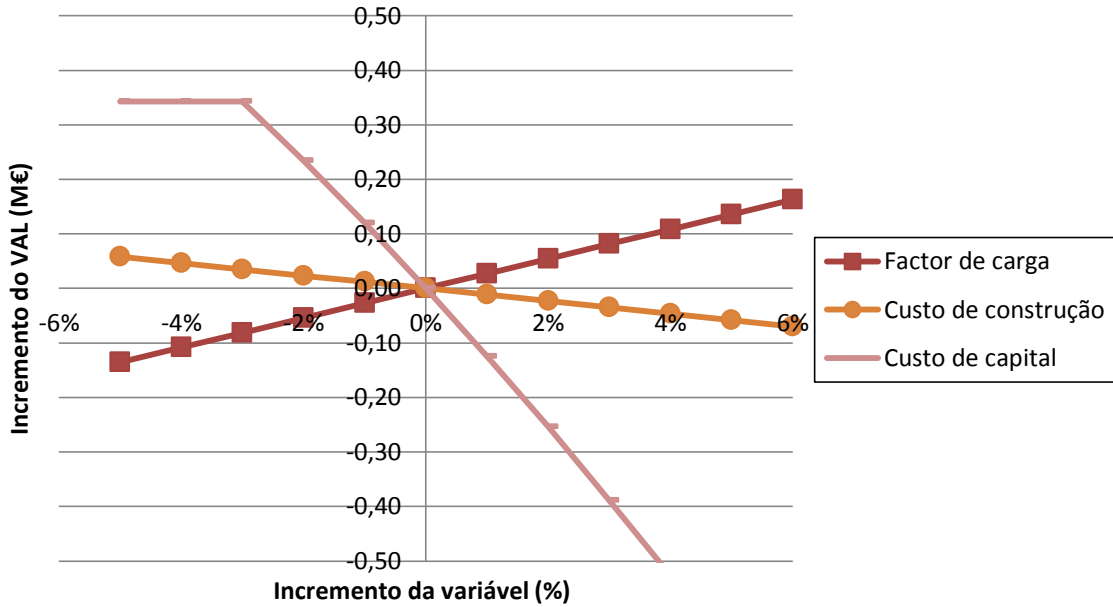


Figura 5.20 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis em percentagem no cenário C4.4

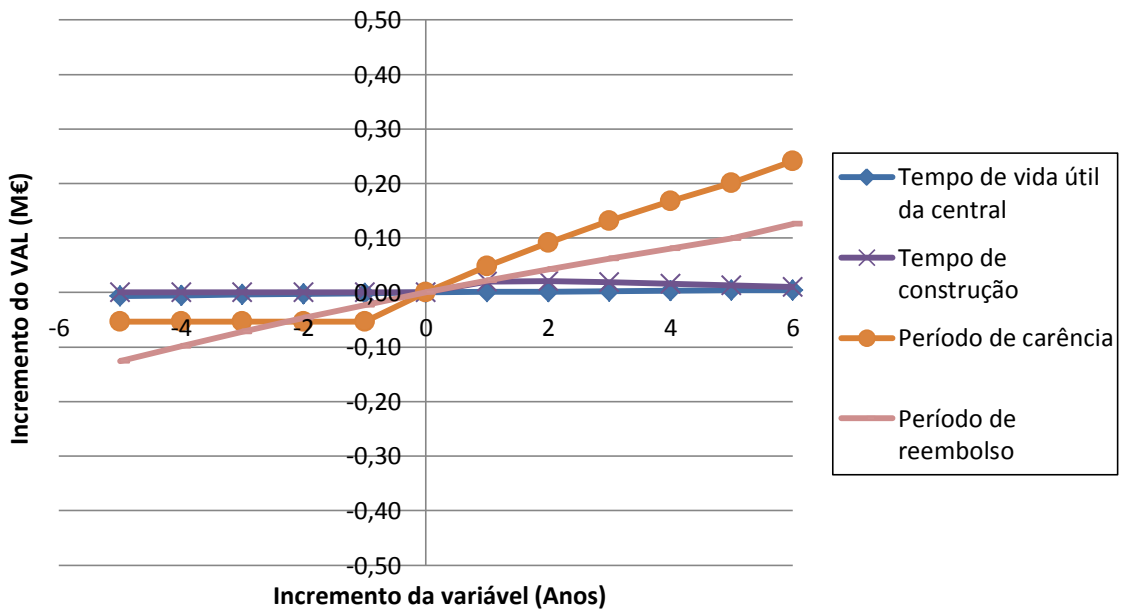


Figura 5.21 - Sensibilidade do VAL em função de diversas variáveis temporais no cenário C4.4

Capítulo 6

Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

6.1 Conclusões

6.2 Desenvolvimentos Futuros

6 Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

6.1 Conclusões

Neste trabalho foi possível entender que as tecnologias de energia solar termoelétrica estão mais maduras, e, embora não sejam viáveis sem a tarifa das energias renováveis, tornam-se viáveis e bastante rentáveis quando se aplica a tarifa de incentivo às energias renováveis ao contrário das tecnologias de energia das ondas que nem nas condições mais optimistas e com recurso à tarifa bonificada são economicamente atractivas.

O desenvolvimento do modelo proposto para as centrais de energia solar termoelétrica foi desenvolvido com base em conhecimentos expressos na literatura indicada e em bibliografia consultada, contudo constitui uma nova proposta de modelação apresentada neste trabalho de investigação. A utilização do modelo desenvolvido para as centrais solares bem como do modelo de superfície de potência no caso da energia das ondas permitiram simular satisfatoriamente a produção de energia ao longo do ano para os locais considerados nos diferentes casos de estudo, bem como calcular o factor de carga e o custo nivelado da energia.

Os factores de carga das tecnologias de energia solar termoelétrica mostraram que com recurso ao armazenamento térmico com sais derretidos é possível obter um grande aproveitamento do recurso, uma vez que para a área de colector da central de concentradores cilindro-parabólicos e com o recurso solar de Mértola o factor de carga máximo (sem limitações nem perdas no armazenamento) seria de 53% e o factor de carga obtido foi de 47%. Nas tecnologias de energias das ondas o factor de carga é o principal ponto fraco e torna esta forma de energia demasiado dispendiosa nas condições actuais.

Conclui-se também que é possível reduzir a tarifa das energias renováveis para a energia solar termoelétrica que é bastante elevada, entre 160 e 162 €/MWh

de acordo com os cálculos da Tabela A2.1 e Tabela A2.2 no Anexo A3, e ainda assim obter rentabilidade num projecto com esta tecnologia. Nas centrais solares termoeléctricas o factor Z utilizado neste estudo e que corresponde ao limite mínimo para este tipo de central foi de 15, mas verifica-se que com um factor Z mínimo de 4 e 11 já se tornam viáveis respectivamente a central de concentrador cilindro-parabólico e a central de torre solar nos cenários base conforme simulado. Já em relação às tecnologias de energia das ondas foi utilizado neste estudo o valor 16 como factor Z correspondendo ao limite máximo para estas centrais, tendo-se constatado que seria necessário um aumento da tarifa para o incentivo à utilização deste recurso. Para o cenário base da central CAO e da central Pelamis o factor Z mínimo para a viabilidade seria de 40 e 21 respectivamente.

