



JÚLIA EDUARDA COELHO

Licenciada em Engenharia do Ambiente

**ESTUDO DA ESTABILIDADE NO
ACOPLAMENTO ENTRE DISPOSITIVOS
OFFSHORE DE CONVERSÃO DE ENERGIA
RENOVÁVEL**

MESTRADO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Universidade NOVA de Lisboa
julho, 2023



ESTUDO DA ESTABILIDADE NO ACOPLAMENTO ENTRE DISPOSITIVOS *OFFSHORE* DE CONVERSÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL

JÚLIA EDUARDA COELHO

Licenciada em Engenharia do Ambiente

Orientador: Doutor Moisés Gonçalves de Brito

Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Coorientador: Doutor Rui Jorge Fernandes Ferreira dos Santos

Professor Catedrático, Universidade NOVA de Lisboa

Júri

Presidente: Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira

Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Arguente: Doutor Daniel Cardoso Vaz

Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Orientador: Doutor Moisés Gonçalves de Brito

Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Estudo da Estabilidade no Acoplamento entre Dispositivos *Offshore* de Conversão de Energia Renovável

Copyright © Júlia Eduarda Coelho, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Professor Doutor Moisés de Brito, por me ter confiado este desafio, por toda ajuda, apoio, disponibilidade e conhecimentos transmitidos. Ao meu co-orientador, Professor Doutor Rui Ferreira dos Santos, por ter aceitado participar desta parte do meu percurso académico, pela orientação e pela motivação prestada. Sem a vossa ajuda, nada disso seria possível;

Ao Professor Doutor Nuno Amaral, pelo auxílio prestado e pela disponibilidade em ajudar no que fosse preciso;

À Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa e seu respetivo corpo docente e não docente do curso do MEER pela formação e pelo suporte ao longo destes anos;

À todos os envolvidos da ERSE, nomeadamente ao Doutor Vitor Marques, ao André Rocha, ao Diogo Bárbara e ao Sérgio Cruz, pela colaboração prestada e pelas sugestões propostas;

Aos meus amigos e colegas que me acompanharam neste percurso académico, por todo o incentivo, o apoio e todos os bons momentos passados nestes últimos anos;

Ao Francisco, por todas as palavras de conforto nos momentos difíceis, por toda a paciência, pela ajuda, pela motivação e por acreditar em mim;

À minha família, em especial aos meus pais, por serem os meus exemplos de trabalho, pela paciência, apoio e incentivo;

Os meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

Face à crescente necessidade da União Europeia, não só de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, mas também de se tornar independente energeticamente, novas tecnologias de conversão de energia de fontes renováveis têm vindo a ser desenvolvidas e aprimoradas. Um passo significativo para que estas metas possam ser cumpridas é garantir a estabilidade na produção energética, de forma a que seja assegurado o fornecimento aos consumidores em todas as horas do ano. Nesse sentido, o âmbito deste estudo passa por avaliar qual a melhor combinação possível de dispositivos *offshore* de conversão de energia renovável para que o fornecimento energético seja o mais estável possível.

Na presente dissertação foi, então, realizada uma recolha e tratamento dos dados necessários no cálculo das potências extraídas por cada um dos dispositivos a serem considerados no estudo (turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e conversores da energia das ondas), nomeadamente a velocidade do vento, temperatura ambiente e irradiância, e altura e período das ondas, para duas localizações distintas ao longo da costa portuguesa, de coordenadas 39°52'N 9°07'W e 36°54'N 8°45'W. A partir dos sistemas híbridos mais interessantes no contexto descrito (acoplamento dos painéis fotovoltaicos e CEOs e dos painéis fotovoltaicos, CEOs e turbinas eólicas), realizou-se uma análise tecnológica, onde foram apresentadas as ligações admissíveis entre os equipamentos, assim como as cablagens necessárias. Desta forma, foi possível determinar que o acoplamento mais viável tecnologicamente é das turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e dispositivos CEO.

Realizou-se, ainda, uma avaliação económica da instalação, sendo apresentados os principais custos e receitas obtidas ao longo dos 22 anos de projeto. A viabilidade financeira foi avaliada de acordo com os seguintes parâmetros: *Levelised Cost of Energy*, igual a 0,10 – 0,13 €/kWh, Valor Atualizado Líquido, igual a 19 993 503 – 77 394 760 €, Taxa Interna de Rentabilidade, igual a 9 – 5%, e Período de Retorno do Investimento, igual a 12/13 – 18/19 anos. Assim, concluiu-se que, para o acoplamento entre os três dispositivos, e na localização escolhida, o projeto é viável para o investidor.

Palavras-chave: Análise económica, Energia das ondas, Energia eólica, Energia renovável *offshore*, Energia solar

ABSTRACT

In light of the growing interest of the European Union to reduce greenhouse gas emissions and become energy independent, energy conversion technologies are being developed and improved. That being said, the energy production stability plays a crucial role in the achievement of these goals, given the importance to provide consumers with energy all year long. This dissertation will focus on determining the most efficient combination of offshore renewable energy conversion technologies in order to provide consumers with a stable energy supply.

In the following study, in order to evaluate the individual power extracted from each one of the offshore technologies that compose the hybrid system (wind turbines, photovoltaic panels and wave energy converters) specific individual technology data was gathered and treated, namely, wind velocity, temperature and irradiance and wave height and period, for the two chosen locations, with coordinates 39°52'N 9°07'W and 36°54'N 8°45'W. Once the most stable combinations were found, a technological feasibility study was carried out to define how to connect technologies together, how to connect them to the onshore substation, and how to keep all technologies attached to the seabed. The results showed that the mix of wind turbines, photovoltaic panels and wave energy converters provided the optimal stability and that this mix was technologically feasible.

In order to further study the relevance of the coupling, an economical study of the installation was conducted over the 22 years of the project. The project was financially evaluated according to the values obtained for the following parameters: Levelized Cost of Energy, equal to 0,10 - 0,13 €/kWh, Net Present Value, equal to 19 993 503 - 77 394 760 €, Internal Rate of Return, equal to 9 - 5% and Payback, equal to 12/13 - 18/19 years. Results appeared to be positive for the chosen location and coupling of the three offshore technologies making it attractive for any investor.

Keywords: Economic analysis, Offshore renewable energy, Solar energy, Wave energy, Wind Energy

ÍNDICE

Índice de Figuras	xv
Índice de Tabelas	xxvii
Siglas	xxix
Símbolos	xxxi
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento e Motivação	1
1.2 Objetivos	3
1.3 Organização do Documento	4
2 Revisão do Estado da Arte: Sistemas Combinados de Produção de Energia Offshore	5
2.1 Dispositivos	5
2.1.1 Turbinas eólicas <i>offshore</i>	5
2.1.2 Painéis solares fotovoltaicos flutuantes	12
2.1.3 Conversores da energia das ondas	16
2.1.4 Energia das marés	23
2.2 Sistema combinado entre turbinas eólicas <i>offshore</i> e painéis solares fotovoltaicos flutuantes	26
2.3 Sistema combinado entre turbinas eólicas <i>offshore</i> e dispositivos CEO do tipo CAO	28
2.3.1 Sistemas co-localizados	29
2.3.2 Sistemas híbridos	30
2.3.3 Sistemas insulares	31
2.4 Sistema combinado entre turbinas eólicas <i>offshore</i> e conversores de energia da corrente de marés	34

3	Obtenção e Avaliação de Dados	37
3.1	Escolha dos locais de estudo	37
3.2	Determinação e tratamento dos dados	38
3.2.1	Velocidade do vento	39
3.2.2	Irradiância e temperatura	40
3.2.3	Altura e período das ondas	41
3.3	Escolha dos dispositivos e cálculo da potência extraída	41
3.3.1	Turbina eólica	41
3.3.2	Painel fotovoltaico	43
3.3.3	Conversores da energia das ondas	44
3.4	Sobreposição dos dados	45
3.4.1	Análise mensal ao longo de um ano	46
3.4.2	Análise diária ao longo de um mês	49
3.4.3	Análise horária ao longo de um dia	54
4	Integração dos Diferentes Sistemas numa Instalação de Produtora de Energia	59
4.1	Acoplamento entre painéis fotovoltaicos e CEOs	59
4.1.1	<i>Design</i>	59
4.1.2	Cablagens	62
4.2	Acoplamento entre painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e CEOs	64
4.2.1	<i>Design</i>	64
4.2.2	Cablagens	65
4.3	Viabilidade tecnológica	67
5	Análise Económica	69
5.1	Análise de <i>Cash-flow</i>	69
5.1.1	<i>Cash-out</i>	70
5.1.2	<i>Cash-in</i>	77
5.2	Custo Nivelado da Eletricidade	79
5.3	Valor Atualizado Líquido	79
5.4	Taxa Interna de Rentabilidade	80
5.5	Período de Retorno do Investimento	80
5.6	CO _{2eq} Evitados	81
5.7	Incentivos	82
5.7.1	Incentivos nacionais	82
5.7.2	Incentivos europeus	83
5.7.3	Incentivos privados	83
5.7.4	Incentivos futuros	84
6	Conclusão	87
6.1	Conclusões	87
6.2	Trabalhos futuros	89

Bibliografia	91
Anexos	
I Ficha Técnica dos Painéis Fotovoltaicos	100
II Esquemas <i>SketchUp</i> relativos ao Acoplamento entre Painéis Fotovoltaicos e Dispositivos CEO	103
III Gráficos da Análise Diária ao Longo de Cada Mês de um Ano	107
IV Ficha Técnica do Inversor previsto no Acoplamento 1	142
V Ficha Técnica do Inversor previsto no Acoplamento 2	146
VI <i>Cash-flow</i> para valores máximo e mínimos	149

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Cronologia de marcos importantes relativamente às alterações climáticas (Adaptada de Ferreira, (2023)).	3
2.1	Movimentação das massas de ar na superfície terrestre (Retirada de Lobato Sarmiento (2017)).	5
2.2	Componentes de uma turbina eólica (Adaptada de Năstase (2017)).	6
2.3	Esquema do efeito de esteira em a) uma única turbina e em b) um parque eólico com j turbinas (Adaptada de Ara et al. (2021)).	9
2.4	Ligações tradicionais entre turbinas eólicas: a) <i>Design</i> Radial, b) <i>Design</i> em Anel, c) <i>Design</i> em Estrela e d) <i>Design</i> em Banco (Adaptada de Katsouris (2015) e Lumbreras e Ramos (2013)).	11
2.5	Esquema dos diferentes tipos de fundações das torres eólicas offshore (Retirada de Jiang (2021)).	11
2.6	Esquema: a) Junção p-n; b) Zona de depleção dos semicondutores do tipo-n, do tipo-p.	13
2.7	Camadas de valência e de condução, e intervalo entre bandas (GAP) (Adaptada de Sampaio e González (2017)).	14
2.8	Distribuição do potencial energético das ondas ao redor do mundo (Adaptada de Chenari et al., (2014)).	17
2.9	Classificação dos Conversor da Energia das Ondas (CEO)s quanto à sua orientação e/ou dimensão (Retirada de Coelho (2018)).	17
2.10	Dispositivo de Coluna de Água Oscilante (Retirada de D'Aquino et al. (2019)).	19
2.11	Dispositivo <i>Mighty Whale</i> (Adaptada de A. F. Falcão e Henriques (2016)). . .	19
2.12	Dispositivo <i>Wave Dragon</i> (Adaptada de Kofoed et al. (2006)).	20
2.13	Dispositivo <i>Salter's Duck</i> (Adaptada de Thorpe et al. (1999)).	21
2.14	Dispositivo Pelamis com vista lateral e vista aérea (Adaptada de Previsic et al. (2012)).	21
2.15	Dispositivo <i>Pitch and Surge Frog</i> com vista frontal e lateral (Adaptada de A. Falcão (2010)).	22

2.16	Sistema de amarrações de um dispositivo CEO (Adaptada de Yang et al. (2018)).	23
2.17	<i>Layout</i> : a) uma produção energética a partir de dispositivos CEOs; b) da mesma produção, mas contendo uma plataforma com efeito construtivo sobre os CEOs (Adaptada de Chen et al. (2016)).	23
2.18	Esquema da formação de marés vivas e de marés mortas (Adaptada de Shetty e Priyam (2021)).	24
2.19	Exemplos de tecnologias de aproveitamento de energia a partir de Fluxos de maré: a) Turbinas de eixo horizontal; b) Turbinas de eixos vertical (Adaptada de Fox et al. (2018)).	25
2.20	CF e PS para um sistema combinado de produção eólica e fotovoltaica <i>offshore</i> , em função da percentagem de produção de energia fotovoltaica em relação à eólica (Adaptada de López et al. (2020)).	29
2.21	Esquema das diferentes classificações entre Sistemas co-localizados de Turbi- nas Eólicas <i>offshore</i> e dispositivos CEO: a) Matrizes Independentes; b) Matrizes em Conjunto distribuídas de forma periférica; c) Matrizes em Conjunto dis- tribuídas de forma uniforme; d) Matrizes em Conjunto distribuídas de forma não uniforme (Adaptada de Pérez-Collazo et al. (2015)).	30
2.22	Esquema dos sistemas híbridos de turbinas eólicas <i>offshore</i> e dispositivos CEO (Retirada de PelagicPower (2023)).	30
2.23	Modelação numérica do CEO (Adaptada de Zhang et al., (2022)).	32
3.1	Localizações escolhidas para o estudo.	39
3.2	Relação entre $C_p(\beta, \gamma)$ e a <i>Tip-Speed-Ratio</i> (TSR) para uma turbina horizontal e de três pás (Adaptada de Korkoren et al. (2014)).	43
3.3	Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 1 de 37 600 painéis fotovoltaicos, 3 CEOs e a sua média.	47
3.4	Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 1 de 3 386 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e a sua média.	47
3.5	Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 1 de 1 turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.	47
3.6	Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 1 de 31 832 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.	48
3.7	Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 2 de 10 664 painéis fotovoltaicos, 3 CEOs e a sua média.	49
3.8	Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 2 de 899 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e a sua média.	49
3.9	Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 2 de 1 turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.	49
3.10	Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 2 de 28 700 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.	50

3.11	Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 1 de 486 792 painéis fotovoltaicos, 3 CEOs e a sua média.	50
3.12	Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 1 de 241 659 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e a sua média.	51
3.13	Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 1 de 1 turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.	51
3.14	Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 1 de 441 434 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica, 3 CEOs e a sua média. . .	51
3.15	Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 2 de 6 580 549 painéis fotovoltaicos, 3 CEOs e a sua média.	52
3.16	Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 2 de 2 422 096 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e a sua média.	52
3.17	Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 2 de 1 turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.	52
3.18	Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 2 de 4 508 490 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica, 3 CEOs e a sua média. .	53
3.19	Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 1 de 666 painéis fotovoltaicos, 3 CEOs e a sua média.	55
3.20	Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 1 de 1 262 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e a sua média.	55
3.21	Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 1 de 1 turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.	55
3.22	Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 1 de 789 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.	56
3.23	Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 2 de 74 painéis fotovoltaicos, 3 CEOs e a sua média.	56
3.24	Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 2 de 274 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e a sua média.	57
3.25	Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 2 de 1 turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.	57
3.26	Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 2 de 373 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.	57
4.1	Esquema, fora de escala, representativo do sombreamento entre painéis. . .	60
4.2	Esquema representativo do acoplamento entre painéis fotovoltaicos e dispositivos do tipo CEO na localização 1, com os painéis orientados verticalmente.	61
4.3	Esquema, fora de escala, representativo do sombreamento entre as turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos.	65
5.1	Valores dos C_{n+N} minimizados e maximizados relativos às turbinas eólicas.	71

5.2	Valores dos C_{n+N} relativos aos painéis fotovoltaicos.	72
5.3	Valores dos C_{n+N} minimizados e maximizados relativos aos dispositivos CEO.	73
5.4	Valores dos C_{n+N} minimizados e maximizados relativos aos estudos do projeto.	76
5.5	Valores dos C_{n+N} relativos às licenças.	77
5.6	Evolução dos <i>Cash – flow</i> acumulados ao longo dos anos em cada uma das situações estudadas: a) valores máximos e b) valores mínimos.	81
5.7	Investimentos necessários e gastos com O&M, desde 2013 até 2050 (Adaptada de Silva et al. (2014)).	85
6.1	Exemplo de um perfil de consumo energético ao longo de um dia (Adaptada de Powells et al. (2014)).	90
II.1	Localização 1, posicionamento vertical de painéis.	103
II.2	Localização 1, posicionamento horizontal de painéis	104
II.3	Localização 2, posicionamento vertical de painéis.	104
II.4	Localização 2, posicionamento horizontal de painéis.	105
III.1	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 1 de três dispositivos CEO e 2 875 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	107
III.2	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 1 de 730 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	107
III.3	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	108
III.4	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 13 797 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	108
III.5	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 2 de três dispositivos CEO e 21 446 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	108
III.6	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 2 de 335 479 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	109
III.7	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	109
III.8	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 169 551 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	109

III.9 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 1 de três dispositivos CEO e 97 807 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	110
III.10 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 1 de 416 337 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	110
III.11 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	110
III.12 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 282 169 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	111
III.13 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 2 de três dispositivos CEO e 53 130 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	111
III.14 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 2 de 161 614 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	111
III.15 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	112
III.16 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 97 085 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	112
III.17 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 1 de três dispositivos CEO e 5 025 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	112
III.18 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 1 de 14 641 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	113
III.19 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	113
III.20 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 12 934 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	113
III.21 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 2 de três dispositivos CEO e 4 562 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	114
III.22 Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 2 de 203 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	114

III.23	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	114
III.24	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 4 191 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	115
III.25	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 1 de três dispositivos CEO e 11 126 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	115
III.26	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 1 de 462 966 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	115
III.27	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	116
III.28	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 238 040 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	116
III.29	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 2 de três dispositivos CEO e 5 902 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	116
III.30	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 2 de 240 802 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	117
III.31	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	117
III.32	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 124 301 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	117
III.33	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 1 de três dispositivos CEO e 22 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	118
III.34	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 1 de 72 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	118
III.35	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	118
III.36	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 238 040 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	119
III.37	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 2 de três dispositivos CEO e 3 917 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	119
III.38	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 2 de 126 333 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	119

III.39	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	120
III.40	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 66 608 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	120
III.41	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 1 de três dispositivos CEO e 5 551 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	120
III.42	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 1 de 43 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	121
III.43	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	121
III.44	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 6 410 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	121
III.45	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 2 de três dispositivos CEO e 795 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	122
III.46	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 2 de 100 871 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	122
III.47	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	122
III.48	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 55 189 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	123
III.49	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 1 de três dispositivos CEO e 4 761 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	123
III.50	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 1 de 52 525 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	123
III.51	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	124
III.52	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 27 105 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	124
III.53	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 2 de três dispositivos CEO e 26 311 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	124

III.54	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 2 de 173 139 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	125
III.55	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	125
III.56	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 89 487 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	125
III.57	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 1 de três dispositivos CEO e 4 843 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	126
III.58	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 1 de 142 341 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	126
III.59	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	126
III.60	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 74 201 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	127
III.61	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 2 de três dispositivos CEO e 5 725 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	127
III.62	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 2 de 182 421 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	127
III.63	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	128
III.64	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 126 167 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	128
III.65	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 1 de três dispositivos CEO e 18 213 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	128
III.66	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 1 de 16 332 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	129
III.67	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	129
III.68	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 61 972 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	129

III.69	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 2 de três dispositivos CEO e 238 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	130
III.70	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 2 de 10 523 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	130
III.71	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	130
III.72	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 12 521 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	131
III.73	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 1 de três dispositivos CEO e 2 353 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	131
III.74	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 1 de 183 505 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	131
III.75	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	132
III.76	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 105 742 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	132
III.77	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 2 de três dispositivos CEO e 4 678 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	132
III.78	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 2 de 50 657 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	133
III.79	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	133
III.80	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 2 512 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	133
III.81	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 1 de três dispositivos CEO e 39 620 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	134
III.82	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 1 de 334 126 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	134

III.83Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	134
III.84Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 208 563 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	135
III.85Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 2 de três dispositivos CEO e 2 228 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	135
III.86Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 2 de 102 256 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	135
III.87Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	136
III.88Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 3 430 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	136
III.89Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 1 de três dispositivos CEO e 74 486 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	136
III.90Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 1 de 818 134 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	137
III.91Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	137
III.92Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 516 505 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	137
III.93Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 2 de três dispositivos CEO e 20 104 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	138
III.94Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 2 de 436 614 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.	138
III.95Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.	138

III.96	Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 269 602 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.	139
VI.1	Análise de <i>Cash – flow</i> para custos maximizados.	149
VI.2	Análise de <i>Cash – flow</i> para custos minimizados.	150