6.2 Desenvolvimentos Futuros

Como desenvolvimentos futuros, uma vez que o simulador para a avaliação económica já permite avaliar um investimento de qualquer tipo de energia renovável ou não renovável, podem ser desenvolvidas novas potencialidades de cálculo que permitam avaliar a energia produzida para um determinado recurso a outras tecnologias de energias renováveis.

Dentro do tema das centrais solares termoeléctricas outros desenvolvimentos podem ser realizados:

- Estudar melhorias no sistema de armazenamento, tais como proceder à optimização da conjugação da dimensão do parque solar e sistema de armazenamento, para a mesma potência da central.
- Avaliar algumas combinações entre centrais de concentrador cilindro-parabólico com outras centrais convencionais, funcionamento híbrido.

No caso da energia das ondas pode-se proceder a uma avaliação económica no caso do mais recente projecto implementado em Portugal, o Wave Roller.

Bibliografia

Bibliografia

- [1] RTP, “Prós e Contras,” RTP, 13 02 2012. [Online]. Available: <http://ww1.rtp.pt/icmblogs/rtp/pros-contras/?k=1-parte-do-Pros-e-Contras-de-2012-02-13.rtp&post=38109>. [Acedido em 01 03 2012].
- [2] A. Falcão, “Energia das Ondas,” Instituto Superior Técnico - Departamento de Engenharia Mecânica, 2007.
- [3] E. Commission, “Concentrating Solar Power From Research to Implementation,” European Communities, Luxembourg, 2007.
- [4] S. T. a. R. S. Dr. Christoph Richter, “Concentrating Solar Power Global Outlook 09 - Why Renewable Energy is Hot,” Greenpeace International, Amsterdam, 2009.
- [5] S. Millenium, “Solar Millenium officially inaugurated Andasol 1 parabolic trough power plant | Renewbl.com,” RENEWBL, [Online]. Available: <http://www.renewbl.com/2009/07/02/solar-millenium-officially-inaugurated-andasol-1-parabolic-trough-power-plant.html>. [Acedido em 18 01 2012].
- [6] EnviroMission, “EnviroMission Limited - Tecnology: Tecnology Overview,” EnviroMission Limited, 2012. [Online]. Available: http://www.enviromission.com.au/EVM/content/technology_technologyover.html. [Acedido em 25 05 2012].
- [7] Desertec, “DESERTEC-UK,” 20 08 2009. [Online]. Available: <http://www.trec-uk.org.uk/resources/pictures/stills6.html>. [Acedido em 19 01 2012].
- [8] J. M. e. P. Horta, “a produção de electricidade por via termosolar em centrais de concentração,” *renováveis magazine revista técnico-profissional de energias renováveis*, pp. 30-35, 2010.
- [9] M. T. Pontes e A. Falcão, “OCEAN ENERGIES: RESOURCES AND UTILIZATION,” *World Energy Council*, p. 16, 2001.
- [10] J. M. B. P. Cruz e A. J. N. A. Sarmiento, *Energia das Ondas: Introdução aos Aspectos Tecnológicos, Económicos e Ambientais*, Alfragide: Insituto do Ambiente, Outubro de 2004.
- [11] A. Falcão, “:: Portal das Energias Renováveis ::,” [Online]. Available:

http://www.energiasrenovaveis.com/popup.asp?ID_foto=70. [Acedido em 18 01 2012].

- [12] “CoRioLis,” CoRioLis, [Online]. Available: <http://coriolisblog.wordpress.com/>. [Acedido em 18 01 2012].
- [13] M. Loster, “Total Primary Energy Supply,” 2010. [Online]. Available: http://www.ez2c.de/ml/solar_land_area/index.html. [Acedido em 03 05 2012].
- [14] S. GIS, “SolarGIS-Solar-map-Portugal-en.png,” 2011. [Online]. Available: http://solargis.info/doc/_pics/freemaps/1000px/ghi/SolarGIS-Solar-map-Portugal-en.png. [Acedido em 03 05 2012].
- [15] DGEG, “Montra Tecnológica Solar,” Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, Lisboa, 18/03/2010.
- [16] Centre of Renewable Energy Sources, “Wave energy Utilization in Europe: Current Status and Perspectives,” Grécia, 2002.
- [17] J. C. A.J.N.A Sarmiento, “Wave Energy Absorption by a Submerged Sphere of Variable Radius in Sway Surge and Heave,” 5th European Wave Energy Conference, Cork, Irlanda, 2003.
- [18] S. H. Salter, “Wave Power,” *Nature*, 1974.
- [19] J. H. Ana Brito e Melo, “Annual Report 2009,” Executive Committee of the OES-IA, 2009.
- [20] REN, “Dados Técnicos/Technical Data 2011,” PRINT-RUN, 2011.
- [21] Programa Nacional de Energia das Ondas, “Enquadramento e Proposta,” Centro de Energia das Ondas e INETI, 2004.
- [22] M. T. Pontes, “ASSESSING THE EUROPEAN WAVE ENERGY RESOURCE,” *Transactions of ASME: Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, vol. 120, pp. 226-231, 1998.
- [23] C. Camus e E. Eusébio, “GESTÃO DE ENERGIA, AVALIAÇÃO ECONÓMICA DE PROJECTOS,” 2007.
- [24] C. Camus e E. Eusébio, “Micro-generation Evaluation of the Zero Emissions Technologies in the Portuguese Market,” *5th International Conference on European Electricity Market, 2008.*, 30 05 2008.

- [25] A. B. e. Melo, "Zona Piloto Portuguesa para a energia das ondas," 24 11 2008. [Online]. Available: http://www.wavec.org/client/files/Ana_Brito_Melo.pdf. [Acedido em 27 06 2012].
- [26] SoDa - Solar Radiation Data, "SoDa GUI English," 2005. [Online]. Available: http://www.soda-is.com/eng/services/service_invoke/gui.php?xml_descript=hc3v2_invoke_hour_demo.xml#parameters. [Acedido em 27 06 2012].
- [27] F. GmbH, "Andasol Projects, Spain - Flagsol GmbH," 2011. [Online]. Available: <http://www.flagsol.com/flagsol/english/references/andasol-projects-spain/index.html>. [Acedido em 31 10 2011].
- [28] M. G. R. K. Ulf Herrmann, "The AndaSol Project," 21 02 2002. [Online]. Available: http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/uh_anda_sol_ws030320.pdf. [Acedido em 20 06 2012].
- [29] Euro-Energy, "Euro-Energy.Net - Infrastructure Cooperation Network," [Online]. Available: http://www.euro-energy.net/success_stories/52.html. [Acedido em 31 10 2011].
- [30] Solucar, "PS10: a 11.0-MWe Solar Tower Power Plant with Saturated Steam Receiver," [Online]. Available: <http://www.upcomillas.es/catedras/crm/report05/Comunicaciones/Mesa%20IV/D.%20Valerio%20Fern%C3%A1ndez%20-%20Solucar%202.pdf>. [Acedido em 31 10 2011].
- [31] P. W. Power, "pelamis_port_for_web.pdf," 21 10 2010. [Online]. Available: http://www.pelamiswave.com/wp-content/uploads/2010/08/pelamis_port_for_web.pdf. [Acedido em 11 10 2011].
- [32] P. Lako, "Technical and economic features of renewable electricity technologies," Energy research Centre of the Netherlands, 2010.
- [33] P. Lako, "Mapping Climate Mitigation Technologies and Associated Goods Within the Renewable Energy Supply Sector," Energy Research Centre of the Netherlands.

- [34] J. Callaghan, "Future Marine Energy: Cost competitiveness and growth of wave and tidal stream energy," CARBON TRUST, UK, 2006.
- [35] A. Falcão, "6 – WAVE ENERGY: THE WAVE ROAD TO COMMERCIALIZATION," Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, 2008.
- [36] G. Resch e et al, "Potentials and cost for renewable electricity in Europe," Vienna University of Technology, Institute of Power Systems and Energy Economics, Energy Economics Group (EEG), Vienna, 2006.
- [37] WAVE ENERGY CENTRE, "Potencial e Estratégia de desenvolvimento da energia das ondas em Portugal," WAVE ENERGY CENTRE, 2004.
- [38] U.S: ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, "Renewable Energy Cost Database | Clean Energy | US EPA," 05 08 2010. [Online]. Available: <http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-resources/renewabledatabase.html>. [Acedido em 25 06 2012].
- [39] S. Kaplan, "Power Plants: Characteristics and Costs," Congressional Research Service, 2008.
- [40] OMIE, "Resultados Mercado.swf," 03 01 2012. [Online]. Available: <http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Acedido em 16 07 2012].

Anexos

- A1 Principais Centrais Solares Termoeléctricas em Funcionamento ou em
Construção em Meados de 2009
- A2 Cálculo da Remuneração Anual da Tarifa das Energias Renováveis
- A3 Avaliação Económica dos Cenários Base, com e sem Tarifa Renovável

**A1. Principais Centrais Solares Termoeléctricas em
Funcionamento ou em Construção em Meados de 2009**

Tabela A1.1 – Principais centrais solares termoelectricas em funcionamento ou em construcao em meados de 2009. (Estado indica: O = operacional, C = em construcao, P = projectada) [4] (1/2)

| Localizacao | Nome | Estado | Tecnologia | Potencia solar (MW _e) | Data |
|---------------|--|--------|------------------|-----------------------------------|-----------|
| Israel | Ashalim | P | CCP | 220 | 2012 |
| Marrocos | Morocco ISCC Plant 2 | O | CCP | 6 | |
| Marrocos | Abi Ben Mathar | C | CCP/ISCC | 20 | |
| Algeria | Hassi R'mel | C | CCP/ISCC | 25 | 2010 |
| Egipto | Kuramayyat | C | CCP/ISCC | 25 | 2010 |
| Algeria | 2 x ISCC plants | P | CCP/ISCC | 140 | 2015 |
| África do Sul | Northern Cape Province | P | Torre Solar | 100 | |
| Espanha | Solucar PS – 10 | O | Torre Solar | 11 | 2006 |
| Espanha | Anzalcollar TH | O | Disco Parabólico | 0,08 | |
| Espanha | Andasol 1 & 2 | O | CCP | 100 | 2008/09 |
| Espanha | Andasol 3 | C | CCP | 50 | 2011 |
| Espanha | Ibersol | C | CCP | 500 | 2011 |
| Espanha | PS-20 | C | Torre Solar | 20 | 2009 |
| Espanha | Solnova Electricidad 1, 3 e 4 | C | CCP | 150 | 2009-10 |
| Espanha | Lebrija | C | CCP | 50 | 2010 |
| Espanha | Ibersol Ciudad Real | C | CCP | 40 | 2009 |
| Espanha | Alvarado 1 | C | CCP | 50 | 2009 |
| Espanha | Palma de Rio 1 e 2 | C | CCP | 100 | 2010 |
| Espanha | Puertollano | C | CCP | 50 | |
| Espanha | Manchasol 1 | C | CCP | 100 | 2010/11 |
| Espanha | Extresol 1 e 2 | C | CCP | 100 | 2009/10 |
| Espanha | Gemasolar (Solar Tres) | C | Torre Solar | 17 | 2008 |
| Espanha | PE1 | O | Fresnel Linear | 1.4 | 2009 |
| Espanha | Badajoz: La Dehesa | C | CCP | 50 | 2009 |
| Espanha | Badajoz: La Florida | C | CCP | 50 | 2010 |
| Espanha | Majadas 2 | C | CCP | 50 | 2009 |
| Italia | Solar capacity integrated into existing combined cycle plant | C | CCP | 5 | 2010 |
| Espanha | Andasol 3 | P | CCP | 50 | 2011 |
| Grécia | Solar capacity using steam cycle | P | CCP | 50 | |
| Alemanha | Solar Tower Jülich | O | Torre Solar | 1,5 | 2008 |
| EUA | SEGS VIII and IX | O | CCP | 160 | 1989/90 |
| EUA | SEGS II - VII | O | CCP | 180 | 1984-89 |
| EUA | SEGS I | O | CCP | 13,8 | 1984 |
| EUA | Saguaro APS Plant | O | CCP | 1 | 2006 |
| EUA | Nevada Solar One | O | CCP | 64 | 2007 |
| EUA | Kimberlina | O | Fresnel Linear | 5 | 2008 |
| EUA | Idaho Demonstration plant | C | Micro CSP | 0,05 | |
| EUA | Mojave | P | CCP | 553 | 2011 |
| EUA | Solar One, Phase 1 | P | Disco Parabólico | 300 | 2009-2012 |

Tabela A1.1 – Principais centrais solares termoelétricas em funcionamento ou em construção em meados de 2009. (Estado indica: O = operacional, C = em construção, P = projectada) [4] (2/2)

| Localização | Nome: Empresa | Estado | Tecnologia | Potência solar (MW _e) | Data |
|-------------|---|--------|-------------------------|-----------------------------------|-----------|
| EUA | Solar Two, Phase 1 | P | Disco Parabólico | 500 | 2009-2010 |
| EUA | Solana | P | CCP | 280 | 2012 |
| EUA | Carrizo (California) | P | Fresnel Linear | 177 | 2010 |
| EUA | Harper Lake (California) | P | CCP | 250 | 2011 |
| EUA | Beacon (California) | P | CCP | 250 | 2011 |
| EUA | Ivanpah 1 | P | Torre Solar | 100 | 2010 |
| EUA | Invanpah 2 | P | Torre Solar | 300 | 2012-2013 |
| EUA | Acordo de compra da BrightSource Power com a PG&E | P | Torre Solar | 900 | |
| EUA | Acordo de compra da BrightSource Power com a Southern California Energy | P | Torre Solar | 1300 | |
| EUA | Florida | P | Fresnel Linear | 300 | |
| EUA | New Mexico | P | Torre Solar | 105 | 2011 |
| EUA | Acordo de compra da eSolar Power com a SCE | P | Torre Solar | 140 | 2011 |
| EUA | Coalinga | P | CCP | 107 | 2011 |
| EUA | Next Generation Solar Centre | P | Add-on de CCP a um ISCC | 75 | 2011 |
| EUA | Solar Two, Phase 2 | P | Disco Parabólico | 600 | 2011 |
| EUA | Solar One, Phase 2 | P | Disco Parabólico | 300 | 2013-2014 |
| EUA | Nevada | P | CCP | 250 | 2013-2014 |
| México | Hybrid Solar Thermal Plant | P | CCP | 31 | |
| EUA | California | P | CCP | 100 | |
| EUA | Palmdale Hybrid | P | Add-on de CCP a um ISCC | 50 | |
| EUA | Victorville Hybrid | P | Add-on de CCP a um ISCC | 50 | |
| China | China Plant Expansion | C | CCP | 50 | |
| Austrália | Liddel Power Station | C | Fresnel Linear | 2 | 2009 |