ÍNDICE DE TABELAS

2.1	Comparação entre os três tipos de CEO (Adaptada de B. Wu et al. (2018)).	18
2.2	Resultados obtidos do estudo de López et al. (2020).	28
2.3	Principais parâmetros do protótipo estudado em Zhang et al. (2022), em tamanho real e à escala ($\lambda = 1/50$).	33
2.4	Características das turbinas eólica e das correntes utilizadas no estudo de Majdi Nasab et al. (2020).	35
3.1	Características dos dispositivos escolhidos.	45
5.1	Valores da D_{PIB} desde 2014 até 2023.	70
5.2	Valor do C_{n+N} relativo ao inversor.	74
5.3	Valor do C_{n+N} relativo ao Controlo e Administração.	74
5.4	Valores dos C_{n+N} relativos ao programa de monitorização.	76
5.5	Tarifas médias indicativas no regime de remuneração garantida (Adaptada de DGEG, (2007) e ERSE, (2019)).	78
5.6	Valores de <i>Levelized Cost of Energy</i> (LCOE) para os dispositivos <i>offshore</i> estudados instalados individualmente e acoplados, nos dois cenários considerados (Adaptada de IRENA, (2022), Vidović et al., (2023) e Kempener e Neumann, (2014)).	79
5.7	Fatores de emissão para a produção de eletricidade, em ton $\text{CO}_2_{eq}/\text{MWh}$ (Adaptada de APA (2022)).	81
6.1	Parâmetros relevantes da instalação de estudo.	89

SIGLAS

AC	<i>Alternating Current (pp. 63, 67, 68)</i>
ADENE	<i>Agência para a Energia (p. 83)</i>
CAO	<i>Coluna de Água Oscilante (pp. 18, 32, 33)</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure (pp. 33, 34)</i>
CEO	<i>Conversor da Energia das Ondas (pp. xv–xvii, xxxii, xxxiv, xxxv, 16, 17, 19, 22, 23, 28–34, 37, 44–57, 59–65, 67, 68, 72–74, 78, 79, 87–90)</i>
Comissão OSPAR	<i>Oslo and Paris Commissions (p. 37)</i>
CSV	<i>Comma Separated Values (pp. 40, 41)</i>
DC	<i>Direct Current (pp. 63, 67, 68)</i>
DGEG	<i>Direção Geral da Energia e Geologia (p. 77)</i>
DOC	<i>DeepCwind-OWC-Combination (p. 32)</i>
DWD	<i>Deutscher Wetterdienst (p. 40)</i>
EFSI	<i>European Fund for Strategic Investments (p. 83)</i>
ERSE	<i>Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (p. 69)</i>
FCT	<i>Fundação para a Ciência e Tecnologia (p. 82)</i>
FE	<i>Fator de Emissão (pp. 81, 82)</i>
FP-IT	<i>Forward Processing – Instrument Teams (p. 40)</i>
FPV	<i>Floating Photovoltaic (p. 14)</i>
GEE	<i>Gases com Efeito de Estufa (pp. 2, 83, 87)</i>
GMAO	<i>Goddard’s Global Modeling and Assimilation Office (p. 40)</i>
GWP	<i>Global Warming Potential (p. 81)</i>
INE	<i>Instituto Nacional de Estatística (p. 70)</i>

JAMSTEC	<i>Japan Marine Science and Technologic Center (p. 18)</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy (pp. xxvii, 10, 26, 34, 79, 88, 89)</i>
LNEG	<i>Laboratório Nacional de Energia e Geologia (p. 38)</i>
MERRA-2	<i>Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications (p. 40)</i>
MPP	<i>Maximum Power Point (pp. 10, 43)</i>
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration (p. 40)</i>
NCEP	<i>National Centers for Environmental Prediction (p. 41)</i>
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration (pp. 40, 41)</i>
NOCT	<i>Nominal Operational Cell Temperature (pp. 43, 44)</i>
OEA	<i>Organização dos Estados Americanos (p. 84)</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure (pp. 33, 34)</i>
PCM	<i>Power Conversion Modules (p. 21)</i>
PIB	<i>Produto Interno Bruto (pp. xxxii, 70)</i>
POEM	<i>Plano de Ordenamento do Espaço Marítimo (pp. 37, 38)</i>
PRI	<i>Período de Retorno do Investimento (pp. 80, 84, 88, 89)</i>
PTO	<i>Power Take Off (p. 20)</i>
STC	<i>Standard Test Conditions (pp. 27, 44)</i>
TIR	<i>Taxa Interna de Rentabilidade (pp. 80, 88, 89)</i>
TLP	<i>Tension-Leg Platform (p. 64)</i>
TSR	<i>Tip-Speed-Ratio (pp. xvi, 9, 42, 43)</i>
UE	<i>União Europeia (pp. 2, 4, 41, 69, 83, 84, 87, 88)</i>
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change (pp. 1, 2, 82)</i>
VAL	<i>Valor Atualizado Líquido (pp. 77, 79, 80, 88, 89)</i>
ZP	<i>Zona Piloto Portuguesa (p. 38)</i>

SÍMBOLOS

A	Amplitude de maré, em m. (pp. 24, 25)
a	Coefficiente de expansão da esteira. (p. 8)
A_t	Valor de OPEX. (p. 34)
$A_{Esteira}$	Área do efeito de esteira, em m ² . (pp. 8, 9)
A_∞	Massa acrescentada à estrutura de massa M quando a frequência é infinita, em kg. (p. 31)
A_∞^{OWC}	Massa acrescentada ao absorvedor pontual quando a frequência é infinita, em kg. (p. 32)
A_{Sombra}	Área de sobreposição entre a área do efeito de esteira e a área abrangida pelo varrimento das pás da turbina, em m ² . (p. 8)
α_p	Coefficiente de perda de potência de um painel fotovoltaico em função do aumento de temperatura, em %/°C. (p. 43)
β	Ângulo de inclinação da pá, em graus. (pp. 9, 42)
C	Matriz de amortecimento, em Ns/m. (p. 31)
c	Fator de escala. (p. 10)
C_a	Custo associado às amarrações da plataforma flutuante em €. (p. 33)
C_f	Custo do dispositivo CEO, por kW produzido, em €/kW.) (p. 33)
C_p	Custo de produção da plataforma flutuante, em €. (p. 33)
$C_p(\beta, \gamma)$	Eficiência aerodinâmica da turbina. (pp. xvi, 9, 42, 43)
C_t	Custo de cada turbina eólica, em €. (p. 33)
C_{dec}	Custo de desativação, em €. (p. 33)
C_{PC-i}	Custo específico dos cabos internos de potência, em €/m. (p. 33)
C_{PC-t}	Custo específico dos cabos de transmissão de potência, em €/m. (p. 33)
C_{PCC}	Custo específico da cadeia de conversão de potência de um dispositivo do tipo CEO, em €. (p. 33)
C_{th}	Coefficiente de impulsão. (p. 8)
$CAPEX_{T-p}$	CAPEX de um parque eólico (Turbinas eólicas + estruturas.) (p. 33)

$CAPEX_{WECs}$	CAPEX de um parque de dispositivos do tipo CEO. (p. 33)
$CAPEX_{WEC}$	CAPEX de um dispositivo CEO. (p. 33)
$Cash - flow$	Fluxo de caixa, em €. (pp. xviii, xxv, 69–72, 74–77, 80, 81, 88, 149, 150)
$Cash - in$	Receitas totais do projeto, em €. (pp. 69, 79, 80)
$Cash - out$	Custos totais do projeto, em €. (pp. 69, 70, 79, 80, 88, 89)
CD_S	Capacidade de densidade do parque fotovoltaico, em MW/km ² . (p. 27)
CD_W	Capacidade de densidade do parque eólico, em MW/km ² . (p. 27)
CF_S	Fator de capacidade do parque fotovoltaico. (p. 27)
CF_W	Fator de capacidade do parque eólico. (p. 27)
CF_i	Cash-flow no ano i . (pp. 79, 80)
C_n	Custo dos diferentes dispositivos nos diferentes anos, em €. (pp. 70–72, 74–77)
C_{n+N}	Custo dos diferentes dispositivos capitalizado para o ano de 2023, em €. (pp. xvii, xviii, xxvii, 70–74, 76, 77)
$Custo_{fund;WT}$	Custo associado à fundação das turbinas eólicas <i>offshore</i> , em €. (p. 71)
$Custo_{INV}$	Custo associado aos inversores, em €. (p. 73)
$Custo_{PV}$	Custo associado aos painéis fotovoltaicos <i>offshore</i> , em €. (p. 71)
$Custo_{WT}$	Custo associado às turbinas eólicas <i>offshore</i> , em €. (p. 71)
CV_{WS}	Coeficiente de variação da produção combinada. (p. 28)
CV_W	Coeficiente de variação da produção eólica. (p. 28)
D	Distância mínima entre as turbinas eólicas e os painéis fotovoltaicos para que não haja sombreamento, em m. (p. 64)
d	Altura total de instalação de um painel fotovoltaico, $d_1 + d_2$, em m. (p. 60)
d_1	Altura do painel fotovoltaico inclinado com vista de cima em um esquema em duas dimensões, em m. (pp. 60, 61, 64, 65)
d_2	Espaçamento entre d_1 e a implementação de uma nova fileira de painéis fotovoltaicos, em m. (pp. 60, 61, 64, 65)
ΔT	Diferença entre 25 °C e a temperatura da célula fotovoltaica. (p. 43)
D_{PIB}	Taxa de deflação do PIB. (pp. xxvii, 70)
$E_{S,out}$	Produção de energia do parque fotovoltaico, em GWh/ano. (p. 27)
$E_{W,out}$	Produção de energia do parque eólico, em GWh/ano. (p. 27)
E_P	Eletricidade bruta produzida em todo o território nacional, em MWh. (pp. 81, 82)
ϵ	Dimensão da plataforma existente no centro de uma instalação de dispositivos CEO. (pp. 23, 59)
E_{SEN}	Emissões do sistema eletroprodutor nacional, em t CO ₂ _{eq} (pp. 81, 82)
η	Eficiência de um CEO. (p. 44)

$F_{amarracao}$	Carga externa de amarração, em N. (p. 31)
F_{boia}^{OWC}	Força hidrostática, em Pa. (p. 32)
$F_{excitacao}^{OWC}$	Força de excitação, em N. (p. 32)
F_{hidro}	Carga externa hidrodinâmica, em N. (p. 31)
F_{OWC}	Carga externa indutiva do dispositivo OWC, em N. (p. 31)
F_{PTO}^{OWC}	Força pneumática do ar, em N. (p. 32)
$F_{radiada}^{OWC}$	Força radiada, em N. (p. 32)
F_r	Vetor de força ativa, em N. (pp. 31, 32)
F_r^*	Vetor de força inerte, em N. (pp. 31, 32)
F_{torre}	Carga externa da torre eólica, em N. (p. 31)
$F_{viscosidade}^{OWC}$	Força de amortecimento viscoso, em Ns/m. (p. 32)
G	Irradiância, em W/m^2 . (p. 44)
g	Aceleração da gravidade, em m/s. (pp. 16, 25)
γ	Função não-linear da velocidade de ponta e do ângulo de inclinação da pá. (p. 9)
H	Altura da turbina eólica, em m. (p. 64)
h	Altura de um painel fotovoltaico, em m. (pp. 60, 61, 64, 65)
H_{ondas}	Altura da onda, em m. (p. 16)
i	Ano da fase de exploração do projeto (pp. 79, 80)
I_0	Valor de CAPEX. (p. 34)
$I_{max,inv}$	Máxima corrente de entrada no inversor, em A. (pp. 62, 63, 66)
I_{SC}	Corrente de curto circuito do painel fotovoltaico, em A. (pp. 62, 63, 66)
K	Matriz de rigidez, em N/m. (p. 31)
k	Fator de forma. (p. 10)
L_i	Comprimento do cabo interno de potência, em m. (p. 33)
L_t	Comprimento dos cabos de transmissão de potência da instalação <i>offshore</i> até a subestação em terra, em m. (p. 33)
λ	Comprimento de onda do oceano, em m. (p. 44)
M	Massa da plataforma que acopla uma turbina eólica e dispositivos de conversão da energia das ondas, em kg. (p. 31)
M^{OWC}	Massa do absorvedor pontual, em kg. (p. 32)
M_{el}	Produção total de energia, em kWh. (p. 34)
M_{max}	Número máximo de painéis por <i>string</i> . (pp. 62, 63)
M_{min}	Número mínimo de painéis por <i>string</i> . (pp. 62, 63)

N	Quantidade de turbinas eólicas num parque eólico. (pp. 8, 80)
n	Igual a 1 se o movimento do dispositivo CEO for perpendicular à direção da onda e igual a 2 se o movimento for paralelo à direção da onda, em m. (pp. 44, 45, 80)
n_{dev}	Número de dispositivos. (p. 33)
n_{ideal}	Número ideal de painéis fotovoltaicos em determinado acoplamento para que haja uma maior estabilidade no sistema. (pp. 52–56)
$N_{strings}$	Número máximo de <i>strings</i> em paralelo. (pp. 62, 63)
Ω	Velocidade rotacional, em rad/s (pp. 9, 42)
P	Potência armazenada nas ondas, em Watts. (pp. 16, 44)
P_{mares}	Potência gerada através do aproveitamento energético das marés, em Watts. (p. 25)
$P_{max-WEC}$	Potência máxima extraída por um CEO, caso a eficiência do mesmo fosse de 100%, em W. (p. 44)
P_{max}	Potência máxima extraída de um painel fotovoltaico, em W. (p. 43)
$P_{max(25)}$	Potência máxima extraída de um painel fotovoltaico a uma temperatura igual a 25 graus celsius, em W. (pp. 43, 44)
P_{mec}	Potência mecânica produzida por uma turbina eólica, em Watts. (pp. 9, 42)
P_R	Potência do parque eólico em condições nominais, em W. (pp. 9, 27)
$\bar{P}_{S,out}$	Potência média de saída do parque fotovoltaico, em W. (p. 27)
P_{STC}	Potência do parque fotovoltaico em condições de teste padrão, em W. (pp. 27, 44)
$\bar{P}_{W,out}$	Potência média de saída do parque eólico, em W. (p. 27)
$P_{WEC-Pot}$	Potência média produzida por dispositivos do tipo CEO, em W. (p. 33)
P_{WEC}	Potência extraída por um CEO, em W. (p. 44)
$P_{eletrica}$	Potência elétrica extraída pela turbina eólica. (p. 42)
P_{FV}	Potência total extraída de uma central fotovoltaica, em kW. (pp. 62, 66)
ϕ	Ângulo entre a radiação incidente na superfície terrestre e a própria superfície, em °. (pp. 60, 89)
π	Valor numérico de pi. (pp. 9, 16, 44)
$P_{Inversor}$	Potência do Inversor, em kW. (pp. 62, 66)
PS	Índice de alisamento da potência. (p. 28)
$P(V)$	Probabilidade da ocorrência da velocidade do vento v . (p. 10)
R	Matriz da função da velocidade do impulso, em m/s. (p. 31)
$R_{Esteira}$	Raio do efeito de esteira, em m. (p. 8)
R_{Turb}	Raio do rotor da turbina eólica, em m. (pp. 8, 9, 42)

$\eta_{eletrico}$	Rendimento elétrico do gerador da turbina eólica. (pp. 42, 89)
ρ_{ar}	Densidade do ar, em kg/m ³ . (pp. 9, 42)
ρ_{agua}	Densidade da água, em kg/m ³ . (pp. 16, 25)
R_{WEC}	Raio da circunferência formada pelos dispositivos CEO, em m. (p. 23)
r_{WEC}	Raio da circunferência formada pela plataforma existente no centro de uma instalação de dispositivos CEO, em m. (pp. 23, 59)
S	Área da superfície de maré, em m ² . (p. 25)
S_f	Fator de escala do custo. (p. 33)
T	Período da onda, em horas. (p. 16)
t	Custo médio ponderado de capital. (p. 34)
T_{amb}	Temperatura ambiente, em °C. (pp. 43, 44)
T_{cel}	Temperatura da célula, em °C. (pp. 43, 44)
T_{mares}	Período de maré, em horas. (pp. 24, 25)
τ	Variável de convolução. (pp. 31, 60, 61, 64, 65)
t_d	Taxa de desconto (pp. 79, 80, 88, 89)
$U_{max,inv}$	Máxima tensão de entrada no inversor, em V. (pp. 62, 66)
$U_{max,MPP}$	Tensão máxima do inversor, em V. (pp. 62, 63, 66)
$U_{min,MPP}$	Tensão mínima do inversor, em V. (pp. 62, 63, 66)
U_{MPP}	Tensão de máxima potência do painel fotovoltaico, em V. (pp. 62, 63, 66)
U_{oc}	Tensão em vazio do painel fotovoltaico, em V. (pp. 62, 66)
v	Velocidade do ar na altura do centro do rotor, em m/s. (pp. 9, 10, 42)
V_0	Velocidade inicial do vento, em m/s. (p. 8)
V_1	Velocidade do vento após a sua passagem pela torre eólica, em m/s. (p. 8)
V_m	Velocidade do ar antes de passar por uma turbina sombreada pelo efeito de esteira, em m/s. (pp. 8, 9)
V_{mj}	Velocidade a turbina sombreada, em m/s. (pp. 8, 9)
V_{Emax}	Velocidade do vento que mais contribui energeticamente, em m/s. (pp. 9, 10)
$V_{m.f.}$	Velocidade mais frequente do vento, em m/s. (pp. 9, 10)
x	Distância entre a turbina eólica e o efeito de esteira, em m. (p. 8)
\ddot{X}	Vetor de deslocamento, em m. (p. 31)
Y_S	Rendimento específico do parque fotovoltaico. (p. 27)
Y_W	Rendimento específico do parque eólico. (p. 27)

ž

Deslocamento de elevação do absorvedor pontual, em m. (p. 32)

INTRODUÇÃO

Este capítulo é dedicado à apresentação do enquadramento e a motivação (Secção 1.1), os quais pretendem fornecer uma visão global do trabalho desenvolvido. Foram também, descritos os objetivos (Secção 1.2), bem como a organização do documento (Secção 1.3), apresentando uma breve descrição de cada um dos capítulos.

1.1 Enquadramento e Motivação

Durante toda a História do Homem, a energia tem sido um bem essencial. Por isso, houve a necessidade de compreender como transformar a energia disponível no planeta Terra em energia útil para o benefício do seu próprio bem-estar. Um marco importante na sociedade moderna foi a Revolução Industrial, em 1760 no Reino Unido. Este acontecimento permitiu o desenvolvimento e crescimento da população mundial à custa da utilização do carvão que, até então, era a fonte principal de energia (Wrigley, 2013). Mais tarde, no século IX começou-se a estudar novas tecnologias e, em 1867, foram desenvolvidos dispositivos capazes de aproveitar combustíveis derivados do petróleo, nomeadamente os motores de combustão interna (Rațiu, 2003).

Contudo, nos anos 60 começaram a verificar os primeiros impactes ambientais na sociedade, devido a emissões de gases poluentes, nomeadamente as chuvas ácidas na Suécia (Jacks et al., 1984). Estes fenómenos levaram à crescente preocupação ambiental e, conseqüentemente, passaram-se a realizar conferências internacionais onde eram discutidos os problemas provocados pela poluição. Um dos temas em que estas reuniões se assentaram foi no petróleo em duas vertentes: na poluição provocada pelo seu refinamento e pela queima dos seus derivados e, posteriormente, pela possibilidade de esgotamento das suas reservas, visto terem ocorrido três crises do petróleo neste período, em 1973, 1979 e 1991 (Pereira, 2008). Esta vaga de consciencialização trouxe a ideia de obtenção de energia por fontes mais limpas, de forma que fossem reduzidos os impactes ambientais, principalmente os relacionados às alterações climáticas.

Assim, em 1992, criou-se a *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC), a primeira grande conferência com o principal objetivo de debater o assunto da

estabilização das emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) a um nível não prejudicial à saúde humana, permitindo um desenvolvimento sustentável (Bodansky, 1993). A seguir, em 1997, foi assinado por 37 países desenvolvidos e membros da UNFCCC, o protocolo de Kyoto, o qual impôs que estes deveriam reduzir as suas emissões de GEE em 5%, comparativamente à 1990, até 2005 (Protocol, 1997).

Desta forma, organizou-se o acordo mais significativo, até os dias atuais, em função dos efeitos causados pelas alterações climáticas, assim como o primeiro a nível mundial: o Acordo de Paris, em 2015, o qual contou com a assinatura de 196 países. Este documento estabeleceu, dentre outros objetivos, que a temperatura média mundial não deve ultrapassar 2°C acima dos níveis de temperatura observados no período imediatamente anterior à Revolução Industrial (Agreement, 2015). Os países presentes neste acordo encontraram-se, ainda, em 2018, na cidade de Katowice, na Polónia, de forma a discutir as medidas implementadas para que os objetivos assentados no Acordo de Paris fossem cumpridos. Foram estabelecidos, ainda, metas de redução de emissão de gases com efeito de estufa em 45% até 2030 e em 100% até 2050 (Masson-Delmotte et al., 2022).

Outro marco importante para a Europa, mais precisamente para a União Europeia (UE), foi anunciado no fim de 2019: *The European Green Deal*. Este representa uma série de políticas e estratégias a serem adotadas de forma a combater o aumento da temperatura global e, conseqüentemente, os impactos associados às alterações climáticas. Para além de envolver o setor energético, são incluídos, ainda, setores como agricultura, desperdício alimentar, reciclagem e conservação da biodiversidade (Fetting, 2020). A partir deste acordo, criou-se ainda, em 2021, um *package*, o *Fit for 55 package*, uma proposta de revisão da legislação da UE de forma a atingir a meta de redução de gases com efeito de estufa em 55% até 2030 (Benjamin, 2022).