A2. Cálculo da Remuneração Anual da Tarifa das Energias Renováveis

Tabela A2.1 - Cálculo da Remuneração Anual da Tarifa das Energias Renováveis para o Concentrador Cilindro-Parabólico

| 1. CÁLCULO DO FACTOR DE MODULAÇÃO (KMIHO) | | | | 2. CÁLCULO DA PARCELA FIXA (PF(VRD)m) | | | 3. CÁLCULO DA PARCELA VARIÁVEL (PV(VRD)m) | | 4. CÁLCULO DA PARCELA AMBIENTAL (PA) | | 5. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO MENSAL (VRD)m | |
|---|--------------------|-------------------|-------------------------|---------------------------------------|-------------------------|---------------------|---|---------------------------|--------------------------------------|----------------------------|---|----------------------|
| MÊS | ECRm (kWh) | ECRv (kWh) | ECR _{pc} (kWh) | KMIHO | POT _{med} (kW) | COEF _{Pot} | PF(VRD) (€) | PV(VRD) (€) | PA(VRD) | PA(VRD)Z (€) | VRDm (€) | VRDm (€/kWh) |
| JAN (horas 1-744) | 15 719 082 | 0 | 15 719 082 | 1,2500 | 21 832,06 | 0,55 | 64 952,78 | 565 886,97 | 116 321,21 | 1 744 818,14 | 2 571 947,03 | 0,1636 |
| FEV (horas 745-1416) | 13 573 689 | 382 312 | 13 191 377 | 1,2331 | 18 852,35 | 0,47 | 48 432,75 | 488 652,79 | 100 445,30 | 1 506 679,45 | 2 201 989,81 | 0,1622 |
| MAR (horas 1417-2160) | 21 139 400 | 2 500 619 | 18 638 781 | 1,1790 | 29 360,28 | 0,74 | 117 470,46 | 761 018,38 | 156 431,56 | 2 346 473,35 | 3 433 739,65 | 0,1624 |
| ABR (horas 2161-2880) | 17 822 442 | 2 585 196 | 15 237 245 | 1,1630 | 24 753,39 | 0,62 | 83 498,33 | 641 607,90 | 131 886,07 | 1 978 291,02 | 2 864 534,57 | 0,1607 |
| MAI (horas 2881-3624) | 19 870 124 | 3 479 171 | 16 390 953 | 1,1449 | 27 597,39 | 0,69 | 103 787,37 | 715 324,45 | 147 038,92 | 2 205 583,73 | 3 191 289,12 | 0,1606 |
| JUN (horas 3625-4344) | 25 107 187 | 5 790 786 | 19 316 401 | 1,1116 | 34 871,09 | 0,87 | 165 706,48 | 903 858,73 | 185 793,18 | 2 786 897,74 | 4 036 387,71 | 0,1608 |
| JUL (horas 4345-5088) | 25 065 504 | 5 548 605 | 19 516 900 | 1,1172 | 34 813,20 | 0,87 | 165 156,73 | 902 358,16 | 185 484,73 | 2 782 270,98 | 4 035 410,00 | 0,1610 |
| AGO (horas 5089-5832) | 24 043 014 | 3 968 787 | 20 074 227 | 1,1510 | 33 393,08 | 0,84 | 151 957,17 | 865 548,52 | 177 918,31 | 2 668 774,60 | 3 898 356,09 | 0,1621 |
| SET (horas 5833-6552) | 20 150 094 | 1 836 161 | 18 313 933 | 1,1953 | 27 986,24 | 0,70 | 106 732,71 | 725 403,38 | 149 110,70 | 2 236 660,44 | 3 280 542,05 | 0,1628 |
| OUT (horas 6553-7296) | 14 659 082 | 569 623 | 14 089 459 | 1,2267 | 20 359,84 | 0,51 | 56 488,09 | 527 726,94 | 108 477,21 | 1 627 158,08 | 2 379 498,49 | 0,1623 |
| NOV (horas 7297-8016) | 6 888 533 | 0 | 6 888 533 | 1,2500 | 9567,41 | 0,24 | 12 473,74 | 247 987,19 | 50 975,14 | 764 627,16 | 1 106 805,40 | 0,1607 |
| DEZ (horas 8017-8760) | 3 542 018 | 0 | 3 542 018 | 1,2500 | 4919,47 | 0,12 | 3297,96 | 127 512,66 | 26 210,93 | 393 164,02 | 565 154,61 | 0,1596 |
| TOTAL | 207 580 168 | 26 661 259 | 180 918 910 | 1,1729 | 24 025,48 | 0,60 | 89 996,21 | 622 740,51 | 1 536 093,25 | 23 041 398,69 | 33 565 654,53 | 0,1617 |
| | | | | | V. UNIT. MÉD. P. FIXA | | 0,0052 | V. UNIT. MÉD. P. VARIÁVEL | | V. UNIT. MÉD. P. AMBIENTAL | | V. UNIT. MÉD. TARIFA |
| | | | | | | | | 0,036 | | 0,1110 | | 0,162 |

Tabela A2.2 - Cálculo da Remuneração Anual da Tarifa das Energias Renováveis para a Torre Solar

| 1. CÁLCULO DO FACTOR DE MODULAÇÃO (KMH0) | | | | 2. CÁLCULO DA PARCELA FIXA (PF(VRD)m) | | | 3. CÁLCULO DA PARCELA VARIÁVEL (PV(VRD)m) | | 4. CÁLCULO DA PARCELA AMBIENTAL (PA) | | 5. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO MENSAL (VRD)m | | |
|--|-------------------|------------------|-------------------|---------------------------------------|----------------|-------------|---|------------------|--------------------------------------|---------------------|---|---------------|--------------|
| MÊS | ECRm (kWh) | ECRv (kWh) | ECRpc (kWh) | KMHO | POTmed (kW) | COEFpot | PF(VRD) (€) | PV(VRD) (€) | PA(VRD) | PA(VRD)Z | VRDm (€) | VRDm (€/kWh) | |
| JAN (horas 1-744) | 1 886 876 | 54 887 | 1 831 988 | 1,2325 | 2620,66 | 0,30 | 4245,59 | 67 927,53 | 13 962,88 | 209 443,22 | 302 944,12 | 0,1606 | |
| FEV (horas 745-1416) | 1 673 607 | 72 195 | 1 601 411 | 1,2241 | 2324,45 | 0,26 | 3340,09 | 60 249,84 | 12 384,69 | 185 770,33 | 267 626,26 | 0,1599 | |
| MAR (horas 1417-2160) | 2 507 950 | 215 993 | 2 291 956 | 1,1983 | 3483,26 | 0,40 | 7500,48 | 90 286,20 | 18 558,83 | 278 382,44 | 401 586,54 | 0,1601 | |
| ABR (horas 2161-2880) | 2 204 623 | 272 967 | 1 931 655 | 1,1757 | 3061,98 | 0,35 | 5795,89 | 79 366,43 | 16 314,21 | 244 713,14 | 350 090,72 | 0,1588 | |
| MAI (horas 2881-3624) | 2 479 743 | 340 101 | 2 139 642 | 1,1677 | 3444,09 | 0,39 | 7332,71 | 89 270,76 | 18 350,10 | 275 251,51 | 393 965,75 | 0,1589 | |
| JUN (horas 3625-4344) | 3 085 258 | 416 011 | 2 669 247 | 1,1691 | 4285,08 | 0,49 | 11 351,00 | 111 069,30 | 22 830,91 | 342 463,67 | 492 979,59 | 0,1598 | |
| JUL (horas 4345-5088) | 3 074 824 | 367 323 | 2 707 501 | 1,1783 | 4270,59 | 0,49 | 11 274,36 | 110 693,68 | 22 753,70 | 341 305,51 | 492 409,40 | 0,1601 | |
| AGO (horas 5089-5832) | 2 867 918 | 252 066 | 2 615 852 | 1,1973 | 3983,22 | 0,45 | 9808,09 | 103 245,04 | 21 222,59 | 318 338,86 | 460 602,45 | 0,1606 | |
| SET (horas 5833-6552) | 2 403 723 | 176 403 | 2 227 320 | 1,2060 | 3338,5 | 0,38 | 6890,02 | 86 534,04 | 17 787,55 | 266 813,29 | 385 258,55 | 0,1603 | |
| OUT (horas 6553-7296) | 1 803 820 | 115 273 | 1 688 547 | 1,2117 | 2505,31 | 0,28 | 3880,05 | 64 937,53 | 13 348,27 | 200 224,04 | 287 926,23 | 0,1596 | |
| NOV (horas 7297-8016) | 959 690 | 38 730 | 920 959 | 1,2258 | 1332,9 | 0,15 | 1098,28 | 34 548,84 | 7101,71 | 106 525,58 | 152 508,94 | 0,1589 | |
| DEZ (horas 8017-8760) | 615 629 | 10 481 | 605 148 | 1,2398 | 855,04 | 0,10 | 451,95 | 22 162,65 | 4555,66 | 68 334,83 | 97 839,67 | 0,1589 | |
| TOTAL | 25 563 662 | 2 332 432 | 23 231 230 | 1,1953 | 2958,76 | 0,34 | 6080,71 | 76 690,98 | 189 171,10 | 2 837 566,44 | 4 085 738,23 | 0,1598 | |
| V. UNIT. MÉD. P. FIXA | | | | | 0,0029 | | V. UNIT. MÉD. P. VARIÁVEL | | 0,1110 | | V. UNIT. MÉD. TARIFA | | 0,160 |

Tabela A2.3 - Cálculo da Remuneração Anual da Tarifa das Energias Renováveis para acentral de Coluna de Água Oscilante

| 1. CÁLCULO DO FACTOR DE MODULAÇÃO (KMIHO) | | | | | | 2. CÁLCULO DA PARCELA FIXA (PF(VRD)m) | | | 3. CÁLCULO DA PARCELA VARIÁVEL (PV(VRD)m) | | 4. CÁLCULO DA PARCELA AMBIENTAL (PA) | | 5. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO MENSAL (VRD)m | | |
|---|----------------|----------------|-------------------------|---------------|-------------------------|---------------------------------------|--------------|---------------------------|---|------------------|--------------------------------------|---------------|---|----------------------|--------------|
| MÊS | ECRm (kWh) | ECRv (kWh) | ECR _{pc} (kWh) | KMIHO | POT _{med} (kW) | COEF _{pot} | PF(VRD) (€) | PV(VRD) (€) | PA(VRD) | PA(VRD)Z (€) | VRDm (€) | VRDm (€/kWh) | | | |
| JAN (horas 1-744) | 24 783 | 10 149 | 14 635 | 1,0043 | 34,42 | 0,11 | 20,14 | 892,20 | 183,40 | 2934,34 | 3990,26 | 0,1610 | | | |
| FEV (horas 745-1416) | 20 022 | 9111 | 10 912 | 0,9770 | 27,81 | 0,09 | 13,15 | 720,81 | 148,17 | 2370,66 | 3199,72 | 0,1598 | | | |
| MAR (horas 1417-2160) | 21 594 | 8952 | 12 642 | 1,0013 | 29,99 | 0,09 | 15,29 | 777,40 | 159,80 | 2556,78 | 3471,99 | 0,1608 | | | |
| ABR (horas 2161-2880) | 19 828 | 8966 | 10 861 | 0,9787 | 27,54 | 0,09 | 12,89 | 713,79 | 146,72 | 2347,59 | 3169,71 | 0,1599 | | | |
| MAI (horas 2881-3624) | 20 346 | 9043 | 11 303 | 0,9833 | 28,26 | 0,09 | 13,57 | 732,45 | 150,56 | 2408,94 | 3256,50 | 0,1601 | | | |
| JUN (horas 3625-4344) | 20 898 | 7665 | 13 234 | 1,0299 | 29,03 | 0,09 | 14,32 | 752,34 | 154,65 | 2474,35 | 3382,35 | 0,1618 | | | |
| JUL (horas 4345-5088) | 22 437 | 9140 | 13 296 | 1,0056 | 31,16 | 0,10 | 16,51 | 807,72 | 166,03 | 2656,49 | 3611,70 | 0,1610 | | | |
| AGO (horas 5089-5832) | 23 221 | 8490 | 14 731 | 1,0306 | 32,25 | 0,10 | 17,68 | 835,95 | 171,83 | 2749,33 | 3760,74 | 0,1620 | | | |
| SET (horas 5833-6552) | 20 246 | 8932 | 11 314 | 0,9853 | 28,12 | 0,09 | 13,44 | 728,85 | 149,82 | 2397,11 | 3241,96 | 0,1601 | | | |
| OUT (horas 6553-7296) | 20 465 | 8964 | 11 501 | 0,9872 | 28,42 | 0,09 | 13,73 | 736,76 | 151,44 | 2423,11 | 3278,75 | 0,1602 | | | |
| NOV (horas 7297-8016) | 21 909 | 8499 | 13 410 | 1,0172 | 30,43 | 0,10 | 15,74 | 788,71 | 162,12 | 2593,98 | 3536,06 | 0,1614 | | | |
| DEZ (horas 8017-8760) | 23 651 | 10 170 | 13 481 | 0,9920 | 32,85 | 0,10 | 18,34 | 851,43 | 175,02 | 2800,26 | 3795,94 | 0,1605 | | | |
| TOTAL | 259 400 | 108 081 | 151 319 | 1,0000 | 30,02 | 0,09 | 15,40 | 778,20 | 1919,56 | 30 712,95 | 41695,68 | 0,1607 | | | |
| V. UNIT. MÉD. P. FIXA | | | | | | 0,0007 | | V. UNIT. MÉD. P. VARIÁVEL | 0,036 | | V. UNIT. MÉD. P. AMBIENTAL | 0,1184 | | V. UNIT. MÉD. TARIFA | 0,161 |