Visto ser crescente a necessidade da UE de se tornar independente energeticamente, não só de maneira a cumprir estes objetivos estabelecidos, mas principalmente devido à sua atual relação com a Rússia — grande exportador de combustíveis fósseis para a UE (Chepeliev et al., 2022) — foi criado pelo conselho europeu, em março de 2022, o plano REPowerEU. Este plano tem como objetivo apresentar medidas para que seja reduzida rapidamente a dependência energética da UE. Dentre elas, as principais são: poupança de energia, diversificação das fontes energéticas, substituição dos combustíveis fósseis por combustíveis de fontes renováveis e a combinação inteligente dos investimentos e as reformas (Plan, 2022).

Uma cronologia dos acordos, diretivas e encontros mais significativos na história da UE relativamente a ações para as alterações climáticas é apresentada no esquema ilustrado na Figura 1.1.

A aposta em fontes de energia associadas aos oceanos pode representar um grande passo para que estas metas sejam cumpridas, uma vez que estes apresentam um elevado potencial a diferentes níveis: energético, segurança no abastecimento, económico e na redução de emissões de gases com efeito estufa (Magagna e Uihlein, 2015). Os oceanos podem, ainda, ser aproveitados para a instalação de, não só conversores de energia do

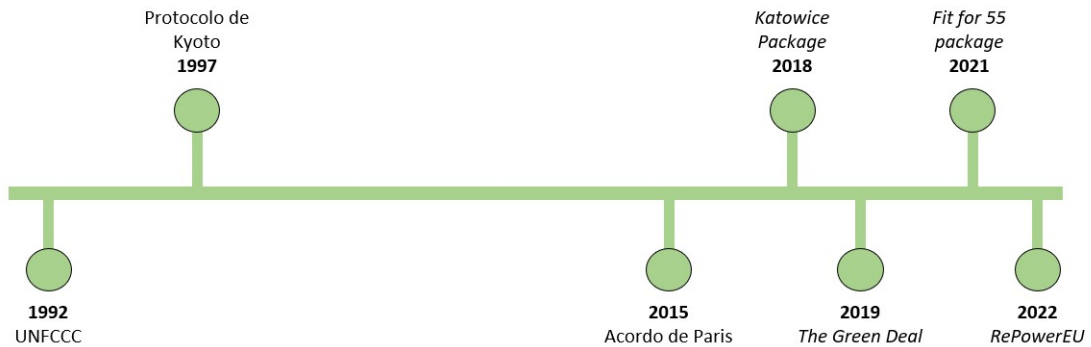


Figura 1.1: Cronologia de marcos importantes relativamente às alterações climáticas (Adaptada de Ferreira, (2023)).

mar, como a energia das ondas, das marés e, das correntes, mas também de painéis solares fotovoltaicos e de turbinas eólicas *offshore*, intensificando assim, a produtividade energética deste recurso. No entanto, a falta de maturação das tecnologias usadas na obtenção de energia de fontes marinhas, assim como seus elevados custos de produção, fazem com que não sejam atrativas no mercado energético (Hussain et al., 2017)

Outro problema existente na utilização de dispositivos capazes de converter a energia renovável é o facto de a sua fonte, habitualmente, não fornecer energia de forma constante em todos os dias do ano ou, para alguns dispositivos, nem mesmo em todas as horas de um dia (destaca-se que esta falta de constância será considerada como falta de estabilidade). Para além disso, as alterações climáticas causam variações na temperatura do ar, na velocidade do vento e na movimentação das massas de ar, o que faz com que haja uma ainda maior falta de estabilidade na utilização isolada de dispositivos como as turbinas eólicas *offshore* ou de painéis solares fotovoltaicos flutuantes — sem que estejam acoplados a outras fontes de energia *offshore* (Costoya et al., 2022). Assim, com o objetivo de tornar mais seguro e estável o abastecimento da rede energética através da energia proveniente dos oceanos, tem sido cada vez mais estudada a possibilidade de acoplar diferentes dispositivos *offshore* de conversão de energia renovável.

1.2 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é estudar a estabilidade no fornecimento energético através do acoplamento de diferentes dispositivos *offshore* de conversão de energia a partir de fontes renováveis. Para alcançar este objetivo, foram estabelecidas as seguintes tarefas:

- Revisão das tecnologias mais utilizadas em sistemas *offshore* de aproveitamento de energia renovável, assim como as mais estudadas em sistemas híbridos;

- Determinação do sistema acoplado que apresenta a maior estabilidade no ponto de vista da produção energética;
- Avaliação tecnológica e económica deste sistema.

1.3 Organização do Documento

Esta dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos. O primeiro capítulo contém introdução da dissertação, a qual apresenta o enquadramento do tema, as motivações que levaram o seu desenvolvimento e os objetivos que se pretendem atingir.

No segundo capítulo, dedicado à Revisão do Estado da Arte, é apresentada toda a informação relevante no desenvolvimento da dissertação relativa aos sistemas híbridos existentes, assim como os dispositivos que os compõem. Apresenta-se os dispositivos mais utilizados em sistemas híbridos *offshore* e os seus níveis de maturação. Também se apresentam estudos de diferentes tecnologias *offshore* de aproveitamento energético de forma a avaliar a sua viabilidade, tanto a nível tecnológico como a nível económico.

No terceiro capítulo é realizada a obtenção e avaliação de dados recolhidos dos locais de estudo escolhidos ao longo da costa portuguesa, relativos aos parâmetros necessários para o cálculo da potência extraída de cada um dos dispositivos utilizados no estudo, como a temperatura do ar, irradiância, velocidade do vento e altura e período das ondas. Os dados obtidos são tratados de maneira que fosse possível sobrepor os valores de potência extraída das diferentes tecnologias e, de seguida, determinar qual o(s) acoplamento(s) que se mostraram como mais estáveis do ponto de vista da produção energética.

No quarto capítulo apresenta-se a integração do sistema acoplado numa instalação "produtora" de energia, onde está apresentado um possível *layout* para o(s) acoplamento(s) que se apresentaram como mais estáveis, assim como o sistema de cablagens que este *design* deve apresentar. Fez-se, assim, uma análise tecnológica deste acoplamento, de acordo com a possibilidade de serem ligados entre si.

A análise económica é feita no capítulo cinco. Começa-se por apresentar os custos aproximados de cada uma das componentes do projeto, assim como as receitas obtidas com a instalação. Foram calculados os valores dos parâmetros mais utilizados em estudos de viabilidade económica, para além de serem calculadas as toneladas de CO₂, por unidade de energia produzida, evitadas anualmente, e serem apresentados os principais planos propostos tanto pelo Estado Português como pela UE, relativos ao financiamento desta tipologia de projetos. Na parte final é avaliado o interesse, não só financeiro, mas também social da instalação.

O último capítulo conta com a conclusão do trabalho desenvolvido, destacando as contribuições inovadoras propostas no presente trabalho, assim como sugestões para desenvolvimentos futuros.

REVISÃO DO ESTADO DA ARTE: SISTEMAS COMBINADOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA *OFFSHORE*

No presente capítulo estão apresentados os dispositivos utilizados no aproveitamento *offshore* de energia em sistemas acoplados — eólica, solar fotovoltaica, ondas e marés — assim como o potencial que manifestam no contexto da transição energética (Secção 2.1). Seguidamente é feito um levantamento dos avanços realizados na área dos sistemas combinados de produção de energia, descrevendo, assim, os estudos mais relevantes realizados no âmbito desta dissertação (Secções 2.2, 2.3 e 2.4).

2.1 Dispositivos

2.1.1 Turbinas eólicas *offshore*

O aquecimento irregular das massas de ar presentes na atmosfera faz com que haja diferenças de pressão ao longo do globo terrestre, como ilustrado na Figura 2.1. Este gradiente de pressão provoca movimentações de massas de ar — o vento.

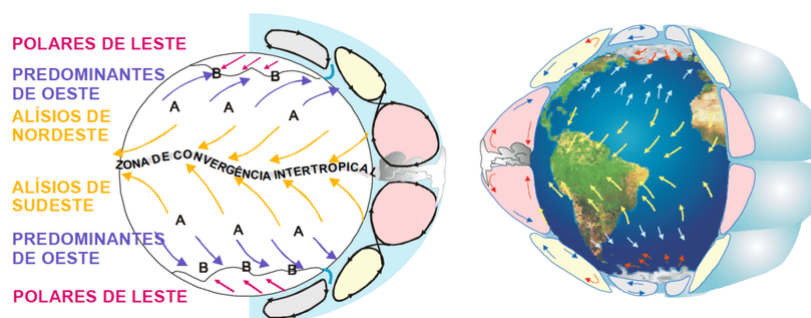


Figura 2.1: Movimentação das massas de ar na superfície terrestre (Retirada de Lobato Sarmento (2017)).

De acordo com Sadeck e Araujo (2023), em locais do planeta Terra em que as massas

de ar estão constantemente a movimentar-se, os ventos são chamados de planetários ou constantes, e podem ser classificados em: Alísios, ou seja, os que se deslocam a baixas altitudes, dos trópicos até o Equador; Contra-Alísios, os que, também em baixas latitudes, sopram do Equador para os polos; Ventos do Oeste, são ventos que se movimentam dos trópicos até os polos; e os Polares, ventos de temperatura mais baixas, que sopram dos polos até as zonas mais temperadas do globo.

Visto este recurso estar, constantemente, a ser gerado apresenta um grande potencial na obtenção de energia elétrica. Neste sentido, desenvolveu-se um dispositivo de conversão da energia cinética presente no vento em energia elétrica: as turbinas eólicas. Como ilustra a Figura 2.2, este dispositivo pode ser composto pelas seguintes componentes (Năstase, 2017):

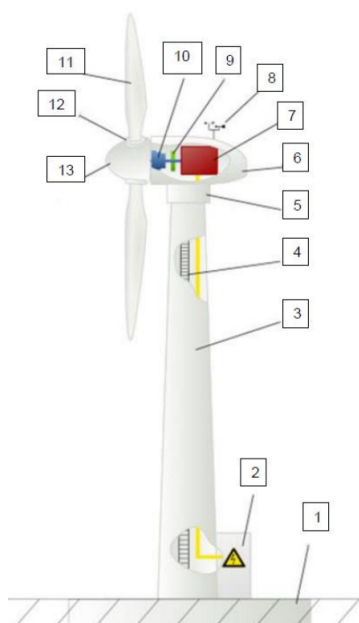


Figura 2.2: Componentes de uma turbina eólica (Adaptada de Năstase (2017)).

1. Fundação: base responsável pelo suporte de toda a turbina e por assegurar que a mesma está devidamente fixada na superfície de instalação;
2. Ligação à rede elétrica;
3. Torre: liga a fundação ao rotor e pode ser feita a partir de troços de aço ou betão e serem do tipo treliça ou tubular espiada;
4. Escada de acesso;
5. Controlo de orientação ao vento: dispositivo instalado na parte de trás da Nacelle, utilizado na reorientação da turbina de acordo com o ângulo de incidência do vento;

6. Nacelle: estrutura montada sobre a torre onde se situam o gerador, o sistema de controle, a caixa de engrenagens, os sensores de medição do vento e os motores de rotação da turbina;
7. Gerador: convertem a energia mecânica proveniente do rotor em energia elétrica. Podem ser geradores de corrente contínua, síncronos, assíncronos ou de comutador de corrente alternada;
8. Anemómetro: utilizado para medir a velocidade no vento;
9. Travão: pode ser elétrico ou mecânico. O primeiro é utilizado em pequenas turbinas, quando a carga do gerador for rapidamente reduzida ou até mesmo muito pequena para fazer com que o gerador continue a funcionar, onde a sua energia é transferida para um banco de resistências que, por sua vez, irão converter a energia cinética proveniente da rotação das pás, em calor. O segundo é ativado em situações de emergência para que haja a total imobilização da turbina, tanto em situações de fortes rajadas de vento, como em períodos de manutenção.
10. Caixa de engrenagens: tem como função ampliar a velocidade na qual o veio do rotor está a rotacionar para a velocidade necessária para que o gerador seja ativado;
11. Pás do rotor: possuem um perfil alar, onde são produzidas as forças de sustentação - perpendiculares à direção do vento — devido à diferença de pressão existente entre o extradorso e o intradorso da pá. São responsáveis pelo movimento giratório das mesmas e, assim, convertem a energia contida no vento em energia mecânica no rotor;
12. Sistema de controlo da pá: pode ser feito por controle por estol ou controle de passo. O primeiro é um sistema passivo, reativo à velocidade do vento, já o segundo é um sistema ativo, necessitando de informações externas provenientes do sistema de controle, quando a velocidade do vento faz com que seja excedida a velocidade nominal do gerador, o ângulo de passo das pás é alterado, de forma a reduzir-se o ângulo de ataque;
13. Cubo do rotor: estrutura que liga as pás ao gerador, podendo ser por intermédio da caixa de velocidades ou não.

Atualmente, grande parte das turbinas eólicas comercialmente disponíveis em escala industrial baseiam-se no conceito dinamarquês quando se trata da sua configuração: contém um eixo horizontal e um rotor composto por três pás.

Nas últimas duas décadas, a capacidade das turbinas eólicas tem crescido de forma intensa, onde a potência passou de 250 kW para aproximadamente 7 MW, e o diâmetro do rotor cresceu de 25 para 125 m. Este elevado crescimento, tanto na potência como nas dimensões, se deve a duas razões principais. A primeira diz respeito à relação que existe

entre e a velocidade do vento, uma vez que estes dois parâmetros apresentam uma relação diretamente proporcional entre si. Assim, foram desenvolvidas torres eólicas de maiores dimensões, uma vez que os ventos mais energéticos sopram em altitudes elevadas. A segunda razão está relacionada com o aspeto económico da estrutura, uma vez que o custo por kWh produzido é inferior quando se trata de uma torre eólica mais potente, visto os custos relativos à fundação, acesso à estradas e a construção da torre, apresenta um aumento menos acentuado do que o aumento dos lucros obtidos.

As pás das turbinas retiram a energia cinética contida no vento, por isso, existe uma menor quantidade de energia cinética imediatamente após a passagem pela turbina em relação ao barlavento, no entanto, após uma certa distância (a qual depende das condições do vento), o vento volta a recuperar essa energia perdida. Este fenómeno é chamado de efeito de esteira (do inglês, *wake effect*) e os seus dois principais inconvenientes são: (i) há uma redução da área útil disponível para instalação do parque eólico — e consequente redução da produção energética — e (ii) uma maior carga mecânica nas componentes da turbina, devido à elevada turbulência do vento. De forma a estudar a melhor maneira de ser modelar o efeito de esteira, pode ser utilizado o modelo de Jensen (Luna Molina, 2014).

Este modelo baseia-se na hipótese de que o diâmetro do efeito expande de forma linear, como ilustra a Figura 2.3-a. A velocidade do vento, à distância x da turbina, pode ser estimada através da seguinte equação:

$$V_1 = V_0 + V_0(\sqrt{1 - C_{th}} - 1)(R_{Turb}/R_{Esteira})^2 \quad (2.1)$$

Onde V_1 é a velocidade do vento após a sua passagem pela torre eólica, V_0 é a velocidade de aproximação do vento, C_{th} é o coeficiente de impulsão, R_{Turb} é o raio do rotor e $R_{Esteira}$ é o raio do efeito de esteira à distância x da turbina, sendo o último calculado pela Equação (2.2), onde a é o coeficiente de expansão de esteira, o qual determina o quão rápido o efeito aumenta ao longo do espaço.

$$R_{Esteira} = R_{Turb} + ax \quad (2.2)$$

Num parque eólico, composto por N turbinas eólicas, o efeito de esteira tem uma interação combinada dos efeitos individuais, como ilustrado na Figura 2.3-b. A "sombra" do efeito de esteira criada nas turbinas é uma medida do grau de sobreposição entre o efeito de esteira de uma turbina ($A_{Sombra,i}$) e a área abrangida pelo varrimento das pás da turbina que se encontra atrás da primeira (A_0).

Existem quatro categorias de sombras do efeito de esteira: sombreamento total, sombreamento quase-total, sombreamento parcial e sem sombreamento. A velocidade do vento antes de passar por uma turbina que sofre destes sombreamentos é definida da seguinte forma:

$$V_m = \sqrt{V_0^2 + \sum_{j=1}^N V_{mj}^2 (A_{Sombra}/A_{Esteira})} \quad (2.3)$$

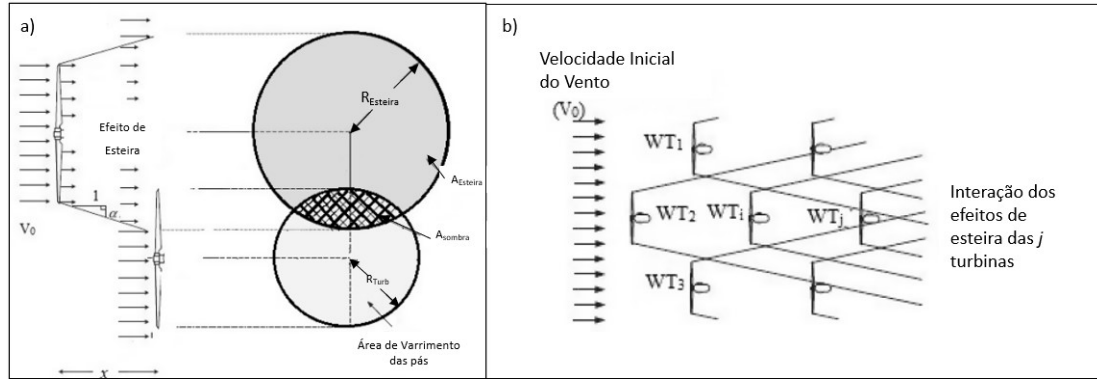


Figura 2.3: Esquema do efeito de esteira em a) uma única turbina e em b) um parque eólico com j turbinas (Adaptada de Ara et al. (2021)).

Na Equação (2.3), V_m é a velocidade do ar antes de passar pela turbina sombreada, j é o número que representa cada uma das turbinas, V_{mj} é a velocidade da turbina sombreada pela turbina j e $A_{Esteira}$ é a área do efeito de esteira (Paul e Rather, 2016). Assim, foi seguindo o princípio do efeito de esteira que Wade (2018) estudou as distâncias mínimas necessárias entre cada uma das turbinas para que a produção energética não seja prejudicada, bem como o *layout* ideal das ligações elétricas das mesmas. Este estudo também aborda o *design* que otimiza a quantidade de cabos, em m , quando comparado com os *designs* tradicionais, permitindo uma economia financeira. Também foram estudados os parâmetros como (os quais não serão aprofundados nesta dissertação): a distribuição de *Weibull*, rotações da Rosa dos Ventos e respetiva observação do comportamento do efeito de esteira. Neste estudo foi possível determinar que as turbinas eólicas devem estar a uma distância uma da outra, em linha e em coluna, igual a 7 vezes o seu diâmetro.

A potência mecânica produzida por uma turbina eólica, P_{mec} , pode ser calculada com a utilização da Equação (2.4) e com as simplificações possíveis de acordo com os valores de referência para o limite de Betz — eficiência aerodinâmica teórica máxima alcançável:

$$P_{mec} = C_p(\beta, \gamma) \times P_R = \frac{1}{2} \times \rho_{ar} \times \pi \times C_p(\beta, \gamma) \times R_{Turb}^2 \times v^3 \quad (2.4)$$

Onde ρ_{ar} é a massa volúmica do ar, R_{Turb} é o raio do rotor, v é a velocidade do vento na altura no centro do rotor e $C_p(\beta, \gamma)$ é a eficiência aerodinâmica da turbina, definida por uma função, γ , não-linear da razão da velocidade de ponta (TSR) e do ângulo de inclinação da pá, β . A TSR é definida da seguinte forma:

$$TSR = \frac{\Omega \times R_{Turb}}{v} \quad (2.5)$$

Onde Ω é igual à velocidade rotacional da pá, em rad/s. No entanto, é de se notar que a velocidade do vento média não é o parâmetro mais adequado para a quantificação da potência extraída através das turbinas eólicas, mas sim a velocidade mais frequente, $V_{m.f.}$, e a velocidade apresentada pelos ventos mais energéticos, $V_{E_{max}}$. Esses parâmetros podem ser calculados com a utilização das Equações (2.6) e (2.7) (Vaz, 2021).

$$V_{m.f.} = c(1 - 1/k)^{1/k} \quad (2.6)$$

$$V_{Emax} = c(1 + 2/k)^{1/k} \quad (2.7)$$

Onde c é o fator de escala e k é o fator de forma — aproximadamente igual a 2 em território português. Ambos parâmetros podem ser deduzidos através da distribuição de Weibull, a qual calcula a probabilidade de ocorrer determinada velocidade de vento. Assim, a distribuição de Weibull pode ser traduzida por (Vaz, 2021):

$$P(V) = (k/c)(v/c)^{k-1}e^{-(v/c)^k} \quad (2.8)$$

A utilização de torres eólicas *onshore* tem um desenvolvimento limitado, uma vez que a disponibilidade de terreno, o ruído causado pelo movimento das pás e os impactes visuais provocados pela grande dimensão das mesmas são fatores importantes a ter em consideração nestas construções, principalmente quando próximas a zonas residenciais. Para além disso, os ventos que sopram em cima da superfície marítima são mais fortes e constantes do que os existentes em terra e, conseqüentemente, têm o potencial de produzir uma energia de melhor qualidade. Assim, criou-se o conceito de centrais de turbinas eólicas *offshore* (X. Sun et al., 2012). Em 1991, a primeira central deste formato foi implementada, na Dinamarca, a uma distância de 2 km da costa e sobre uma coluna de água de 4 m. Contava com onze aerogeradores, 4,95 MW de potência nominal e um *output* líquido anual igual a 9,61 GWh. Esta central foi desativada em 2017 devido à razões económicas. A partir da instalação desta central, o interesse em torres eólicas flutuantes tem vindo a aumentar gradualmente. Atualmente, essa tecnologia evoluiu de tal forma que, entre 2010 e 2018, houve um decréscimo de aproximadamente 20% no seu custo nivelado de energia (LCOE), apesar de este ainda ser significativo quando comparado ao LCOE das instalações de painéis fotovoltaicos ou até mesmo das centrais eólicas *onshore*.