Tabela A2.4 - Cálculo da Remuneração Anual da Tarifa das Energias Renováveis para o Pelamis

| 1. CÁLCULO DO FACTOR DE MODULAÇÃO (KMHO) | | | | 2. CÁLCULO DA PARCELA FIXA (PF(VRD)m) | | | 3. CÁLCULO DA PARCELA VARIÁVEL (PV(VRD)m) | | 4. CÁLCULO DA PARCELA AMBIENTAL (PA) | | 5. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO MENSAL (VRD)m | | |
|--|------------------|----------------|----------------|---------------------------------------|---------------|-------------|---|---------------------------|--------------------------------------|-------------------|---|---------------|--------------|
| MÊS | ECRm (kWh) | ECRv (kWh) | ECRpc (kWh) | KMHO | POTmed (kW) | COEFpot | PF(VRD) (€) | PV(VRD) (€) | PA(VRD) | PA(VRD)Z (€) | VRDm (€) | VRDm (€/kWh) | |
| JAN (horas 1-744) | 93 695 | 33 822 | 59 873 | 1,0334 | 130,13 | 0,22 | 153,54 | 3373,02 | 693,34 | 11 093,49 | 15 272,41 | 0,1630 | |
| FEV (horas 745-1416) | 77 760 | 35 727 | 42 033 | 0,9743 | 108 | 0,18 | 105,75 | 2799,36 | 575,42 | 9206,78 | 12 473,91 | 0,1604 | |
| MAR (horas 1417-2160) | 96 902 | 42 105 | 54 797 | 0,9893 | 134,59 | 0,22 | 164,23 | 3488,47 | 717,07 | 11 473,20 | 15 633,98 | 0,1613 | |
| ABR (horas 2161-2880) | 91 702 | 38 020 | 53 682 | 1,0012 | 127,36 | 0,21 | 147,08 | 3301,27 | 678,59 | 10 857,52 | 14 829,15 | 0,1617 | |
| MAI (horas 2881-3624) | 81 974 | 34 801 | 47 173 | 0,9953 | 113,85 | 0,19 | 117,53 | 2951,06 | 606,61 | 9705,72 | 13 222,61 | 0,1613 | |
| JUN (horas 3625-4344) | 90 664 | 35 070 | 55 594 | 1,0179 | 125,92 | 0,21 | 143,76 | 3263,90 | 670,91 | 10 734,62 | 14 718,47 | 0,1623 | |
| JUL (horas 4345-5088) | 96 289 | 39 764 | 56 525 | 1,0022 | 133,73 | 0,22 | 162,16 | 3466,40 | 712,54 | 11 400,62 | 15 582,63 | 0,1618 | |
| AGO (horas 5089-5832) | 91 000 | 37 715 | 53 285 | 1,0013 | 126,39 | 0,21 | 144,83 | 3276,00 | 673,40 | 10 774,40 | 14 714,80 | 0,1617 | |
| SET (horas 5833-6552) | 89 411 | 37 428 | 51 983 | 0,9988 | 124,18 | 0,21 | 139,82 | 3218,80 | 661,64 | 10 586,26 | 14 446,60 | 0,1616 | |
| OUT (horas 6553-7296) | 84 494 | 33 918 | 50 576 | 1,0091 | 117,35 | 0,20 | 124,86 | 3041,78 | 625,26 | 10 004,09 | 13 678,44 | 0,1619 | |
| NOV (horas 7297-8016) | 77 494 | 33 375 | 44 119 | 0,9916 | 107,63 | 0,18 | 105,03 | 2789,78 | 573,46 | 9175,29 | 12 482,66 | 0,1611 | |
| DEZ (horas 8017-8760) | 79 176 | 33 814 | 45 362 | 0,9938 | 109,97 | 0,18 | 109,64 | 2850,34 | 585,90 | 9374,44 | 12 762,62 | 0,1612 | |
| TOTAL | 1 050 561 | 435 559 | 615 002 | 1,0012 | 121,59 | 0,20 | 134,85 | 3151,68 | 7774,15 | 124 386,42 | 169 818,29 | 0,1616 | |
| | | | | V. UNIT. MÉD. P. FIXA | | | 0,0015 | V. UNIT. MÉD. P. VARIÁVEL | | 0,036 | V. UNIT. MÉD. P. AMBIENTAL | | 0,1184 |
| | | | | | | | | | | | V. UNIT. MÉD. TARIFA | | 0,162 |

A3. Avaliação Económica dos Cenários Base, com e sem Tarifa Renovável

Tabela A3.3 - Cenário C2.2 – Cenário Base com central de Torre Solar aplicando a Tarifa das Energias Renováveis (M€)

Mapa de Investimento

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | | |
|-----------------------------|--------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Custos de Construção | -14,57 | -14,57 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | |
| Capital Próprio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Capital Alheio | 14,57 | 14,57 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Mapa de Financiamento

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | | | | |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Empréstimo Construção | 14,57 | 14,57 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Capital em Dívida | 14,57 | 29,14 | 29,14 | 28,05 | 26,94 | 25,79 | 24,60 | 23,38 | 22,12 | 20,83 | 19,50 | 18,12 | 16,71 | 15,25 | 13,75 | 12,20 | 10,61 | 8,97 | 7,28 | 5,54 | 3,75 | 1,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Anuidade | 0,00 | 0,00 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Reembolsos | 0,00 | 0,00 | 1,08 | 1,12 | 1,15 | 1,18 | 1,22 | 1,26 | 1,29 | 1,33 | 1,37 | 1,41 | 1,46 | 1,50 | 1,55 | 1,59 | 1,64 | 1,69 | 1,74 | 1,79 | 1,85 | 1,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Juros | 0,44 | 0,87 | 0,87 | 0,84 | 0,81 | 0,77 | 0,74 | 0,70 | 0,66 | 0,62 | 0,58 | 0,54 | 0,50 | 0,46 | 0,41 | 0,37 | 0,32 | 0,27 | 0,22 | 0,17 | 0,11 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |

Mapa de Exploração

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|
| Receita Bruta | 0,00 | 0,00 | 4,09 | 4,09 | 4,09 | 4,09 | 4,09 | 4,09 | 4,09 | 4,09 | 4,09 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | |
| Custos de O&M | 0,00 | 0,00 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | |
| Resultado Antes Juros e Impostos (RAJI) | 0,00 | 0,00 | 3,50 | 3,50 | 3,50 | 3,50 | 3,50 | 3,50 | 3,50 | 3,50 | 3,50 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | |
| Juros | -0,44 | -0,87 | -0,87 | -0,84 | -0,81 | -0,77 | -0,74 | -0,70 | -0,66 | -0,62 | -0,58 | -0,54 | -0,50 | -0,46 | -0,41 | -0,37 | -0,32 | -0,27 | -0,22 | -0,17 | -0,11 | -0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Resultado Líquido | -0,44 | -0,87 | 2,63 | 2,66 | 2,69 | 2,73 | 2,76 | 2,80 | 2,84 | 2,88 | 2,92 | 0,15 | 0,19 | 0,24 | 0,28 | 0,33 | 0,38 | 0,43 | 0,48 | 0,53 | 0,58 | 0,64 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 |

Mapa de Cash-Flow

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | | | | | |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Investimento | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Reembolsos | 0,00 | 0,00 | -1,08 | -1,12 | -1,15 | -1,18 | -1,22 | -1,26 | -1,29 | -1,33 | -1,37 | -1,41 | -1,46 | -1,50 | -1,55 | -1,59 | -1,64 | -1,69 | -1,74 | -1,79 | -1,85 | -1,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Resultado Líquido | -0,44 | -0,87 | 2,63 | 2,66 | 2,69 | 2,73 | 2,76 | 2,80 | 2,84 | 2,88 | 2,92 | 0,15 | 0,19 | 0,24 | 0,28 | 0,33 | 0,38 | 0,43 | 0,48 | 0,53 | 0,58 | 0,64 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | |
| Cashflow | -0,44 | -0,87 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | 1,54 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | | |
| Cashflow actualizado | -0,40 | -0,75 | 1,23 | 1,13 | 1,05 | 0,97 | 0,90 | 0,83 | 0,77 | 0,72 | 0,66 | -0,50 | -0,46 | -0,43 | -0,40 | -0,37 | -0,34 | -0,32 | -0,29 | -0,27 | -0,25 | -0,23 | 0,12 | 0,11 | 0,10 | 0,09 | 0,09 | 0,08 | 0,07 | 0,07 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | | |
| Cashflow act. acumulado | -0,40 | -1,15 | 0,07 | 1,21 | 2,26 | 3,23 | 4,13 | 4,97 | 5,74 | 6,45 | 7,12 | 6,61 | 6,15 | 5,72 | 5,32 | 4,95 | 4,61 | 4,29 | 4,00 | 3,73 | 3,48 | 3,25 | 3,37 | 3,48 | 3,58 | 3,67 | 3,76 | 3,84 | 3,91 | 3,98 | 4,05 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | 4,11 | | |

Tabela A3.4 - Cenário C2.4 – Cenário Base com central de Torre Solar sem aplicar a Tarifa das Energias Renováveis (M€)

Mapa de Investimento

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | |
|-----------------------------|--------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Custos de Construção | -14,57 | -14,57 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | |
| Capital Próprio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Capital Alheio | 14,57 | 14,57 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Mapa de Financiamento

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | | |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Empréstimo Construção | 14,57 | 14,57 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Capital em Dívida | 14,57 | 29,14 | 29,14 | 28,05 | 26,94 | 25,79 | 24,60 | 23,38 | 22,12 | 20,83 | 19,50 | 18,12 | 16,71 | 15,25 | 13,75 | 12,20 | 10,61 | 8,97 | 7,28 | 5,54 | 3,75 | 1,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Anuidade | 0,00 | 0,00 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 1,96 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Reembolsos | 0,00 | 0,00 | 1,08 | 1,12 | 1,15 | 1,18 | 1,22 | 1,26 | 1,29 | 1,33 | 1,37 | 1,41 | 1,46 | 1,50 | 1,55 | 1,59 | 1,64 | 1,69 | 1,74 | 1,79 | 1,85 | 1,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Juros | 0,44 | 0,87 | 0,87 | 0,84 | 0,81 | 0,77 | 0,74 | 0,70 | 0,66 | 0,62 | 0,58 | 0,54 | 0,50 | 0,46 | 0,41 | 0,37 | 0,32 | 0,27 | 0,22 | 0,17 | 0,11 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |

Mapa de Exploração

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Receita Bruta | 0,00 | 0,00 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 | 1,28 |
| Custos de O&M | 0,00 | 0,00 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 | -0,58 |
| Resultado Antes Juros e Impostos (RAJI) | 0,00 | 0,00 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 |
| Juros | -0,44 | -0,87 | -0,87 | -0,84 | -0,81 | -0,77 | -0,74 | -0,70 | -0,66 | -0,62 | -0,58 | -0,54 | -0,50 | -0,46 | -0,41 | -0,37 | -0,32 | -0,27 | -0,22 | -0,17 | -0,11 | -0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Resultado Líquido | -0,44 | -0,87 | -0,18 | -0,15 | -0,11 | -0,08 | -0,04 | -0,01 | 0,03 | 0,07 | 0,11 | 0,15 | 0,19 | 0,24 | 0,28 | 0,33 | 0,38 | 0,43 | 0,48 | 0,53 | 0,58 | 0,64 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 |

Mapa de Cash-Flow

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | | |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|------|------|
| Investimento | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | |
| Reembolsos | 0,00 | 0,00 | -1,08 | -1,12 | -1,15 | -1,18 | -1,22 | -1,26 | -1,29 | -1,33 | -1,37 | -1,41 | -1,46 | -1,50 | -1,55 | -1,59 | -1,64 | -1,69 | -1,74 | -1,79 | -1,85 | -1,90 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Resultado Líquido | -0,44 | -0,87 | -0,18 | -0,15 | -0,11 | -0,08 | -0,04 | -0,01 | 0,03 | 0,07 | 0,11 | 0,15 | 0,19 | 0,24 | 0,28 | 0,33 | 0,38 | 0,43 | 0,48 | 0,53 | 0,58 | 0,64 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | |
| Cashflow | -0,44 | -0,87 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | -1,26 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | |
| Cashflow actualizado | -0,40 | -0,75 | -1,00 | -0,93 | -0,86 | -0,80 | -0,74 | -0,68 | -0,63 | -0,59 | -0,54 | -0,50 | -0,46 | -0,43 | -0,40 | -0,37 | -0,34 | -0,32 | -0,29 | -0,27 | -0,25 | -0,23 | 0,12 | 0,11 | 0,10 | 0,09 | 0,09 | 0,08 | 0,07 | 0,07 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | | |
| Cashflow act. acumulado | -0,40 | -1,15 | -2,16 | -3,09 | -3,95 | -4,74 | -5,48 | -6,16 | -6,79 | -7,38 | -7,92 | -8,42 | -8,89 | -9,32 | -9,72 | -10,08 | -10,43 | -10,74 | -11,03 | -11,31 | -11,56 | -11,79 | -11,67 | -11,56 | -11,46 | -11,37 | -11,28 | -11,20 | -11,12 | -11,05 | -10,99 | -10,93 | -10,93 | -10,93 | -10,93 | -10,93 | -10,93 | -10,93 | -10,93 | -10,93 | -10,93 | -10,93 | -10,93 | | |

Tabela A3.5 - Cenário C3.2 – Cenário Base com central de Coluna de Água Oscilante aplicando a Tarifa das Energias Renováveis (M€)