Este tipo de turbinas conta com quatro principais modelos de ligação dos seus cabos elétricos (instalados à uma profundidade de 1 a 2 m abaixo do leito marinho), os quais estão ilustrados na Figura 2.4, onde as turbinas estão representadas pelos pontos e as ligações, pelas linhas, cujas ligações radial, em anel, estrela e em banco (Katsouris, 2015 e Lumbreras e Ramos, 2013):

Estas ligações estão descritas nos seguintes pontos:

- *Design* Radial: conecta uma série de turbinas eólicas com apenas um cabo elétrico, onde o número máximo de turbina por cabo é determinado pelo *Maximum Power Point* (MPP) de cada turbinas e pela capacidade de potência máxima suportada pelo cabo. Este sistema apresenta a vantagem de utilizar o mínimo de cabos necessários para o funcionamento do sistema, o que ocorre devido ao facto de não haver cabos suplentes caso haja falha em alguma das turbinas (chamado de redundância), o que representa a maior desvantagem;

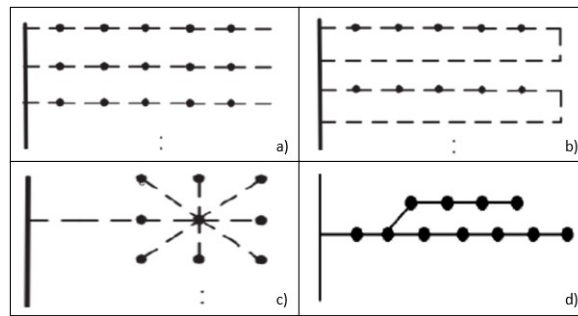


Figura 2.4: Ligações tradicionais entre turbinas eólicas: a) *Design Radial*, b) *Design em Anel*, c) *Design em Estrela* e d) *Design em Banco* (Adaptada de Katsouris (2015) e Lumberras e Ramos (2013)).

- *Design em Anel*: ligação mais utilizada quando a prioridade é a fiabilidade e, conseqüentemente, que haja redundância no sistema. No entanto, a quantidade de cabo utilizada é duas vezes superior relativamente à ligação do tipo radial;
- *Design em Estrela*: combinação entre a utilização de poucos metros de cabo e aumento da segurança do sistema. Neste tipo de ligação, caso uma turbina falhe, esta é a única desconectada do sistema;
- *Design em Banco*: sistema menos comum em instalações *offshore*, oferece uma oportunidade de reduzir os custos relativos aos cabos, além de apresentar uma maior confiança no sistema do que no *Design Radial*.

As turbinas eólicas *offshore* podem ser categorizadas de acordo com diferentes critérios. Dentre eles, há a classificação segundo a sua fundação, ilustrada na Figura 2.5.

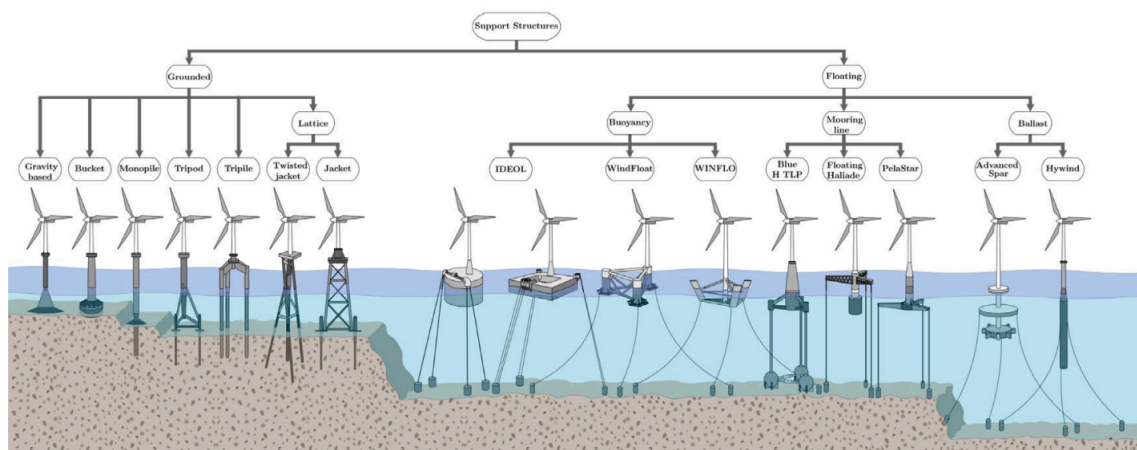


Figura 2.5: Esquema dos diferentes tipos de fundações das torres eólicas offshore (Retirada de Jiang (2021)).

As turbinas eólicas fixas no fundo do oceano dominam o mercado atual e podem ser divididas em três grandes grupos: as mais simples, que possuem a sua fundação

em pilha, podendo ser do tipo monopilha, dupla ou tripla, consistem em tubos de 3 a 8 m de diâmetro, empilhados e são consideradas economicamente mais viáveis quando instalados em profundidades entre 20 e 40 m; A fundação baseada na gravidade é utilizada em profundidades inferiores a 10 m e é, normalmente, constituída por concreto e, assim, depende apenas do seu peso para se manter estável no leito do mar, sendo mais apropriada em solos arenosos, argilosos ou rochosos; A fundação do tipo rede é viável em profundidades entre 50 e 70 m, e é formada por uma estrutura composta por vários tubos metálicos conectados entre si (Jiang, 2021).

Em profundidades superiores aos 60 m, o vento apresenta um aumento no seu potencial energético em cerca de 70 a 80% (Bosch et al., 2018) porém, o custo associado à construção das fundações também tem um aumento significativo, passando a ser mais viável a utilização de fundações flutuantes. Estas compreendem o mesmo princípio utilizado em plataformas de gás ou petróleo, onde são fixadas no fundo do oceano com recurso a âncoras e amarrações (Guo et al., 2022).

Atualmente, a maior dificuldade que as centrais eólicas *offshore* enfrentam é o aspeto financeiro, uma vez que os custos associados à construção de, principalmente, fundações próprias para as condições marítimas são muito elevados. No entanto, estes custos podem ser reduzidos com o apoio de tecnologias mais desenvolvidas, de forma que todos os estágios de implantação — construção, transporte, instalação e manutenção — sejam otimizados (X. Sun et al., 2012).

2.1.2 Painéis solares fotovoltaicos flutuantes

O Sol apresenta uma crucial importância para a existência de vida na Terra devido ao seu potencial energético, visto este ser responsável por proporcionar as condições necessárias para a sobrevivência humana. Por causa do formato esférico do planeta Terra, os raios solares atingem a superfície com diferentes ângulos, variando desde 0°- quando está no horizonte — até 90°. Quando os raios estão na vertical em relação à superfície, esta está a receber a maior quantidade de energia possível, o chamado meio-dia solar, no entanto, quando o sol está na horizontal, os raios têm um maior trajeto a percorrer e, por isso, a energia se torna mais dispersa e difusa. Assim, este recurso não atinge a superfície terrestre de forma homogênea, dependendo da localização geográfica, da hora do dia, da época do ano, da paisagem e do clima do local. A inclinação do eixo de rotação da Terra, de 23,5°, também é um fator significativo na determinação da quantidade de energia solar que atinge a superfície terrestre, fazendo com que haja dias mais longos no hemisfério norte, desde o equinócio vernal até o equinócio outonal, e no hemisfério sul durante os restantes meses do ano. A radiação solar ou a "luz solar" são termos genéricos para radiação eletromagnética emitida pelo Sol. Esta pode ser capturada e transformada em diferentes formas de energia, como eletricidade e calor, através de dispositivos de conversão (Wald, 2018).

A conversão da radiação solar em eletricidade ocorre em painéis solares fotovoltaicos,

nomeadamente nas células fotovoltaicas, que possuem camadas constituídas por silício, um material semiconductor. No entanto, na estrutura deste material, não há eletrões livres para que haja movimento e futura produção de energia e, assim, é necessário que sejam adicionados átomos carregados negativamente — processo de dopagem — normalmente o Fósforo (P), formando um material do tipo-n. Este procedimento é repetido para outra camada de silício, porém com uma dopagem com átomos carregados positivamente, como o Boro (B), de maneira a formar um material do tipo-p. Ao colocar as duas camadas em contato, cria-se a Junção p-n, ilustrada na Figura 2.6-a, onde parte dos eletrões em excesso da camada n passam para a camada p e, conseqüentemente, irão ser formadas espaços vazios, chamados vagas, na posição onde antes estavam os eletrões (Sampaio e González, 2017). Essa migração irá formar uma zona de depleção, ilustrada na Figura 2.6 b), onde há uma região ligeiramente negativa e outra ligeiramente positiva — uma vez que a carga das vagas pode ser considerada como positiva — e, por isso, será gerado um campo elétrico com sentido da camada do tipo-n para a do tipo-p.

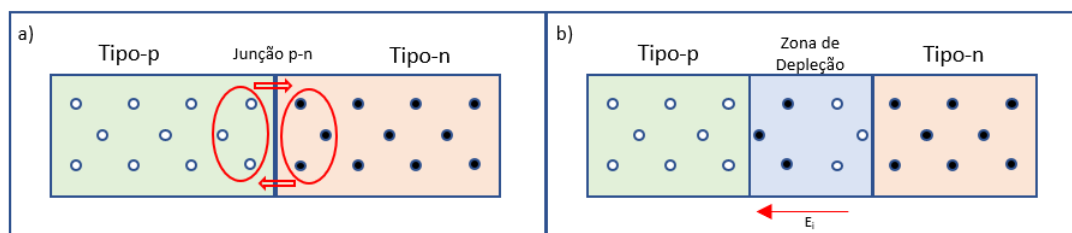


Figura 2.6: Esquema: a) Junção p-n; b) Zona de depleção dos semicondutores do tipo-n, do tipo-p.

Quando a luz solar, de comprimento de onda entre os 350 nm e os 1140 nm, penetra através do semiconductor do tipo-n e alcança a zona de depleção (se o comprimento de onda do raio solar for inferior a 350 nm, este não tem força suficiente para penetrar a camada do tipo-n e, se for superior a 1140 nm, passará através do tipo-p e não será absorvido), pares elétron-vaga são formados devido ao efeito fotovoltaico. Este foi inicialmente observado em Becquerel (s.d.), e verifica-se em materiais chamados semicondutores que apresentam duas bandas de energia, como ilustrado na Figura 2.7. Uma banda conta com a presença de elétrons, a camada de valência, e a outra, a camada de condução, conta com a falta dos mesmos, ou seja, com as vagas. Quando a luz solar atinge este material, esta promove quantidade de energia suficiente para que os elétrons da camada de valência superem o espaço existente entre as duas camadas, chamado hiato energético — no caso do silício, este é igual a 1,12 eV (Peng e Lee, 2011).

Desta forma, e em virtude do campo elétrico existente nesta região, os elétrons irão ser "expulsos" para a camada do tipo-n e as vagas para a camada do tipo-p, havendo uma concentração elevada de cargas negativas e positivas nos respectivos semicondutores. Assim que seja conectada uma fonte de condução elétrica entre as camadas dos semicondutores, iniciará um fluxo de elétrons, que sairão do material do tipo-n para se unirem às vagas presentes no material do tipo-p, o que irá gerar produção de eletricidade.



Figura 2.7: Camadas de valência e de condução, e intervalo entre bandas (GAP) (Adaptada de Sampaio e González (2017)).

Um módulo fotovoltaico é formado por um conjunto de células, ligadas através de cabos de patilha — os *tab wires* — em série, para que não haja um aumento da corrente, o que diminuiria o rendimento da produção energética, mas sim da tensão e, conseqüentemente, da potência (Grubišić-Čabo et al., 2016). Os cabos de patilha são conectados em paralelo por meio de um outro cabo, semelhante aos anteriores, mas de maiores espessura e largura, de forma a possuir uma menor resistência por unidade de comprimento.

Através de uma tecnologia chamada "serigrafia", são impressos nos módulos fotovoltaicos dois constituintes fundamentais: os *grid fingers* ou *cell fingers*, finos barramentos metálicos, encarregados de recolher a corrente das células e direcioná-la até o próximo componente; e as *busbars*, localizados perpendicularmente em relação às anteriores, são tiras retangulares, também finas e de metal, revestidas por cobre ou prata, impressas nas partes traseira e frontal dos painéis, responsáveis pela condução da corrente elétrica gerada até a os cabos (Energy, 2019).

A utilização em larga escala dos painéis fotovoltaicos ocorre tanto em áreas terrestres como em zonas aquáticas, como por exemplo, oceanos, lagos, reservatórios e estações de tratamento de águas. As centrais de painéis fotovoltaicos flutuantes apresentam numerosas vantagens quando comparadas com as centrais instaladas em terra, incluindo a menor quantidade de obstáculos, possíveis de provocar sombra, e uma maior eficiência na produção energética, uma vez que a presença da água arrefece a parte inferior do painel e há, ainda, uma menor quantidade de poeiras na superfície do mesmo. Para além disso, a presença moderada de painéis pode ser benéfica para o ambiente aquático, visto a impedir a evaporação excessiva de água, limitar o crescimento algáceo aumentando, conseqüentemente, a qualidade da água.

Os painéis fotovoltaicos flutuantes (do inglês, *Floating Photovoltaic (FPV)*) possuem a mesma constituição dos instalados em terra, porém com alguns componentes diferentes. Os sistemas FPV são constituídos por (Sahu et al., 2016):

- Fundação: estrutura fixa, ou flutuante, utilizada como suporte para os painéis fotovoltaicos;
- Módulos fotovoltaicos: devem possuir uma estrutura exterior que resista à exposição salina do oceano, preferivelmente fabricada com a utilização de polímeros e que seja leve, para que possa ser suportada pelo pontão.

- Cabos e conectores: a eletricidade gerada pelos painéis é, normalmente, transferida até a subestação através de cabos subterrâneos, no entanto, podem ainda estar apenas embaixo de água ou até serem flutuantes. Estes têm de ser revestidos por materiais impermeáveis de forma a garantir que não haverá infiltração de água no sistema. Os módulos são, então, ligados em série entre si através de *strings*, onde a corrente total da *string* é igual à corrente individual dos painéis fotovoltaicos e a tensão total da *string* é igual à soma das tensões individuais de cada um dos painéis. Assim, o número máximo de painéis que podem ser conectados em uma única *string* será dependente da tensão individual dos painéis, da tensão máxima suportada pelos cabos e pelo inversor.

As plataformas podem, ainda, ser divididas em cinco categorias (Thiagarajan e Dagher, 2014):

- Sistema de barcaças: plataformas flutuantes semipreenchidas com água marinha, de forma a possuir uma elevada estabilidade. São relativamente baratas e adequadas para águas pouco profundas, nomeadamente entre 10 e 15 m;
- Sistema de pontões flutuantes: simples e de fácil aplicação, apresentam elevada flexibilidade, sendo adequados para águas com profundidade entre 15 e 20 m;
- Sistema semissubmerso: consiste em uma plataforma apoiada em diversas colunas submersas. Apresenta uma elevada estabilidade, porém são adequadas em instalações até 50 m de profundidade;
- Sistema com pernas tensionadas: plataformas ancoradas no leito marinho através de cabos tensionados. Apresentam uma elevada estabilidade e são recomendadas para utilizações até 300 m;
- Sistema flutuante híbrido: acopla diferentes plataformas apresentadas anteriormente de forma a obter um equilíbrio ideal entre estabilidade e flutuabilidade necessária para que a produção energética não seja prejudicada. São utilizadas em aplicações até 300 m de profundidade.

A produção de energia solar fotovoltaica representa uma das indústrias que mais tem crescido. No entanto, é de destacar-se que os painéis fotovoltaicos flutuantes têm uma maior aplicabilidade em zonas pouco movimentadas, como rios e albufeiras. As zonas marinhas são constituídas por condições extremas — como a elevada movimentação de água e a salinidade — o que limita a produção energética destes dispositivos. Assim, para que este desenvolvimento possa ter continuidade, inúmeras investigações vêm sendo feitas para que os materiais e o *design* dos painéis fotovoltaicos sejam otimizados de forma que seja possível a aplicação destes equipamentos em ambientes *offshore*, para além de, cada vez mais, aumentar a sua eficiência e reduzir os seus custos (Vo et al., 2021).

2.1.3 Conversores da energia das ondas

As ondas podem ser descritas como distúrbios que viajam através de fluidos de um local para outro. Estas são criadas, indiretamente, pela radiação solar, ou seja, pelo vento. Este, por sua vez, ao entrar em contacto com a superfície oceânica, somado ao efeito da gravidade e ao atrito, origina as ondas. A partir dessa movimentação da água, e com a utilização de equipamentos de conversão de energia das ondas (CEO), é possível obter energia elétrica, sendo a quantidade de energia que pode ser armazenada nas ondas calculada da seguinte forma (Chenari et al., 2014):

$$P = \frac{\rho_{\text{agua}} g^2 H_{\text{ondas}}^2 T}{64\pi} \quad (2.9)$$

Onde ρ_{agua} é a massa volúmica da água salgada, aproximada em 1 030 kg/m³, g é a aceleração da gravidade, igual a 9,81 m/s², P , H_{ondas} e T representam a potência armazenada, em W, a altura, em m, e o período de onda, em segundos, respetivamente.

Os CEOs são dispositivos que possibilitam a conversão da energia presente nas ondas em energia elétrica. O processo passa por, primeiramente, transferir energia térmica para os fluidos de trabalho — gases ou líquidos utilizados na conversão de energia mecânica em energia térmica ou vice-versa (J. Sun et al., 2012) — e, a seguir, essa energia armazenada é convertida em energia mecânica a partir de um motor ou uma turbina. Assim, é ativado um gerador para a produção de energia elétrica. A energia produzida a partir dos CEOs é variável, dependendo da altura e do período de onda, têm-se diferentes amplitudes e frequências de energia convertida. Esta se apresenta como uma desvantagem, visto que para o abastecimento da rede elétrica é necessário que a energia fornecida tenha uma voltagem constante (Hong et al., 2014). No entanto, este aproveitamento apresenta algumas vantagens, dentre elas está o facto de não depender de ciclos diários ou atmosféricos e possuir uma das reservas mais abundantes de energia e elevada distribuição geográfica, como demonstrado pela Figura 2.8 (Y. Li et al., 2022). Os maiores desafios apresentados na utilização de CEO são: conseguir que tenham um elevado tempo de vida, baixos custos, não só de investimento inicial, mas também de manutenção e operação, e um bom dimensionamento da unidade (Christensen et al., 2005).

Com o objetivo de encontrar uma tecnologia de conversão da energia das ondas em energia elétrica capaz de superar as desvantagens anteriormente apresentadas, têm vindo a ser desenvolvidos diversos *designs* de dispositivos. Estes podem ser divididos de acordo com a distância que o mesmo se encontra da linha de costa, da orientação do dispositivo relativamente à direção da propagação da onda — ilustrado na Figura 2.9 — e de acordo com o princípio de funcionamento das tecnologias. Em relação ao primeiro método de classificação, é possível classificar os dispositivos em: *Onshore* quando está instalada em zonas costeiras com profundidade entre 10 e 15 m e altura de onda de no máximo 7,8 m; *Nearshore*, em águas com profundidade entre 15 e 25 m e com altura máxima de 15,6 m; e *Offshore*, em águas profundas, com profundidade de, no mínimo, 50 m ou alturas de onda a partir dos 30 m (Chenari et al., 2014). Tendo em consideração o objetivo principal

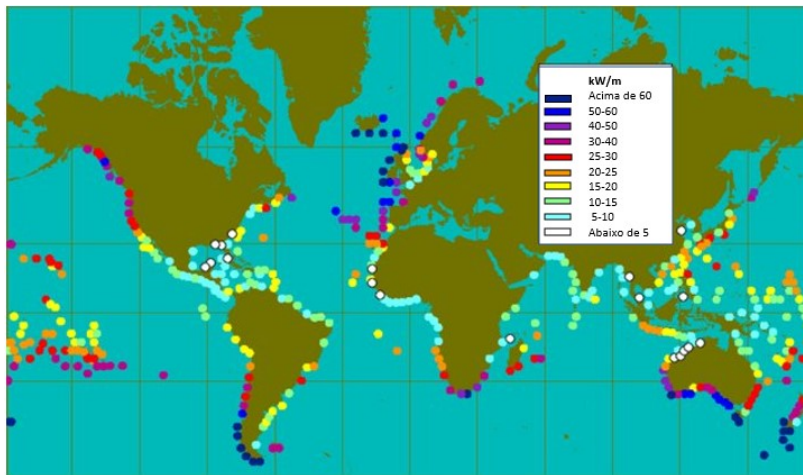


Figura 2.8: Distribuição do potencial energético das ondas ao redor do mundo (Adaptada de Chenari et al., (2014)).

desta dissertação, apenas serão estudadas as fontes *offshore* de energia. De acordo com o segundo sistema de classificação, os dispositivos podem ser (Curto et al., 2021):

- *Point Absorbers*: sistemas que trabalham independentemente da sua orientação relativamente à direção da onda, de tamanho inferior ao comprimento de onda;
- *Wave Attenuators*: sistemas orientados paralelamente à direção da onda. Desde que estes tenham o seu comprimento igual ao comprimento de onda, conseguem adaptar a sua direção em relação ao perfil de onda, otimizando a quantidade de energia extraída;
- *Terminators*: sistemas orientados perpendicularmente à direção da onda.

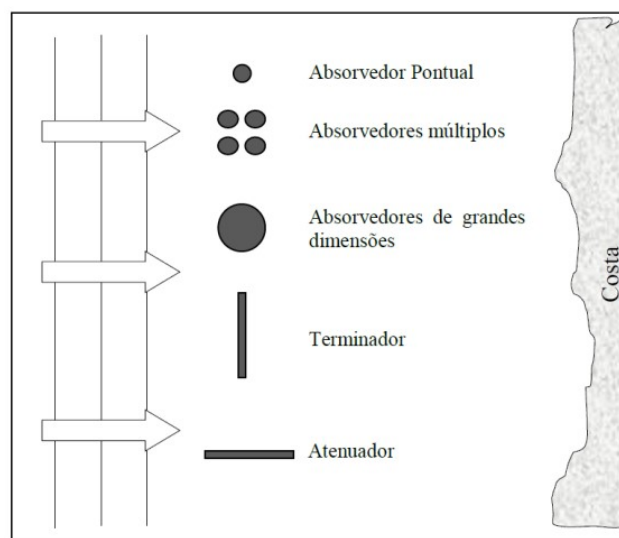


Figura 2.9: Classificação dos CEOs quanto à sua orientação e/ou dimensão (Retirada de Coelho (2018)).

O terceiro sistema de classificação será descrito em maior detalhe nas Secções 2.1.3.1, 2.1.3.2 e 2.1.3.3, assim como os exemplos mais significativos do ponto de vista tecnológico e económico correspondentes a cada uma destes. De seguida, na Tabela 2.1, são apresentadas, de forma a compará-las, algumas características destes grupos.

Tabela 2.1: Comparação entre os três tipos de CEO (Adaptada de B. Wu et al. (2018)).

Tipos	Coluna de Água Oscilante	Galgamento	Corpos Oscilantes
Tempo de vida	Elevado	Médio	De médio a baixo
Utilização material	Elevada	Baixa	Média
Fiabilidade	Elevada	Elevada	Média
Manutenção	Elevada	Elevada	De elevada a média
Custo	Baixo	Elevado	De elevado a médio
Segurança	Elevada	Elevada	Média

2.1.3.1 Dispositivos de coluna de água oscilante

Os dispositivos de Coluna de Água Oscilante (CAO) podem ser divididos em: de estrutura fixa e de estrutura flutuante. No âmbito desta dissertação serão estudados apenas os dispositivos flutuantes, uma vez que apenas estes são do tipo *offshore*. As estruturas flutuantes começaram a ser desenvolvidas no Japão entre as décadas de 1960 e 1970, pelo comandante naval Yoshio Masuda (A. Falcão, 2010). Esta tecnologia baseia-se em duas componentes principais: uma câmara coletora, onde há uma transferência de energia da onda para o ar contido nesta câmara; e uma turbina que, por sua vez, converte a energia pneumática do ar em energia elétrica. A pressão presente dentro do coletor irá variar conforme a entrada e a saída de água no mesmo, ou seja, quanto mais água dentro da câmara, maior a pressão contida no ar, como é possível observar na Figura 2.10. A turbina irá converter energia ao passo que haverá uma passagem do ar pela mesma — tanto na sua entrada, quando o nível da água está mais baixo, como na saída, quando o nível da água está mais elevado (Heath, 2012). Devido ao facto de o ar que passa pela turbina estar continuamente a mudar de direção, esta tem de ser uma turbina do tipo *Weels*, uma turbina de ar de baixa pressão, caracterizada pela capacidade de se mover em apenas uma direção independentemente do sentido do fluido que a atravessa — este fenómeno ocorre devido à simetria que há em suas pás (Curto et al., 2021).

Um exemplo de dispositivo com o sistema de CAO é o *Mighty Whale*, ilustrado na Figura 2.11. É o protótipo de um grande CEO flutuante do tipo CAO, com dimensões iguais a 50 m de comprimento e 30 m de largura, desenvolvido pela *Japan Marine Science and Technologic Center* (JAMSTEC) em 1987, e foi testado em mar aberto durante 3,5 anos — a partir de setembro de 1998 até março de 2002 (B. Wu et al., 2018). O dispositivo conta com duas câmaras de ar, localizadas na parte frontal do mesmo, e quatro turbinas do tipo *Wells*, dentre as quais duas têm uma potência de 30 kW, uma de 10 kW e uma de 50 kW — potência total instalada de 120 kW (Curto et al., 2021).

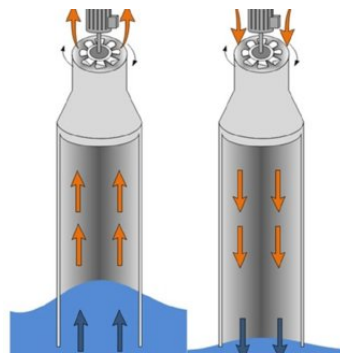


Figura 2.10: Dispositivo de Coluna de Água Oscilante (Retirada de D'Aquino et al. (2019)).

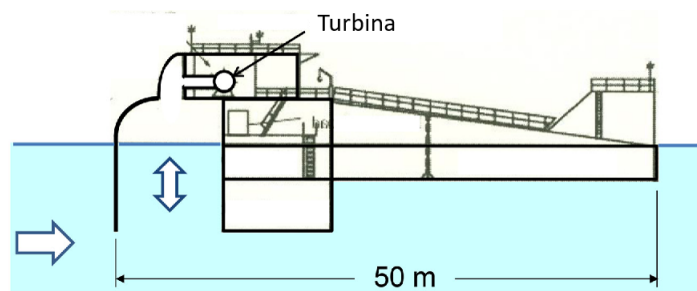


Figura 2.11: Dispositivo *Mighty Whale* (Adaptada de A. F. Falcão e Henriques (2016)).

2.1.3.2 Dispositivos de galgamento

Os dispositivos de galgamento já foram testados em aplicações *onshore*, mas também *offshore*. Possuem reservatórios que são utilizados para capturar a água proveniente da crista das ondas e, por este reservatório se encontrar acima do nível do mar, a água no seu interior contém uma maior energia potencial relativamente à situação inicial. Esta é, então, direcionada, por meio de um canal, até uma ou mais turbinas hidráulicas que, por sua vez, irão converter esta energia potencial em energia elétrica (Blackledge et al., 2013).

Um exemplo de dispositivo com o sistema de galgamento é o *Wave-Dragon*, desenvolvido pela companhia dinamarquesa *Wave Dragon Aps*. Foi configurado para estar localizado em águas com profundidade superior a 20 m e para possuir geradores de 4 a 10 MW (Christensen et al., 2005), fazendo com que este seja o maior CEO conhecido até os dias atuais. Como é ilustrado na Figura 2.12, este equipamento consiste em dois refletores de onda que servem como uma espécie de funil para as ondas que entram no dispositivo. Esse funil direciona-as até uma rampa e, a seguir, a um reservatório contendo turbinas hidráulicas do tipo *Kaplan*, convertendo a cabeça de pressão da onda em energia elétrica. O *Wave-Dragon* possui, ainda, um compartimento inundável de fundo aberto e um sistema de pressurização/despressurização utilizado na otimização da quantidade de água coletada no reservatório e, conseqüentemente, da quantidade de energia elétrica produzida (Kofoed et al., 2006). Devido o elevado tamanho do reservatório, o *Wave-Dragon* tem, em comparação aos outros CEOs, uma elevada capacidade de armazenamento de energia. No entanto, essa capacidade não compensa o facto de haver variações de pressão entre os períodos de ondas, visto as turbinas utilizadas neste modelo de dispositivo não

serem capazes de aguentar variações bruscas de pressão (Hald et al., 2002).

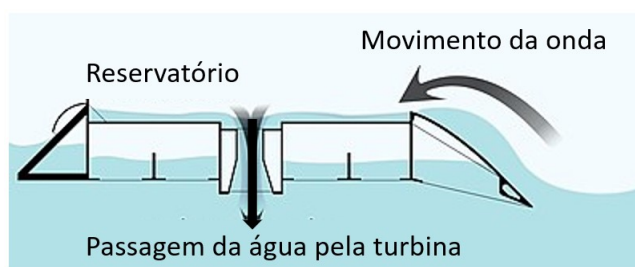


Figura 2.12: Dispositivo *Wave Dragon* (Adaptada de Kofoed et al. (2006)).

2.1.3.3 Corpos oscilantes

Os dispositivos de Corpos Oscilantes são divididos em dois grupos: flutuantes ou fixos no leito submarino, e são mais adequados na exploração de ondas com uma maior carga energética — formadas onde a profundidade da água do mar é superior a 40 m (M. M. P. d. S. P. Gonçalves, 2019). A maior parte dos dispositivos de corpos oscilantes são equipamentos de elevação e inclinação, estando os principais sistemas de absorção de energia a flutuar na superfície de água — apesar de alguns serem completamente submersos. Diferentes exemplos de dispositivos com o sistema de galgamento estão apresentados nos pontos a seguir.

- *Salter's Duck*, inicialmente desenvolvido pela Universidade de Edimburgo, em 1983, foi desenhado de forma a possuir 2 GW de potência. O modelo a seguir foi criado em 1991 com o objetivo de resolver os problemas técnicos apresentados pelo *desing* inicial e, conseqüentemente, reduzir os custos associados ao mesmo. O *Salter's Duck* elaborado em 1998 é o mais atual, e contou com aprimoramentos, em relação à sua versão anterior, principalmente nos cabos que conduzem a eletricidade, o sistema de conversão de energia (do inglês, *Power Take Off (PTO)*) e nas junções entre os vários cilindros (Thorpe et al., 1999). O dispositivo, como ilustrado na Figura 2.13, tem o formato de uma gota, mas para compor todo o sistema de conversão de energia, é preciso que muitos destes dispositivos estejam acoplados entre si. A ponta desta "gota" deve estar direcionada paralelamente ao sentido das ondas, as quais, ao atravessar o dispositivo, causam a sua movimentação de um lado ao outro — devido à presença de um giroscópio — o que mantém os pistões ativos. Estes, por sua vez, pressurizam o óleo hidráulico que, ao conter pressão suficiente, entra num motor hidráulico gerando a energia elétrica (Kim et al., 2019). Teoricamente, este dispositivo tem potencial para converter essa energia com uma eficiência de aproximadamente 90% (Clément et al., 2002).
- *Pelamis*, ilustrado na Figura 2.14, desenvolvido na Escócia, pela empresa *Pelamis Wave Power*, e testado inicialmente em Órcades, Escócia, entre 2004 e 2007 e em Aguçadora, Portugal, em 2008. O primeiro dispositivo *Pelamis* a ser desenvolvido possuía 120

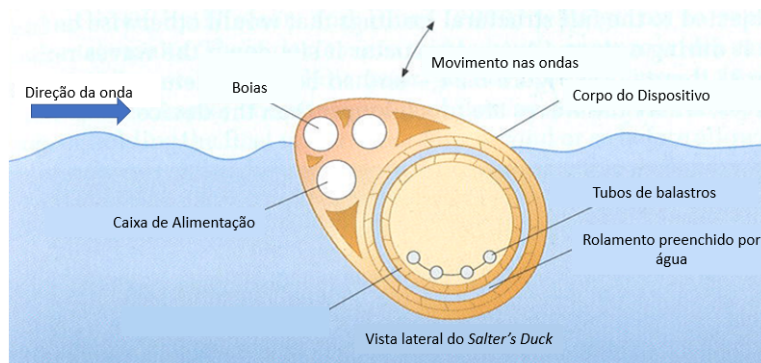


Figura 2.13: Dispositivo *Salter's Duck* (Adaptada de Thorpe et al. (1999)).

metros de comprimento, 3,5 m de diâmetro e contava com uma potência de 750 kW (Thomson et al., 2019). Este equipamento deve estar ligado a dois conjuntos de cabos: um de ancoragem ao fundo marítimo e outro de transmissão de energia elétrica (Calejo, 2012). É formado por uma estrutura semissubmersa composta por quatro secções cilíndricas unidas por módulos de conversão de potência (do inglês, *Power Conversion Modules* (PCM)), e alinhadas de acordo com a direção da onda - dispositivo terminador (A. Falcão, 2010). Conforme as ondas passam ao longo do Pelamis, e as suas três secções se dobram consoante o seu movimento, há uma rotação dos PCMs, equipados com junções articuladas, de forma que o óleo presente dentro do dispositivo seja pressurizado, fazendo com que este seja obrigado a passar por sistemas hidráulicos que, por sua vez, são formados por duas componentes de transmissão. A transmissão primária é responsável pelo armazenamento de energia hidráulica obtida a partir do movimento da onda, enquanto a transmissão secundária é encarregue da conversão da energia anteriormente armazenada em eletricidade nos geradores a partir de motores hidráulicos (Hong et al., 2014 e Curto et al., 2021).

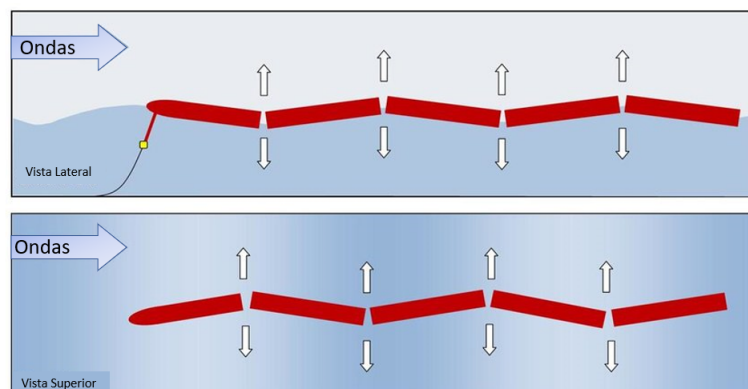


Figura 2.14: Dispositivo Pelamis com vista lateral e vista aérea (Adaptada de Previsic et al. (2012)).

- *Pitch and Surge Frog*, ou *PS Frog*, ilustrado na Figura 2.15, foi inicialmente proposto na

década de 1980 pela Universidade Lancaster, no Reino Unido. Este dispositivo consiste em uma boia, de eixo verticalmente simétrico, de a forma que ele se movimenta com um ângulo perpendicular em relação ao movimento das ondas (J. Wu et al., 2022). É composto por um remo posicionado na parte superior da base retangular. O movimento das ondas atua no remo, causando uma reação na base do dispositivo e, conseqüentemente, na massa deslizante que se encontra acima do nível do mar e na base do dispositivo. Essa massa converte o movimento da onda em movimento mecânico diferencial dentro do dispositivo e, de seguida, este é transferido via circuito hidráulico para um gerador, onde é obtida a energia elétrica (Enferad e Nazarpour, 2013).

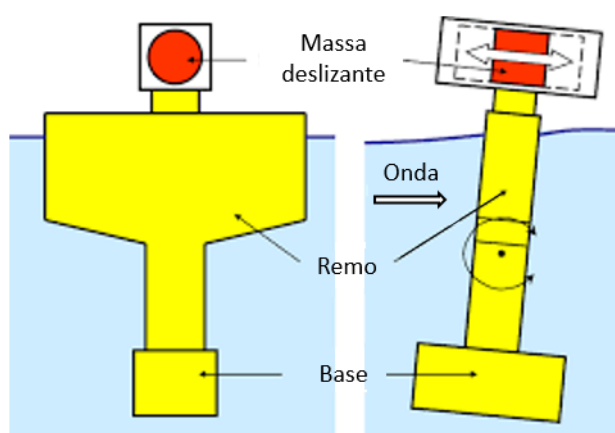


Figura 2.15: Dispositivo *Pitch and Surge Frog* com vista frontal e lateral (Adaptada de A. Falcão (2010)).

A nível prático, os cabos necessários para amarração e transmissão elétrica dos CEOs estão ilustrados na Figura 2.16, onde a determinação do comprimento dos cabos de amarração deve ser feita levando em consideração a profundidade do oceano, ou seja, não pode ser inferior à mesma, de forma a que os cabos sirvam como um obstáculo para o movimento do CEO e, por outro lado, não pode ser muito superior, uma vez que o mesmo não pode estar em constante contacto com o leito marinho. Estes dispositivos estão conectados entre si por meio de uma caixa central, um eixo, utilizada como ponto de passagem da energia, a qual irá, então seguir, através de cabos elétricos, à subestação instalada *onshore* (Yang et al., 2018).

Já em Chen et al. (2016) é estudado o *layout* que um parque energético composto apenas por dispositivos CEOs deve apresentar para que não haja efeitos negativos uns sobre os outros. Assim, viu-se que é possível a instalação dos mesmos em formato triangular, como representado na Figura 2.17-a, onde L representa a distância entre os dispositivos e é igual a cinco vezes o seu diâmetro.

O mesmo estudo também aborda a capacidade deste *design* possuir uma plataforma, também triangular — ilustrada na Figura 2.17-b — no centro do triângulo, cuja dimensão é dada pela Equação (2.10).

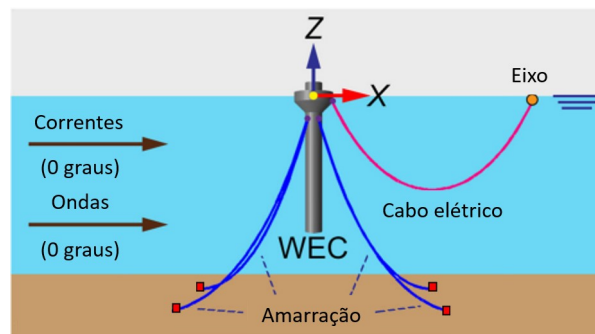


Figura 2.16: Sistema de amarrações de um dispositivo CEO (Adaptada de Yang et al. (2018)).

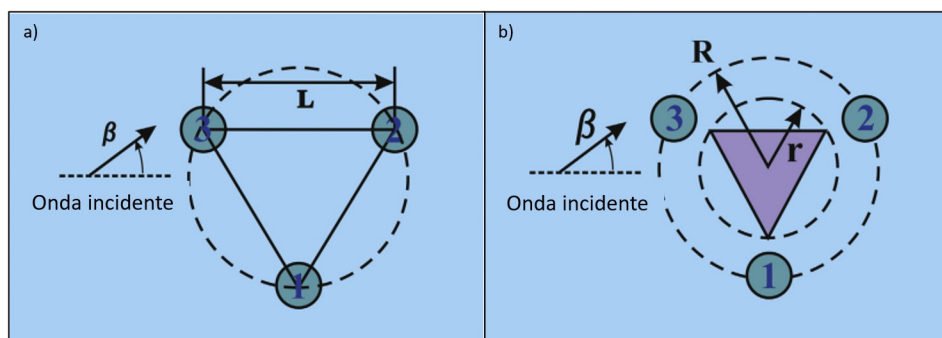


Figura 2.17: Layout: a) uma produção energética a partir de dispositivos CEOs; b) da mesma produção, mas contendo uma plataforma com efeito construtivo sobre os CEOs (Adaptada de Chen et al. (2016)).

$$\epsilon = \frac{r_{WEC}}{R_{WEC}} \quad (2.10)$$

Onde ϵ é a dimensão da plataforma, r_{WEC} é o raio da circunferência formada pela plataforma e R_{WEC} é o raio da circunferência formada pelos dispositivos CEOs. O objetivo principal deste estudo é a determinação do tamanho ideal da plataforma de forma que esta tenha um comportamento construtivo face aos dispositivos, ou seja, facilite a passagem de ondas com elevada carga energética. Assim, chegou-se à conclusão de que, para um ângulo de incidência das ondas igual a 90° , ϵ deve ser igual a $2/3$. Este estudo é útil caso seja considerado um acoplamento entre painéis fotovoltaicos ou turbinas eólicas e dispositivos CEOs, onde a plataforma geradora de energia solar ou eólica ainda contribui para a produção de energia a partir das ondas.

2.1.4 Energia das marés

As marés são formadas a partir das forças centrífuga e gravitacional que existe entre a Terra, o Sol e a Lua — onde a força gravitacional é 2,2 vezes mais intensa do que a do Sol devido à sua distância em relação à Terra. A amplitude da maré pode ser definida como a diferença entre a altura do nível do mar em maré alta e em maré baixa e pode ser categorizada, ainda, em marés vivas (do inglês, *Spring tide*) e em marés mortas (do inglês,

Neap tide. A Figura 2.18 mostra a ocorrência das marés vivas quando o Sol e a Lua estão alinhados — nível mais alto da maré — enquanto na maré morta ocorre o contrário, o Sol e a Lua não estão alinhados, o que faz com que a sua maré alta esteja num nível mais baixo do que a maré alta e viva (Khan et al., 2017).

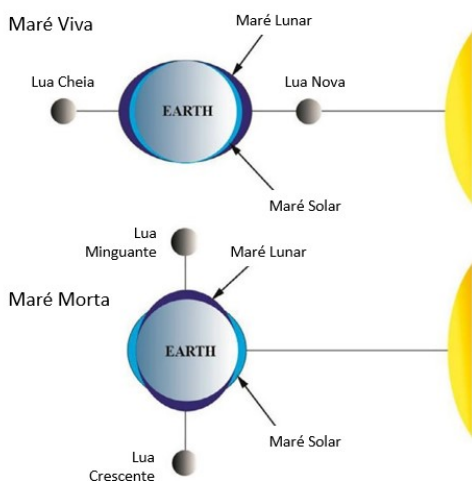


Figura 2.18: Esquema da formação de marés vivas e de marés mortas (Adaptada de Shetty e Priyam (2021)).

A energia das marés é ilimitada, pouco suscetível às alterações climáticas, pode ser aproveitada na produção de energia elétrica durante o dia e a noite, pode ser prevista — a energia elétrica produzida pode ser precisamente calculada — e, conseqüentemente, é confiável. Uma central de aproveitamento de energia das marés possui uma elevada eficiência — aproximadamente 80% — e possui um longo tempo de vida. No entanto, esta tecnologia ainda conta com certas limitações, como o facto de só ser possível produzir energia elétrica quando há uma amplitude de maré igual ou superior a 5 m, os custos de investimento inicial, de operação e de manutenção são muito elevados e os lugares mais apropriados para a instalação destas centrais costumam ser muito afastados do local onde a energia elétrica será consumida, o que causa dificuldades na transmissão da eletricidade e afeta a vida marinha (Shetty e Priyam, 2021).

A máxima potência que pode ser extraída de uma central de aproveitamento da energia das marés é dada pela Equação (2.11), onde A representa a amplitude de maré, S é a área da superfície da maré e T_{mares} é o período de maré, igual a 12,4 horas. Para que esta extração seja feita da forma mais otimizada possível, têm vindo a ser desenvolvidas diferentes tecnologias capazes de produzir energia elétrica a partir deste recurso, porém todas seguem sempre o mesmo princípio fundamental de funcionamento: utilizam a energia cinética e a energia potencial das marés para a geração de eletricidade. Os principais dispositivos capazes de realizar esta conversão de energia são: Barragens de marés, Lagoas de marés e Fluxos de marés. Tendo em consideração o objetivo principal desta dissertação, apenas será estudado o dispositivo de fluxos de marés, visto ser a única tecnologia *offshore*.

$$P_{mares} = \frac{(\rho_{agua} g A^2 S)}{(2T_{mares})} \quad (2.11)$$

2.1.4.1 Fluxos de Marés

Os dispositivos de obtenção de energia elétrica a partir dos fluxos de marés, ou seja, das correntes, utilizam a energia cinética presente na água para gerar eletricidade. Possuem o funcionamento semelhante à uma turbina eólica, no entanto, a água possui uma densidade 830 vezes superior à do ar, o que faz com que, mesmo a água tendo uma velocidade inferior à do ar, esta possui uma maior capacidade de geração de energia. Atualmente os dois métodos mais utilizados para extrair a energia das correntes (ilustrados na Figura 2.19) são:

- Turbinas de eixo horizontal, onde as turbinas rodam de forma paralela à direção do fluxo de água;
- Turbinas de eixo vertical, onde as turbinas rodam de forma perpendicular à direção do fluxo de água;

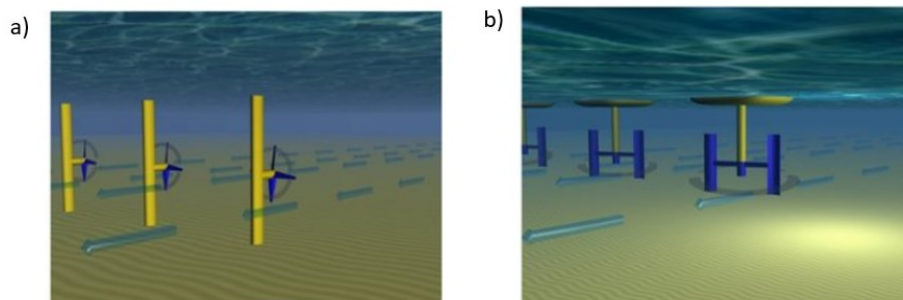


Figura 2.19: Exemplos de tecnologias de aproveitamento de energia a partir de Fluxos de maré: a) Turbinas de eixo horizontal; b) Turbinas de eixos vertical (Adaptada de Fox et al. (2018)).

Os impactos ambientais desta tecnologia destacam-se, negativamente, dos restantes dispositivos de conversão de energia renovável, visto poder ser fatal para os animais marinhos, uma vez que, principalmente animais de pequeno porte, podem ser atraídos para as turbinas devido à velocidade que a água possui ao se aproximar do dispositivo.

Para além disso, é discutido em Chowdhury et al. (2021) que, para que os dispositivos de aproveitamento da energia das marés serem competitivos a nível do mercado energético, devem possuir uma potência na ordem dos GW, visto ser, ainda, uma tecnologia muito recente, dispendiosa e apresenta muitas limitações a nível tecnológico. Este último aspeto se deve, principalmente, do facto de que é necessário que um elevado caudal de água passe pela turbina para gerar quantidades significativas de energia, o que não ocorre em zonas de mar aberto.

2.2 Sistema combinado entre turbinas eólicas *offshore* e painéis solares fotovoltaicos flutuantes

Devido à natureza imprevisível do vento e do Sol, a produção de energia pela utilização de turbinas eólicas ou de painéis solares fotovoltaicos de forma independente não confiável. No entanto, ao acoplar estas duas tecnologias, pode-se obter uma solução mais atrativa quando se trata do custo-benefício, assim como em relação à estabilidade na produção de energia. Para que seja otimizada a produção energética deste sistema há diversos parâmetros a serem analisados, como a correta disposição dos dispositivos, ou seja, o *design* da estrutura o dimensionamento das componentes elétricas e a avaliação económica.

A otimização do *layout* do parque híbrido é um dos aspetos mais importantes a considerar, uma vez que a produção de energia é afetada tanto pelo efeito de esteira nas turbinas eólicas, como pelo efeito das sombras, o qual pode ocorrer nos painéis solares fotovoltaicos se estes não forem bem posicionados relativamente às turbinas.

Ara et al. (2021), estudaram a possibilidade de instalar os painéis fotovoltaicos em formato circular na área circundante da torre eólica, em cima de uma extensão da sua estrutura, na costa de Gujarat, na Índia. Para isso, inicialmente calculou-se a área sombreada de uma única torre para as diferentes posições do Sol ao longo do dia, cálculo que necessita dos ângulos de elevação e de azimute do local escolhido para a instalação. Para este estudo foram feitos os seguintes pressupostos: a área varrida pelas pás é considerada como um disco sólido; o Sol está sempre posicionado à frente ou atrás das pás, nunca nas laterais; os painéis não possuem nenhuma inclinação e; os painéis afetados pela sombra têm um decréscimo no seu rendimento em 80%. Comparou-se, então, dois cenários com *designs* distintos: (i) onde instalou-se um novo conjunto de equipamentos elétricos para suportar as duas produções e (ii) onde a instalação fotovoltaica aproveitou os componentes de um parque eólico existente.

No primeiro cenário, a produção híbrida de energia chegaria aos 320 MW e o LCOE teria um valor igual a 89,97 €/MWh, sendo este o mínimo na relação de energia proveniente pelas turbinas eólicas e pelos painéis fotovoltaicos igual a 87% e 13%, respetivamente. Já no segundo cenário, a produção máxima possível, de acordo com as limitações técnicas das componentes elétricas, de energia fotovoltaica adicionada a um parque eólico de capacidade instalada igual a 320 MW, é igual a 23 MW, o que corresponde a uma relação de 93,3% para a produção eólica e de 6,7% para a produção fotovoltaica. Assim, a produção total da instalação híbrida será de 343 MW e um LCOE igual a 82,54 €/MWh — os valores foram convertidos de rúpias indianas para euros, sendo utilizada a taxa de câmbio do mês de junho de 2023. Com base nestes resultados, concluiu-se que para a localização desejada, a melhor opção será a apresentada pelo aproveitamento da instalação eólica existe no acoplamento dos painéis fotovoltaicos.

López et al. (2020) estudaram o potencial desta tecnologia e seus benefícios, analisando as suas produções de forma combinada, mas também individual, com base em dados meteorológicos disponíveis, sem ser considerado, no entanto, o efeito da sombra das torres

2.2. SISTEMA COMBINADO ENTRE TURBINAS EÓLICAS *OFFSHORE* E PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES

eólicas na eficiência dos painéis fotovoltaicos. Assim, duas bases de dados foram utilizadas: *SIMAR Dataset* (MaritimeDatabase, 2023), junção de outras duas bases — *SIMAR-44* e *WANA* — que é capaz de oferecer dados relativos à atmosfera, nível do mar, movimentação das ondas e velocidade do vento durante os períodos de 1958 até o presente e; *POWER Dataset* (Nasa, 2023) para a obtenção dos valores de irradiação solar a nível *offshore*.

Para ser otimizado o *design* da estrutura combinada entre torres eólicas e painéis fotovoltaicos, neste estudo, considerou-se que os últimos têm de ocupar uma área de 64% a 86% da área total do parque híbrido. Para além disso, assumiu-se, com base em Gao et al. (2014), que a área ideal para a instalação do parque *offshore* varia entre 5 a 15 vezes o diâmetro das pás da turbina eólicas na direção paralela ao vento e entre 5 e 12 vezes o mesmo diâmetro da direção perpendicular ao vento. Para além disso, foram utilizados valores de capacidade de densidade (valores de produção média por km²) iguais a 5,36 MW/km² para o parque eólico e 65 MW/km² para o parque fotovoltaico.

Com o objetivo de comparar as instalações fotovoltaica e eólica de forma individual, mas também quando combinadas e, estudar a estabilidade presente na instalação combinada foram calculados os seguintes parâmetros:

- Produção de energia, em GWh/ano, das instalações fotovoltaicas, $E_{S,out}$ e eólicas, $E_{W,out}$;
- Coeficientes de variação da produção fotovoltaica, CV_S e da eólica, CV_W ;
- Rendimento específico do parque fotovoltaico, Y_S , dado pela Equação (2.12), onde CD_S é a capacidade de densidade e P_{STC} é a potência da mesma instalação, mas em condições de teste padrão (do inglês, *Standard Test Conditions* (STC));

$$Y_S = E_{S,out} \times \frac{CD_S}{P_{STC}} \quad (2.12)$$

- Rendimento específico do parque eólico, Y_W , dado pela Equação (2.13), onde CD_W é a capacidade de densidade e P_R é a potência nominal;

$$Y_W = E_{W,out} \times \frac{CD_W}{P_R} \quad (2.13)$$

- Fator de capacidade do parque fotovoltaico, CF_S , dado pela Equação (2.14), onde $\bar{P}_{S,out}$ é a potência média de saída da instalação fotovoltaica;

$$CF_S = \frac{\bar{P}_{S,out}}{P_{STC}} \quad (2.14)$$

- Fator de capacidade do parque eólico, CF_W , dada pela Equação (2.15), onde $\bar{P}_{W,out}$ é a potência média de saída da instalação eólica;

$$CF_W = \frac{\bar{P}_{W,out}}{P_R} \quad (2.15)$$

- Índice de alisamento da potência, PS , dado pela Equação (2.16), onde CV_W é o coeficiente de variação da produção eólica e CV_{WS} é o coeficiente de variação da produção combinada.

$$PS = \frac{CV_W - CV_{WS}}{CV_W} \quad (2.16)$$

Cada um destes parâmetros foi obtido para três localizações diferentes dentro da área de estudo — Local W, C e E — obtendo-se, assim, os resultados apresentados na Tabela 2.2

Tabela 2.2: Resultados obtidos do estudo de López et al. (2020).

	Parâmetros	Unidades	Local W	Local C	Local E
6,2 MW de Eólica	$E_{W,out}$	GWh/ano	12,4	10,6	9,0
	CV_W	–	1,3	1,4	1,6
	$Y_{W,out}$	GWh/(km ² .ano)	10,6	9,2	7,8
	CF_W	%	23,1	19,2	16,2
5 MW de Fotovoltaico	$E_{S,out}$	GWh/ano	5,3	5,2	5,5
	CV_S	–	0,6	0,6	0,6
	$Y_{S,out}$	GWh/(km ² .ano)	69,4	67,6	71,5
	CF_S	%	11,7	11,5	12,1

No sistema híbrido chegou-se a um valor de densidade de capacidade igual a aproximadamente 57,5 MW/km², valor quase 10 vezes maior do que o assumido para o parque unicamente eólico previsto no Local E. Já em relação ao rendimento específico, este é igual a 61,2 GWh/(km²×ano), mais de 7 vezes maior do que o calculado para o Local E para o parque eólico. Para além disso, foi obtido o gráfico ilustrado pela Figura 2.20, que mostra o aumento do índice de alisamento da potência conforme é agravada a percentagem de potência extraída por painéis fotovoltaicos em relação à produzida pelas turbinas eólicas. Reduziu-se, ainda, o coeficiente de variação da produção em 20% em relação aos parques individuais, apresentando um valor aproximado de 0,51. Estes dados indicam que, quando comparado com a produção de energia unicamente eólica, a instalação de sistemas híbridos apresenta uma superior produção de energia por unidade de área utilizada, para além de reforçar a qualidade energética ao passo que reduz a variabilidade temporal da produção.

2.3 Sistema combinado entre turbinas eólicas *offshore* e dispositivos CEO do tipo CAO

Segundo Muliawan et al. (2013), numa central de turbinas eólicas *offshore*, as mesmas necessitam de, no mínimo, 1 km de distância entre si para que seja alcançado o efeito aerodinâmico essencial para que seja otimizada a produção energética. Assim, a incorporação de CEOs do tipo Coluna de Água Oscilante no espaço disponível entre as estruturas flutuantes de torres eólicas tem vindo a ser vista como uma solução promissora quando se trata

2.3. SISTEMA COMBINADO ENTRE TURBINAS EÓLICAS *OFFSHORE* E DISPOSITIVOS CEO DO TIPO CAO

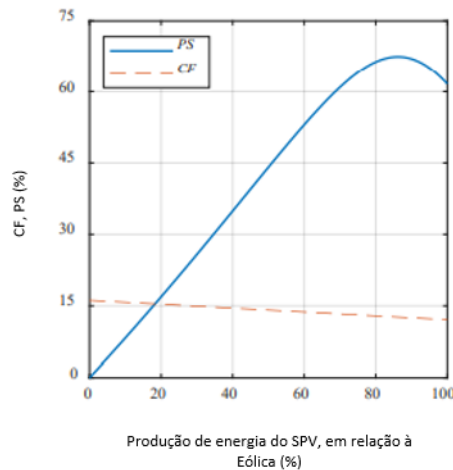


Figura 2.20: CF e PS para um sistema combinado de produção eólica e fotovoltaica *offshore*, em função da percentagem de produção de energia fotovoltaica em relação à eólica (Adaptada de López et al. (2020)).

de sistemas híbridos de produção de energia *offshore*, sendo que os dispositivos CEO podem ajudar no aumento na absorção de potência da central. De acordo com Pérez-Collazo et al. (2015), os sistemas combinados onda-vento (do inglês, *wave-wind system*) podem ser classificados segundo a conexão existente entre os dois dispositivos: co-localizados, híbridos ou insulares, descritos nas Secções 2.3.1, 2.3.2 e 2.3.3, respetivamente.

2.3.1 Sistemas co-localizados

É a opção mais simples dentre as combinações entre turbinas eólica e conversores do tipo CEO. Os sistemas co-localizados funcionam de forma individual entre si, mas partilham a conexão à rede elétrica, equipamentos de operação e manutenção e estruturas portuárias, de forma que a integração destes equipamentos consiste unicamente em planejar, de forma apropriada, a gestão da rede. Esta combinação pode, ainda, ser classificada em: matrizes independentes e matrizes em conjunto.

As matrizes independentes, ilustradas na Figura 2.21-a são as que, enquanto constituem pontos distintos geração de energia elétrica para turbinas eólicas e CEOs e ocupando áreas marinhas diferentes, estão perto o suficiente para que seja partilhada a rede elétrica, juntamente com os outros equipamentos elétricos. Em contrapartida, nas matrizes combinadas, os dispositivos partilham a mesma área marinha, assim como infraestruturas relevantes para a central. As matrizes podem estar distribuídas de forma periférica (Figura 2.21-b) onde é prevenida a produção energética pelas torres eólicas, visto estas servirem como um escudo para as ondas; de forma uniforme (Figura 2.21-c) onde os CEOs são instalados nos espaços existentes entre uma turbina eólica e outra, de maneira simétrica; ou de forma não uniforme (Figura 2.21-d) onde os CEOs são dispostos de forma aleatória, desde que seja maximizada a sua produção energética.

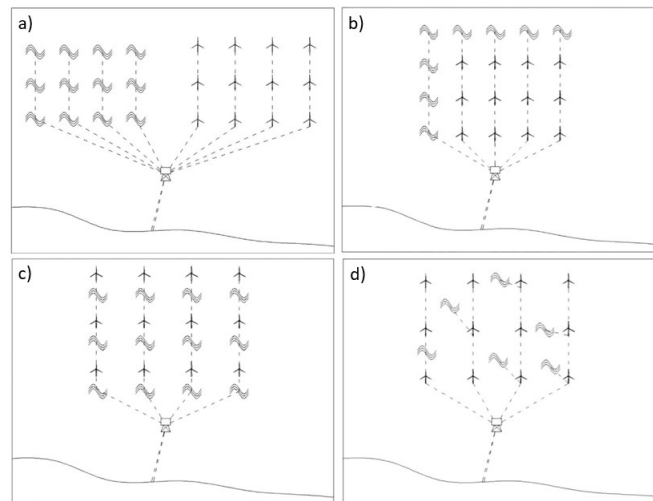


Figura 2.21: Esquema das diferentes classificações entre Sistemas co-localizados de Turbinas Eólicas *offshore* e dispositivos CEO: a) Matrizes Independentes; b) Matrizes em Conjunto distribuídas de forma periférica; c) Matrizes em Conjunto distribuídas de forma uniforme; d) Matrizes em Conjunto distribuídas de forma não uniforme (Adaptada de Pérez-Collazo et al. (2015)).

2.3.2 Sistemas híbridos

As estruturas dos sistemas híbridos que acoplam os CEOs às torres eólicas *offshore* em uma única estrutura, estão apresentados na Figura 2.22. Estes sistemas podem ser classificados de acordo com o tipo da estrutura da torre eólica: fixadas no leito marinho, apropriadas para águas mais rasas, possuem diferentes conceitos como (i) *Wave Star*, proposto por uma empresa dinamarquesa (WaveStar, 2023), (ii) *Wave Treader*, pela companhia escocesa *Scotlands Green Ocean Energy* (PowerTechnology, 2023), e (iii) WEGA, em Portugal, pela Portugal's Sea For Life (Focus, 2010); e torres flutuantes, utilizadas em águas de transição, ou até mesmo as mais profundas, idealizadas nos projetos (i) OWWE, pela empresa norueguesa *Norway's Ocean Wave and Wind Energy Ltd.* (OWWE, 2023), (ii) *Poseidon Floating Power* pela *Netherland's Floating Power Plant* (Moseid, 2017), (iii) *WindWaveFloat* pela *US Principle Power* (PrinciplePower, 2023) e (iv) OSPREY desenvolvido no Reino Unido (A. F. Falcão & Henriques, 2016).

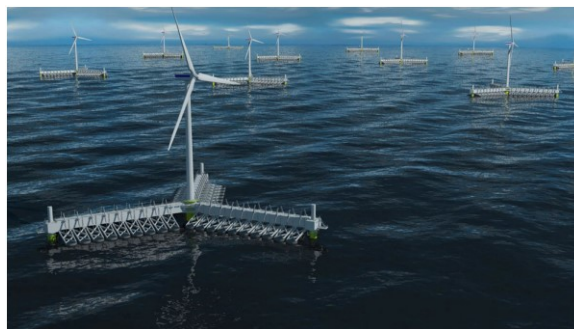


Figura 2.22: Esquema dos sistemas híbridos de turbinas eólicas *offshore* e dispositivos CEO (Retirada de PelagicPower (2023)).

Foram desenvolvidos, ainda, projetos europeus como MARINA (Project, 2023) e TROPIS (Papandroulakis et al., 2017), os quais estudaram essa possibilidade de combinação, onde o primeiro focou em determinar critérios para a avaliação do seu funcionamento, enquanto o segundo teve como objetivo principal o estudo do potencial deste sistema em águas mais profundas.

2.3.3 Sistemas insulares

A terceira e última família deste tipo de combinação entre dispositivos *offshore* de aproveitamento de energia, os sistemas insulares, diferem dos sistemas híbridos pelo facto de serem de maiores dimensões e por, principalmente, por serem capazes combinar a produção energética de mais CEOs. As ilhas podem ser artificiais, utilizadas como estrutura para os dispositivos de aproveitamento energético, mas também, em outras situações, como plataformas de armazenamento de energia; ou flutuantes, de dimensões mais reduzidas do que as anteriores. Exemplos de proposta para ambos sistemas insulares são a *Kema Energy Island*, da empresa holandesa DNV KEMA Consulting e a plataforma de 50 MW projetada pela *Energy Island Ltd.*, situada no Reino Unido (Sachs e Boersma, 2015), respetivamente.

Zhang et al. (2022) estudaram a combinação em sistemas insulares, onde realizou-se uma comparação entre os resultados obtidos a partir de plataformas de simulação — a AQWA e a FAST — e os resultados obtidos por um protótipo construído à escala de 1:50. O simulador AQWA foi utilizado para o dimensionamento da plataforma e das amarrações, realizando cálculos que têm como base a seguinte Equação (2.17).

$$(M+A_{\infty})\ddot{X}(t)+C\dot{X}(t)+K(t)+\int_0^t R(t-\tau)\ddot{X}(\tau)d\tau = F_{hidro}(t)+F_{amarracao}(t)+F_{torre}(t)+F_{OWC}(t) \quad (2.17)$$

Onde M é a massa da plataforma, A_{∞} é a massa crescentada quando a frequência é infinita, C é a matriz de amortecimento, K é a matriz de rigidez, R é a matriz da função da velocidade do impulso, τ é a variável de convolução, \ddot{X} representa o vetor de deslocamento, e os F_s são as cargas externas, que incluem as hidrodinâmicas F_{hidro} , as de amarração $F_{amarracao}$, as da torre eólica F_{torre} e, por fim, as cargas indutivas do dispositivo CEO, F_{OWC} .

Na modelação da turbina eólica, utilizou-se o simulador FAST, com o apoio do módulo *AeroDyn*, de forma a prever a resposta dinâmica das turbinas em estruturas flutuantes. Este módulo é capaz de calcular as cargas aerodinâmicas controlando o passo da pá, o controlo de binário, e o controlo de guinada, onde, tanto a torre como as pás são consideradas como corpos flexíveis. Já a dinâmica da turbina pode ser calculada pelo módulo *ElastoDyn*, baseado na seguinte Equação de Kane.

$$F_r^* + F_r = 0 \quad (2.18)$$

Onde F_r^* é o vetor de força inerte e F_r é o vetor de força ativa. Já o dispositivo de CAO foi modelado como um absorvedor pontual, ilustrado na Figura 2.23, a partir do AQWA. A coluna de água existente dentro do dispositivo CAO é considerada como incompressível e possui a mesma densidade da água do mar em seu exterior, contendo apenas um grau de liberdade no seu movimento ao longo do seu eixo vertical. A dinâmica da coluna de água é afetada por cargas gravitacionais, hidrostáticas, radiadas e viscosas e pela interação existente entre a plataforma e a água dentro do dispositivo. Assim, a dinâmica do CAO incompressível pode ser descrita de acordo com a Equação (2.19), baseada na teoria de Cummins.

$$(M^{OWC} + A_{\infty}^{OWC})\ddot{z}(t) = F_{boia}^{OWC}(t) + F_{radiada}^{OWC}(t) + F_{viscosidade}^{OWC}(t) + F_{excitacao}^{OWC}(t) + F_{PTO}^{OWC}(t) \quad (2.19)$$

Onde M^{OWC} é a massa do absorvedor pontual, A_{∞}^{OWC} é a massa acrescentada ao absorvedor pontual quando a frequência é infinita, \ddot{z} é o deslocamento de elevação do absorvedor, F_{boia}^{OWC} é a força hidrostática, $F_{radiada}^{OWC}$ é a força radiada que atua sobre o dispositivo, $F_{viscosidade}^{OWC}$ é a força de amortecimento viscoso, $F_{excitacao}^{OWC}$ é a força de excitação e F_{PTO}^{OWC} representa a força pneumática do ar.

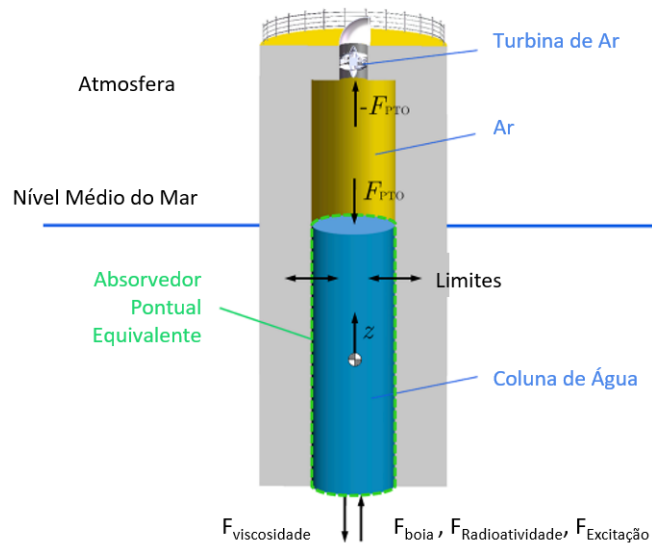


Figura 2.23: Modelação numérica do CEO (Adaptada de Zhang et al., (2022)).

Para a construção do protótipo — chamado *DeepCwind-OWC-Combination* (DOC) — foram acoplados três dispositivos do tipo CAO à estrutura semissubmersa da turbina eólica. Os seus principais parâmetros são listados na Tabela 2.3.

Com o estudo de Zhang et al. (2022) concluiu-se que os modelos numéricos podem prever, de forma efetiva, a resposta dinâmica do dispositivo combinado.

Petracca et al. (2022) realizaram uma análise económica deste tipo de acoplamento de dispositivos *offshore*, de forma a comparar as turbinas eólicas *offshore* quando estão a funcionar de forma isolada e quando são componentes de um sistema híbrido *offshore*. Assim,

2.3. SISTEMA COMBINADO ENTRE TURBINAS EÓLICAS OFFSHORE E DISPOSITIVOS CEO DO TIPO CAO

Tabela 2.3: Principais parâmetros do protótipo estudado em Zhang et al. (2022), em tamanho real e à escala ($\lambda = 1/50$).

Componentes	Parâmetros	Unidades	Tamanho real	Escala de 1:50
Turbina Eólica	Massa do Rotor	kg	110	0,88
	Massa da Nacele	kg	240	1,92
	Massa da Torre	kg	347,46	2,78
	Altura do Cubo	m	90	1,8
Plataforma	Massa total	kg	$1,152 \times 10^7$	92,16
	Barras de ligação dos CEO	m	12	0,24
CAO	Diâmetro da câmara coletora	m	6	0,12
	Diâmetro da saída de ar	m	2	0,04
	Altura da câmara coletora	m	10	0,2

foram utilizados os parâmetros: *Capital Expenditure* (CAPEX) e *Operational Expenditure* (OPEX).

O CAPEX das turbinas eólicas flutuantes, mais as suas estruturas, $CAPEX_{T-p}$, pode ser obtido a partir da Equação (2.20), onde n_{dev} é o número de dispositivos presentes no parque, C_t é o custo de cada turbina, C_p é o custo de produção da plataforma flutuante, C_a é o custo associado às amarrações necessárias, C_{PC-i} é o custo específico dos cabos internos de potência, em €/m e L_i o seu comprimento em m, C_{PC-t} é o custo dos cabos de transmissão de potência, em €/m, L_t é a distância entre a instalação *offshore*, em m, e a subestação existente em terra e, por fim, C_{dec} corresponde ao custo de desativação — igual a, aproximadamente, 3% do CAPEX total.

$$CAPEX_{T-p} = [n_{dev}(C_t + C_p + C_a) + C_{PC-i} \times L_i] + C_{PC-t} \times L_t + C_{dec} \quad (2.20)$$

Sendo, C_p calculado por:

$$C_p = Massa_{plataforma} \times Custo_{metal} + Massa_{balaastro} \times Custo_{magnetite} \quad (2.21)$$

O CAPEX de um único dispositivo CEO, $CAPEX_{WEC}$ é calculado pela Equação 2.22, onde C_f é o custo do dispositivo, em € por kW instalado, C_{PCC} é o custo específico da cadeia de conversão da potência, em €, e $P_{WEC-Pot}$ é a potência média produzida pelos dispositivos, em kW.

$$CAPEX_{WEC} = [(C_f + C_{PCC})P_{WEC-Pot}] + C_{dec} \quad (2.22)$$

O CAPEX de um parque com n_{dev} dispositivos é dado pela Equação (2.23), onde S_f é o fator de escala do custo, o qual possui uma variação entre 0 e 1.

$$CAPEX_{WECs} = CAPEX_{WEC} \times n_{dev} \times S_f \quad (2.23)$$

O CAPEX total do sistema híbrido, $CAPEX_{Total}$ pode, então, ser calculado da seguinte forma:

$$CAPEX_{Total} = CAPEX_{T-p} + CAPEX_{WECs} \quad (2.24)$$

Utilizou-se, ainda o LCOE (que, como se verá na Secção 5.2, é o custo atualizado da energia por unidade de energia produzida), como passo final da análise económica, de forma a avaliar o valor do investimento para as diferentes tecnologias. Este parâmetro foi obtido com a utilização da Equação (2.25), onde M_{el} é a produção total de energia, em Wh, A_t é o valor OPEX, n é a quantidade de anos a ser considerada no cálculo e I_0 é o investimento inicial — igual ao valor CAPEX e t é custo médio ponderado de capital.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+t)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+t)^t}} \quad (2.25)$$

Atualmente não há nenhuma estrutura combinada entre as torres eólicas e os CEOs a operar no oceano. Isto se deve à uma série de desafios que têm de ser enfrentados para que esta tecnologia venha a ser competitiva no mercado, quando comparada com outras mais maduras. Estes desafios passam, entre outros, pelos longos períodos de desenvolvimento do dispositivo, o que acarreta elevados custos nos projetos; dificuldade na escolha do local ideal para instalar dois dispositivos diferentes de forma que ambos sejam 100% aproveitados e; riscos de acidentes ou danos graves, em caso de falhas nas amarrações.

Segundo Pérez-Collazo et al. (2015), cada um dos sistemas apresentados possuem aspetos específicos onde é preciso mais estudo: no caso dos sistemas co-localizados, deve-se investigar formas de ser reduzida a probabilidade da ocorrência de acidentes e/ou danos; já nos sistemas híbridos, é preciso um maior desenvolvimento iterativo; e nos sistemas insulares, por serem os mais recentes e, conseqüentemente, menos desenvolvidos, é preciso que a tecnologia seja mais bem maturada. No entanto, estes desafios não devem ser vistos como impedimentos, mas sim como motivações para que sejam desenvolvidos mais estudos e investigações no âmbito da inovação deste sector.

2.4 Sistema combinado entre turbinas eólicas *offshore* e conversores de energia da corrente de marés

Num parque eólico *offshore* ou numa instalação de aproveitamento da energia das correntes de marés, assim como em grande parte das instalações de aproveitamento de energia renovável, a localização escolhida para a sua instalação é crucial. No entanto, há outros fatores determinantes na viabilização do parque. Majdi Nasab et al. (2020) estudaram a combinação destas duas tecnologias de forma a perceber se, quando acopladas, existe um aumento do custo-benefício em relação à situação em que estão instaladas de forma individual, na Noruega. Para a realização do estudo, considerou-se uma turbina eólica e duas turbinas das correntes de marés combinadas através de uma microrede conectada a estruturas de abastecimento *onshore*. Foram utilizadas, então, três plataformas de cálculos: *QBlade*, *RETScreen* e *Simulink*.

2.4. SISTEMA COMBINADO ENTRE TURBINAS EÓLICAS *OFFSHORE* E CONVERSORES DE ENERGIA DA CORRENTE DE MARÉS

- No *QBlade* é possível realizar simulações bidimensionais e análises de performances de diferentes *designs* de parques eólicos de turbinas de eixo horizontal ou de eixo vertical;
- O *RETScreen* é uma ferramenta desenvolvida pelo ministério dos recursos naturais canadense, com o objetivo de avaliar diferentes tecnologias de aproveitamento energético renovável ao redor do mundo. Os *inputs* a serem introduzidos são: dados meteorológicos, características físicas do projeto e dos produtos a serem utilizados e dados hidrológicos, quando aplicável. O *RETScreen* trata os dados introduzidos, oferecendo como *output*: análise financeira, técnica, ambiental, um estudo relativo sensibilidade e riscos, e a eficiência energética;
- O *Simulink*, extensão do programador *MATLAB*, é capaz de simular o *design* a nível do sistema elétrico.

A seguir, escolheu-se o local mais apropriado para o estudo, de acordo com as características dos ventos, correntes e disponibilidade espacial para a instalação — como exclusão de áreas protegidas e áreas destinadas à passagem de navios, tendo sido escolhida a cidade de Kaipara, com marés que variam de 1,52 e 2,68 m na maré alta e baixa, respetivamente, e com velocidade média anual do vento igual a 6,4 m/s. Por outro lado, foram determinadas as componentes do projeto, de forma que turbinas propostas são: *Siemens SWT3.6-107-80m* para as eólicas e *Atlantis'AR2000* para as correntes, cujas características encontram-se sumarizadas na Tabela 2.4.

Tabela 2.4: Características das turbinas eólica e das correntes utilizadas no estudo de Majdi Nasab et al. (2020).

Modelo	Característica	Unidade	Valor
Siemens SWT-3.6	Potência nominal	kW	3600
	Diâmetro do rotor	m	107
	Altura da torre	m	80
	Área de varrimento das pás	m ²	8992
	Velocidade de arranque	m/s	4
	Velocidade nominal	m/s	15
	Velocidade de paragem	m/s	25
	Velocidade nominal do rotor	rpm	13
AR2000 <i>tidal turbine</i>	Potência nominal	kW	2000
	Diâmetro do rotor	m	20
	Área de varrimento do rotor	m ²	314
	Velocidade nominal de arranque	m/s	1
	Velocidade nominal de paragem	m/s	2

Após os cálculos realizados, chegou-se aos valores de eficiência específica de 1 382 kWh anuais por m² de área de instalação, para as turbinas eólicas — valor dentro do intervalo expectável, de 150 a 1 500 kWh/m², para estas turbinas — havendo, assim, uma produção anual de, aproximadamente 13 766 MWh. Já para as turbinas utilizadas no

aproveitamento energético das correntes, o rendimento específico tem o valor de 415 kWh anuais por m² de área de instalação e a produção anual de energia é cerca de 4 130 MWh.

Realizou-se, ainda, uma análise económica do sistema híbrido, onde é esperado que o investimento inicial do projeto seja de 62 000 000 \$ (equivalente a 58 577 600 € no ano de realização do estudo de Majdi Nasab et al. (2020)), nos quais os equipamentos elétricos, incluindo as turbinas e as construções necessárias representam os maiores gastos, iguais a 74% e 14% respetivamente, e que os custos anuais de manutenção para cada turbina sejam de 490 000 \$ (462 952,00 €). Para além disso, é previsto que o investimento inicial retorne em 9,7% do tempo de vida do projeto (de 25 anos) e que o *pay back* ocorra nos primeiros 13 anos do projeto.

É importante lembrar que os dispositivos de aproveitamento da energia proveniente das marés ainda é um dos menos desenvolvidos dentro do grupo dos equipamentos *offshore*, tanto a nível económico quanto a nível tecnológico, principalmente quando se trata de zonas de mar aberto, onde o fluxo de água em profundidade não é tão intenso, por exemplo, como em uma albufeira. Isto leva a que, no âmbito desta dissertação, o estudo desta combinação de equipamentos seja excluído.

OBTENÇÃO E AVALIAÇÃO DE DADOS

Com base na informação recolhida na Revisão do Estado da Arte (Capítulo 2) os dispositivos mais utilizados em produções energéticas *offshore* em sistemas acoplados são os painéis fotovoltaicos, as turbinas eólicas e os CEOs. Sendo assim, foram estudadas as suas combinações, não só constituídas por dois dispositivos, mas também por três.

Na determinação da melhor combinação entre dispositivos *offshore* de conversão de energia renovável, do ponto de vista da estabilidade no fornecimento energético, é fundamental que sejam obtidos dados relativos aos parâmetros meteorológicos necessários no cálculo da potência extraída por cada um dos dispositivos considerados, como velocidade do vento, irradiância e temperatura na superfície do mar, altura e período das ondas em determinadas localizações.

Assim, o presente capítulo tem como objetivo apresentar a metodologia da escolha dos locais de interesse para a instalação *offshore* que está a ser estudada nesta dissertação (Secção 3.1), da determinação das bases de dados a utilizar na obtenção dos parâmetros necessários (Secção 3.2), do tratamento dos respetivos dados e apresentar qual a melhor configuração de dispositivos para o sistema acoplado (Secção 3.4).

3.1 Escolha dos locais de estudo

Com o propósito de perceber quais as melhores combinações possíveis entre dispositivos *offshore* de conversão de energia renovável ao longo da costa portuguesa, foram escolhidos dois pontos em território português do oceano atlântico, para que seja possível a simulação da produção energética de cada um dos dispositivos que irão compor a instalação do sistema híbrido.

Teve-se em consideração nesta escolha os seguintes aspetos:

- A "Planta de Síntese — Situação Existente" proposta pelo Plano de Ordenamento do Espaço Marítimo (POEM), onde estão apresentadas as Áreas Marinhas Protegidas, determinadas pela *Oslo and Paris Commissions* (Comissão OSPAR);

- Os mapas dos locais interesse do desenvolvimento de parques eólicos *offshore* a nível nacional, tanto para águas pouco profundas (< 60 m), onde a estrutura eólica é fixada ao leito marinho, como em águas profundas (≥ 60 m), onde a estrutura é flutuante, desenvolvidos pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG);
- A Zona Piloto Portuguesa (ZP), definida em 2008 pelo estado português e concessionada em 2010, onde é permitida a instalação de infraestruturas *offshore* e respetiva ligação à rede elétrica pública, com uma duração de 45 anos. A ZP conta com uma área de 320 km^2 e situa-se entre a Figueira da Foz e Nazaré;
- A existência de portos marítimos na costa mais próxima do parque de produção de energia, visto representar uma maior facilidade no transporte dos equipamentos até plataforma;
- Presença de uma subestação na costa mais próxima do parque de produção de energia, de forma a minimizar os custos relativos aos cabos de transmissão de potência;
- Duas localizações afastadas entre si, preferivelmente uma no norte/centro e uma no sul de Portugal, de forma a perceber se, ao longo da costa portuguesa, há variações significativas nos resultados.

Os locais escolhidos estão identificados na Figura 3.1. O primeiro está inserido na ZP, próximo do Porto da Figueira da Foz — dedicado ao *Hinterland Regional* — e do Porto de Peniche — dedicado à pesca e à recreação — com latitude e longitudes de $39^{\circ}52'N$ e $9^{\circ}07'W$ respetivamente, a 11,6 km da costa e com 265 m de profundidade. O segundo, a Sul não intercepa as zonas de conservação e de património estabelecidas pelo POEM, com latitude e longitude iguais a $36^{\circ}54'N$ e $8^{\circ}45'W$, respetivamente, a 17,8 km da costa e a 124 m de profundidade.

3.2 Determinação e tratamento dos dados

O primeiro passo para a obtenção dos dados necessários no cálculo da potência extraída por cada um dos dispositivos (velocidade do vento, irradiância, temperatura, altura e período das ondas) é a escolha das bases de dados. Diversas bases de dados foram encontradas e analisadas ao pormenor, no entanto, uma série de aspetos foram levados em consideração nesta escolha:

- Os custos associados à utilização da plataforma: uma vez que esta dissertação não possui financiamento disponível, foram descartadas as bases de dados com custos associados;
- Região de estudo da plataforma: esta dissertação pretende manter o foco na costa portuguesa, expandindo-se para a europa, caso não hajam dados suficientes para o primeiro;

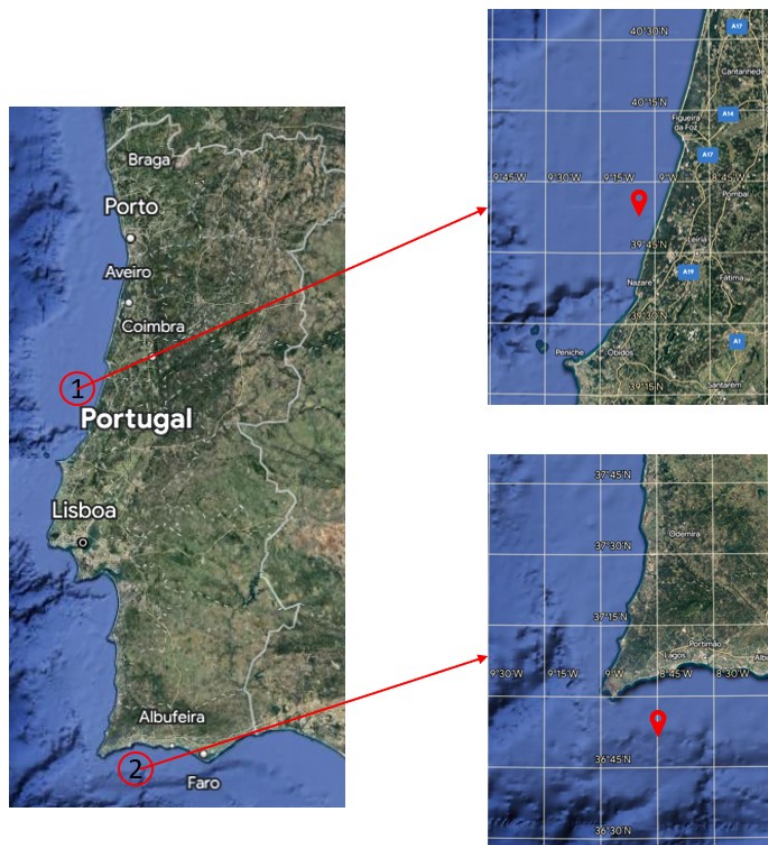


Figura 3.1: Localizações escolhidas para o estudo.

- Atualidade dos dados: apenas serão consideradas as bases de dados a partir do ano 2000, excluindo os valores mais antigos;
- Fiabilidade dos dados: em caso de elevada discrepância entre valores de duas ou mais bases de dados, será estudada a possibilidade de uma não apresentar dados corretos. Neste caso, será escolhida uma terceira base de dados para desambiguação das anteriores.

Após a escolha das bases de dados mais adequadas a cada um dos parâmetros, estes dados foram tratados, de forma a obter-se os valores relativos à potência extraída de cada um dos dispositivos estudados. É de se considerar, ainda, que todos os parâmetros foram analisados ao longo de um dia, de um mês e de um ano. De seguida são apresentadas as bases de dados escolhidas, assim como o método de cálculo da potência extraída por cada um dos dispositivos de conversão de energia renovável a serem estudados.

3.2.1 Velocidade do vento

Na determinação dos valores relativos à velocidade do vento nas duas localizações escolhidas, necessários para uma futura análise diária, mensal e anual dos sistemas acoplados

de produção de energia renovável e respetiva análise da estabilidade no fornecimento energético, utilizou-se a seguinte plataforma:

- *Ventusky*: plataforma de visualização de dados meteorológicos, provenientes, principalmente, de duas bases de dados: o Serviço Meteorológico Alemão (do alemão, *Deutscher Wetterdienst* (DWD)) e a Administração Nacional do Oceano e da Atmosfera (do inglês, *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA)). Os valores obtidos na determinação da velocidade do vento, em m/s, a uma altitude de 100 m, possuem uma resolução de 3 horas, foram extraídos em formato XLXS, e utilizados nas análises diária, mensal e anual.

A velocidade do vento foi obtida para uma altura de 100 m de altitude devido esta ser a altura média da torre de uma turbina eólica, ou seja, a altura média de onde irá ser retirada a energia do vento, logo, a que apresenta um maior interesse. Visto estes dados serem relativos aos anos de 2018 a 2022, foram efetuados os cálculos necessários para que fossem obtidos valores mensais, diários e horários.

3.2.2 Irradiância e temperatura

Na determinação dos dados relativos à irradiância e à temperatura necessários para a futura análise diária, mensal e anual dos sistemas acoplados de produção de energia renovável e respetiva análise da estabilidade no fornecimento energético, utilizaram-se as seguintes plataformas:

- *PV Europe*: plataforma de visualização de dados provenientes da empresa suíça especialista em manuseamento de dados *Meteotest*. Os valores obtidos na determinação da irradiância, em kWh/m², são relativos aos anos de 2012 a 2022, possuem uma resolução de um mês, foram extraídos em formato XLXS e utilizados na análise anual;
- *POWER Project*: projeto criado pela *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) em 2003, baseado nos produtos resultantes da assimilação entre a *Goddard's Global Modeling and Assimilation Office* (GMAO), a *Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications* (MERRA-2) e entre produtos em tempo quase real provenientes da *Forward Processing – Instrument Teams* (FP-IT), vertente da GMAO. Os valores obtidos na determinação da irradiância, em kWh/(m².dia), e da temperatura, em °C, possuem uma resolução de uma hora, foram extraídos em formato *Comma Separated Values* (CSV) e utilizados na análise diária, mensal e anual.

Após a obtenção dos valores a partir de cada uma das bases de dados listadas, foram feitos os cálculos e conversões de unidades necessárias para que seja obtido um valor de irradiância e temperatura do ar para cada um dos meses do ano ao longo dos 22 anos - entre 2000 e 2022.

3.2.3 Altura e período das ondas

Na determinação dos valores de altura e período das ondas nas duas localizações escolhidas, necessários para uma análise diária, mensal e anual dos sistemas acoplados de produção de energia renovável e respetiva análise da estabilidade no fornecimento energético, utilizaram-se as seguintes plataformas:

- NOAA e Centro Nacional de Predição Ambiental (do inglês, *National Centers for Environmental Prediction* (NCEP)): plataforma de visualização de dados gerados a partir da *WAVEWATCH III* versão 2.22. Os valores obtidos na determinação da altura das ondas, em m, são relativos aos anos de 2000 a 2007, possuem uma resolução de 3 horas, foram extraídos em formato XLXS e utilizados para análise anual;
- Corpenicus: componente do programa *Space* da UE com o objetivo de fornecer informações relacionadas aos dados recolhidos pelo Satélite *Earth Observation and in situ (non-space) data*. Os valores obtidos na determinação da altura e ao período das ondas, em m e em s, respetivamente, são relativos aos de 2021 e 2022, possuem uma resolução de 1 dia, foram extraídos em formato CSV e utilizados para análise mensal e anual;
- *Data SHOM*: plataforma de previsão de dados, associada à Corpenicus, a qual valida seus dados comparando-os com valores reais históricos obtidos através de diferentes modelos de observações, como por exemplo, satélites, flutuadores perfilhadores do tipo ARGO, boias, medidores de marés e radares de alta frequência. Os valores obtidos na determinação da altura e do período das ondas, em m e em s, respetivamente, são relativos aos anos de 2018 a 2022, possuem uma resolução de 3 horas e foram extraídos em formato XLXS e utilizados para análise diária, mensal e anual;
- *Databayou*: plataforma de visualização, baseada na 11^a Edição do Atlas Nacional Geográfico do Mundo (do inglês, *National Geographic Atlas of the World*) utilizada na determinação da profundidade do oceano nas localizações 1 e 2.

Os valores relativos às três primeiras bases de dados foram agrupados de forma a serem realizadas as médias necessárias entre eles para que seja obtida a velocidade do vento média de cada um dos meses ao longo de um ano. No entanto, apenas a *Data SHOM* apresenta valores ao nível mais próximo do horário — de 3 em 3 horas — sendo utilizada, também, para a análise ao longo de um mês e ao longo de um dia.

3.3 Escolha dos dispositivos e cálculo da potência extraída

3.3.1 Turbina eólica

De forma a determinar qual a turbina eólica ideal para ambas localizações, teve-se em consideração os seguintes aspetos:

- Eficiência;
- Potência nominal;
- Marca de confiança;
- Velocidades de arranque, nominal e de de paragem da turbina.

Chegou-se, então, à conclusão de que a turbina *offshore* que mais se adequa é a de modelo SWT-7.0-154 fabricada pela empresa *Siemens Gamesa*, de eixo horizontal, com 3 pás, com estrutura flutuante e de potência nominal igual a 7,0 MW. Esta turbina tem comprimento de pá de 75 m, diâmetro do rotor de 154 m e área total de varrimento igual a 18 600 m². Relativamente à dinâmica, a turbina começa a funcionar a partir da velocidade do vento igual a 3 m/s, tem uma velocidade nominal quando o vento está a 13 m/s e entra em corte quando o vento está a uma velocidade igual ou superior a 25 m/s. Destaca-se, ainda, que há uma perda da turbina, se esta for exposta a uma velocidade maior ou igual a 70 m/s — no entanto, para o período de tempo analisado, não houve nenhum momento no qual a velocidade do vento ultrapassou este valor, sendo extremamente baixa a possibilidade desta ocorrência, tornando segura a utilização desta turbina eólica.

Para o cálculo da potência extraída da turbina eólica, em kW, utilizou-se a Equação (2.4), sendo ρ_{ar} igual a 1,28 kg/m³ (destaca-se que, apesar dos parâmetros ideais para o cálculo dessa potência extraída serem a Velocidade mais frequente e a Velocidade que apresenta o maior conteúdo energético, estas serão aproximadas à velocidade média do vento). Para além disso, o valor de $C_p(\beta, \gamma)$ foi obtido através da Equação 3.1 extraída de forma manual, com base no gráfico representado na Figura 3.2. Estas curvas foram obtidas para turbinas destas dimensões e de três pás, considerando um ângulo de inclinação das pás, β , igual a 0° (de forma a delimitar o estudo) onde a TSR foi calculada a partir da Equação (2.5), onde R_{Turb} é o raio do rotor. A velocidade de rotação do rotor da turbina escolhida, Ω , foi calculada a partir da Equação (2.5), com TSR igual à máxima apresentada na Figura 3.2, ou seja, 11. Para esta condição e com velocidade do vento, v , igual à velocidade nominal da turbina, ou seja, 13 m/s, resultando numa Ω igual a 1,857 rad/s.

$$C_p(\beta, \gamma) = -6 \times 10^{-9} \times TSR^6 + 9 \times 10^{-7} \times TSR^5 - 5 \times 10^{-5} \times TSR^4 + 0,0017 \times TSR^3 + 0,029 \times TSR^2 + 0,2205 \times TSR - 0.1963 \quad (3.1)$$

No cálculo da energia elétrica final extraída pela turbina, é necessário aplicar o rendimento elétrico — rendimento do gerador da turbina eólica — transformando, assim, a energia mecânica obtida através das pás em energia elétrica. Destaca-se que este rendimento varia entre 90-95%, no entanto, neste estudo, será considerado como 90% — cenário mais penalizador (J. S. N. Gonçalves et al., 2015). Utilizou-se, para este efeito, a seguinte Equação:

$$P_{eletrica} = \eta_{eletrico} \times P_{mec} \quad (3.2)$$

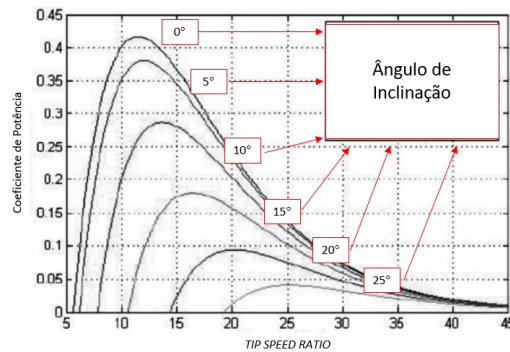


Figura 3.2: Relação entre $C_p(\beta, \gamma)$ e a TSR para uma turbina horizontal e de três pás (Adaptada de Korkoren et al. (2014)).

3.3.2 Painel fotovoltaico

De forma a determinar qual o painel solar fotovoltaico ideal para ambas localizações, teve-se em consideração os seguintes aspetos:

- Eficiência;
- Potência nominal;
- Marca de confiança.

A estrutura de um painel fotovoltaico flutuante deve ser composta por materiais como aço galvanizado, de forma que o mesmo não sofra corrosão devido à proximidade à água, sobretudo salgada. No entanto, apesar da estrutura ser especial, o painel em si é como um de aplicação *onshore*. Assim, escolheu-se o painel *Q.Peak Duo*, de marca *QCELLS* e série *ML-G11S* — cuja Ficha Técnica se encontra no Anexo I — com potência em condições MPP igual a 510 W, de dimensões iguais a 2 092 mm × 1 134 mm × 30 mm (incluindo a moldura em alumínio), cujas 6 × 22 células são do tipo monocristalinas *Q.ANTUM*, as quais apresentam uma elevada eficiência, devido à sua elevada resistência às condições climáticas extremas, como rajadas de chuva e ventos extremos e à sua elevada eficiência.

Para o cálculo da potência extraída, por painel, utilizou-se a Equação (3.3) (Técnico, 2004):

$$P_{max} = P_{max}(25) \times (1 + \alpha_p \times \Delta T) \quad (3.3)$$

Onde P_{max} é a potência máxima extraída pelo painel fotovoltaico, $P_{max}(25)$ é a potência extraída pelo mesmo painel a uma temperatura de 25 °C, em W, α_p é o coeficiente de variação da potência extraída pelo painel, em %/°C, em função da diferença de temperatura, ΔT , entre os 25 °C e a temperatura na célula fotovoltaica, T_{cel} , em °C. As variáveis $P_{max}(25)$ e T_{cel} podem ser calculadas através das Equações (3.4) e (3.5), respetivamente, onde, T_{amb} é a temperatura ambiente, obtida através das bases de dados, *Nominal Operational Cell Temperature* (NOCT) é a temperatura nominal de funcionamento da célula, a qual depende

do painel fotovoltaico, estando apresentada na Ficha Técnica do mesmo (igual a 43°C), G é a irradiância, também obtida através das bases de dados e P_{STC} é a potência extraída pelo painel fotovoltaico em condições STC (Técnico, 2004).

$$P_{max}(25) = P_{STC} \times \frac{G}{1000} \quad (3.4)$$

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \times G \quad (3.5)$$

3.3.3 Conversores da energia das ondas

De forma a determinar qual o dispositivo CEO ideal para ambas localizações, teve-se em consideração os seguintes aspetos:

- Eficiência;
- Potência nominal;
- Dispositivo com movimento paralelo ao movimento das ondas, de forma a que $n = 2$.

Escolheu-se, então, o dispositivo *Pitch and Surge Frog*, com uma potência nominal igual a 2 MW e largura igual a 16 m (Chaplin & Aggidis, 2007). Este equipamento, enquadrado na categoria dos dispositivos de corpos oscilantes, possui um movimento paralelo relativamente à direção das ondas, o que faz com que o valor de n (Equação (3.6)) seja igual a 2, ou seja, é capaz de extrair uma maior energia das ondas. Este possui, ainda, uma eficiência, η , igual a 0,37 sendo, então, este o valor utilizado nos cálculos realizados.

Após a obtenção dos valores médios necessários, calculou-se, a partir da Equação (3.6) a potência extraída a partir de um CEO, onde P_{WEC} é a potência extraída por um CEO, em W, η é a eficiência de um CEO e $P_{max-WEC}$ é a potência extraída por um CEO caso a eficiência seja igual a 100%, em W (Aderinto e Li, 2018).

$$P_{WEC} = \eta \times P_{max-WEC} \quad (3.6)$$

O parâmetro $P_{max-WEC}$ pode ser estimado através da Equação (3.7), onde P é a potência armazenada nas ondas, em W, representada na Equação (2.9), λ é o comprimento de onda do oceano, em m. O comprimento de onda foi calculado através da plataforma *SwellBeat* e é dependente da profundidade (extraída da base de dados *Databayou*), da altura e do período de onda; n é relativo ao tipo de dispositivo, onde $n = 1$ se possuir movimento perpendicular à direção das ondas e $n = 2$ se possuir movimento paralelo à direção das ondas (Aderinto e Li, 2018).

$$P_{max-WEC} = \frac{P \times \lambda n}{2\pi} \quad (3.7)$$

De seguida, na Tabela 3.1, é apresentado um sumário dos dispositivos escolhidos na composição do sistema acoplado a ser estudado. Sendo assim, destaca-se que todos os cálculos alcançados por esta dissertação apenas são válidos para este conjunto de dispositivos.

Tabela 3.1: Características dos dispositivos escolhidos.

Modelo	Característica	Valor	Unidade
Siemens SWT-7.0-154	Potência nominal	7,0	MW
	Comprimento da pá	75	m
	Diâmetro do rotor	154	m
	Área de varrimento das pás	18 600	m ²
	Velocidade de arranque	3	m/s
	Velocidade nominal	13	m/s
	Velocidade de paragem	25	m/s
Q.Peak Duo ML-G11S	Potência nominal	510	kW
	Tipo de célula	Monocristalina	–
	Eficiência	21,5	%
Pitch and Surge Frog	Potência nominal	2	MW
	n	2	–
	Eficiência	37	%

3.4 Sobreposição dos dados

A estabilidade na produção energética em cada uma das situações, e para cada um dos acoplamentos possíveis, foi determinada de acordo com a variação da produção média dos dispositivos. Isto é, quanto menor for a variação da potência extraída ao longo do período considerado, mais estável será a produção energética do sistema híbrido e vice-versa, quanto maior for a variação da potência extraída, menos estável será a produção energética. O cálculo na determinação da estabilidade foi feito, então, a partir da diferença entre os valores médios máximos e mínimos para cada uma das situações apresentadas.

É de destacar que, devido ao facto da potência produzida por uma turbina eólica, ou por um CEO é muito superior à de apenas um painel fotovoltaico, foram utilizados os números de painéis fotovoltaicos na instalação que representam uma maior estabilidade para cada uma das diferentes situações apresentadas, obtidos através do *Solver*¹. Enfatiza-se que em alguns casos, o número de painéis ideal é indicado, pelo *Solver*, como igual a zero, o que significa que há um número máximo de painéis que se pode instalar no respetivo sistema para que este não seja menos estável do que quando as turbinas eólicas ou os CEOs estão a operar de forma individual. Nota-se que quando menos painéis forem instalados, mais estável é a produção. Este número máximo de painéis será, também,

¹Segundo o *Website* de Suporte da Microsoft é "um suplemento do Microsoft Excel que pode ser utilizado para realizar análise de hipóteses, onde pode se encontrar um valor otimizado (máximo ou mínimo) para uma fórmula numa célula, chamada de célula de objetivo, sujeita a restrições ou limites [...]".

calculado a partir do *Solver* com base na comparação da estabilidade apresentada pelo sistema acoplado e pelos sistemas individuais.

Já em relação ao número de turbinas eólicas a utilizar, este foi considerado igual a um neste capítulo, uma vez que o *layout* do sistema só será determinado no Capítulo 4. Por outro lado, serão utilizados 3 CEOs, ou múltiplos de três, uma vez que se viu no Capítulo 2, nomeadamente na Secção 2.1.3, que a utilização de dispositivos CEO dispostos 3 a 3 em formato triangular, com uma plataforma de mesma forma no centro é benéfico para a produção, no sentido em que apresenta um comportamento construtivo.

3.4.1 Análise mensal ao longo de um ano

3.4.1.1 Localização 1

As Figuras 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6 mostram a potência extraída por cada um dos dispositivos nos diferentes acoplamentos, assim como a potência média, para a localização 1, em função dos meses ao longo de um ano, relativamente ao acoplamento dos painéis fotovoltaicos e CEOs, dos painéis e turbinas eólicas, das turbinas eólicas e CEOs e, por último, dos três dispositivos estudados, respetivamente.

Nesta análise determinou-se, a partir do *Solver*, o número de painéis fotovoltaicos que corresponde à maior estabilidade na produção energética. Visto isso, no acoplamento dos painéis e dispositivos do tipo CEO deve-se instalar 37 600 painéis, já com a turbina eólica, deverão ser acoplados 3 386 painéis e, ao acoplar todos os três dispositivos em um único sistema, a quantidade ideal de painéis é de 31 832. Assim, é possível observar que a potência extraída por 37 600 painéis fotovoltaicos tem um máximo de 5 493,1 kW no mês de julho e um mínimo de 1 509,3 kW em dezembro, pelos 3 386 painéis, um máximo de 494,7 kW, também em julho, e 135,9 kW em dezembro e, pelos 31 832 painéis, um máximo de 4 650,5 kW e um mínimo de 1 277,8 kW, nos mesmos meses. Já a potência extraída por uma turbina eólica tem um máximo de 2 344,6 kW em novembro e um mínimo de 298,2 kW no mês de fevereiro. Enquanto para os três CEOs a potência máxima extraída é de 5 009,1 kW em janeiro e a mínima é de 242 kW no mês de agosto.

Ao comparar os quatro gráficos é possível afirmar que, para a localização 1 e a nível anual, o acoplamento que mostra-se como o mais estável do ponto de vista do fornecimento energético é da turbina eólica, os painéis fotovoltaicos e os dispositivos do tipo CEOs, onde a média entre eles possui um máximo de 2 310,5 kW, em novembro e um mínimo de 1 510,3 kW, em outubro, enquanto que o menos estável será o da turbina eólica com os CEOs, com um valor máximo de média igual a 2 687,8 kW em janeiro, e mínimo de 309,4 kW, em julho, resultado expectável, visto as ondas serem afetadas diretamente pelo vento. Há de se considerar também o acoplamento entre os painéis fotovoltaicos e os dispositivos do tipo CEO, o qual apresenta uma média variável entre os 1 256,2 kW e os 260,6 kW.

3.4. SOBREPOSIÇÃO DOS DADOS