Mapa de Investimento

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | |
|-----------------------------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|--|
| Custos de Construção | -0,85 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital Próprio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital Alheio | 0,85 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Mapa de Financiamento

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | |
|------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|--|--|
| Empréstimo Construção | 0,85 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital em Dívida | 0,85 | 0,85 | 0,82 | 0,79 | 0,76 | 0,72 | 0,69 | 0,65 | 0,61 | 0,57 | 0,53 | 0,49 | 0,45 | 0,40 | 0,36 | 0,31 | 0,26 | 0,21 | 0,16 | 0,11 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Anuidade | 0,00 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reembolsos | 0,00 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Juros | 0,03 | 0,03 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Mapa de Exploração

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|--|--|
| Receita Bruta | 0,00 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Custos de O&M | 0,00 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Antes Juros e Impostos (RAJI) | 0,00 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Juros | -0,03 | -0,03 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Líquido | -0,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Mapa de Cash-Flow

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|--|--|
| Investimento | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reembolsos | 0,00 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Líquido | -0,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cashflow | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cashflow actualizado | -0,02 | -0,03 | -0,03 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cashflow act. acumulado | -0,02 | -0,05 | -0,08 | -0,10 | -0,12 | -0,14 | -0,16 | -0,17 | -0,18 | -0,20 | -0,21 | -0,22 | -0,23 | -0,24 | -0,25 | -0,26 | -0,27 | -0,28 | -0,29 | -0,30 | -0,31 | -0,31 | -0,31 | -0,31 | -0,31 | -0,31 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Tabela A3.6 - Cenário C3.4 – Cenário Base com central de Coluna de Água Oscilante sem aplicar a Tarifa das Energias Renováveis (M€)

Mapa de Investimento

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | |
|-----------------------------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|
| Custos de Construção | -0,85 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital Próprio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital Alheio | 0,85 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |

Mapa de Financiamento

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | |
|------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|--|--|
| Empréstimo Construção | 0,85 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital em Dívida | 0,85 | 0,85 | 0,82 | 0,79 | 0,76 | 0,72 | 0,69 | 0,65 | 0,61 | 0,57 | 0,53 | 0,49 | 0,45 | 0,40 | 0,36 | 0,31 | 0,26 | 0,21 | 0,16 | 0,11 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Anuidade | 0,00 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reembolsos | 0,00 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Juros | 0,03 | 0,03 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Mapa de Exploração

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|--|--|--|
| Receita Bruta | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Custos de O&M | 0,00 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Antes Juros e Impostos (RAJI) | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Juros | -0,03 | -0,03 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Líquido | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Mapa de Cash-Flow

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | | | | |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|--|--|--|--|--|
| Investimento | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reembolsos | 0,00 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Líquido | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cashflow | -0,03 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cashflow actualizado | -0,02 | -0,05 | -0,05 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cashflow act. acumulado | -0,02 | -0,07 | -0,12 | -0,16 | -0,20 | -0,24 | -0,27 | -0,30 | -0,32 | -0,35 | -0,37 | -0,39 | -0,41 | -0,42 | -0,44 | -0,45 | -0,46 | -0,48 | -0,49 | -0,50 | -0,50 | -0,50 | -0,50 | -0,50 | -0,51 | -0,51 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Tabela A3.7 - Cenário C4.2 – Cenário Base com o Pelamis aplicando a Tarifa das Energias Renováveis (M€)

Mapa de Investimento

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | |
|-----------------------------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|
| Custos de Construção | -2,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital Próprio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital Alheio | 2,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |

Mapa de Financiamento

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | |
|------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|--|
| Empréstimo Construção | 2,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital em Dívida | 2,14 | 2,14 | 2,06 | 1,98 | 1,89 | 1,80 | 1,72 | 1,62 | 1,53 | 1,43 | 1,33 | 1,23 | 1,12 | 1,01 | 0,90 | 0,78 | 0,66 | 0,53 | 0,41 | 0,27 | 0,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Anuidade | 0,00 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reembolsos | 0,00 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,13 | 0,13 | 0,14 | 0,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Juros | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Mapa de Exploração

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|--|
| Receita Bruta | 0,00 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Custos de O&M | 0,00 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Antes Juros e Impostos (RAJI) | 0,00 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Juros | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Líquido | -0,06 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Mapa de Cash-Flow

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | | |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|--|--|
| Investimento | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reembolsos | 0,00 | -0,08 | -0,08 | -0,08 | -0,09 | -0,09 | -0,09 | -0,09 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,13 | -0,13 | -0,14 | -0,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Líquido | -0,06 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cashflow | -0,06 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cashflow actualizado | -0,06 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -0,03 | -0,03 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cashflow act. acumulado | -0,06 | -0,07 | -0,08 | -0,09 | -0,10 | -0,11 | -0,11 | -0,12 | -0,12 | -0,13 | -0,13 | -0,14 | -0,14 | -0,15 | -0,15 | -0,18 | -0,20 | -0,23 | -0,25 | -0,27 | -0,29 | -0,28 | -0,28 | -0,28 | -0,28 | -0,28 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Tabela A3.8 - Cenário C4.4 – Cenário Base com o Pelamis sem aplicar a Tarifa das Energias Renováveis (M€)

Mapa de Investimento

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | |
|-----------------------------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|
| Custos de Construção | -2,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital Próprio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital Alheio | 2,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |

Mapa de Financiamento

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | |
|------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|
| Empréstimo Construção | 2,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capital em Dívida | 2,14 | 2,14 | 2,06 | 1,98 | 1,89 | 1,80 | 1,72 | 1,62 | 1,53 | 1,43 | 1,33 | 1,23 | 1,12 | 1,01 | 0,90 | 0,78 | 0,66 | 0,53 | 0,41 | 0,27 | 0,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Anuidade | 0,00 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reembolsos | 0,00 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,13 | 0,13 | 0,14 | 0,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Juros | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | |

Mapa de Exploração

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|
| Receita Bruta | 0,00 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Custos de O&M | 0,00 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Antes Juros e Impostos (RAJI) | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Juros | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,06 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Líquido | -0,06 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Mapa de Cash-Flow

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | | |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|--|--|
| Investimento | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reembolsos | 0,00 | -0,08 | -0,08 | -0,08 | -0,09 | -0,09 | -0,09 | -0,09 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,13 | -0,13 | -0,14 | -0,14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Líquido | -0,06 | -0,05 | -0,05 | -0,05 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,04 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,01 | -0,01 | -0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cashflow | -0,06 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | -0,13 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cashflow actualizado | -0,06 | -0,11 | -0,10 | -0,09 | -0,08 | -0,07 | -0,07 | -0,06 | -0,06 | -0,05 | -0,05 | -0,04 | -0,04 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,03 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | -0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cashflow act. acumulado | -0,06 | -0,17 | -0,26 | -0,35 | -0,44 | -0,51 | -0,58 | -0,64 | -0,69 | -0,74 | -0,79 | -0,83 | -0,87 | -0,90 | -0,93 | -0,96 | -0,99 | -1,01 | -1,03 | -1,05 | -1,07 | -1,07 | -1,07 | -1,07 | -1,07 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |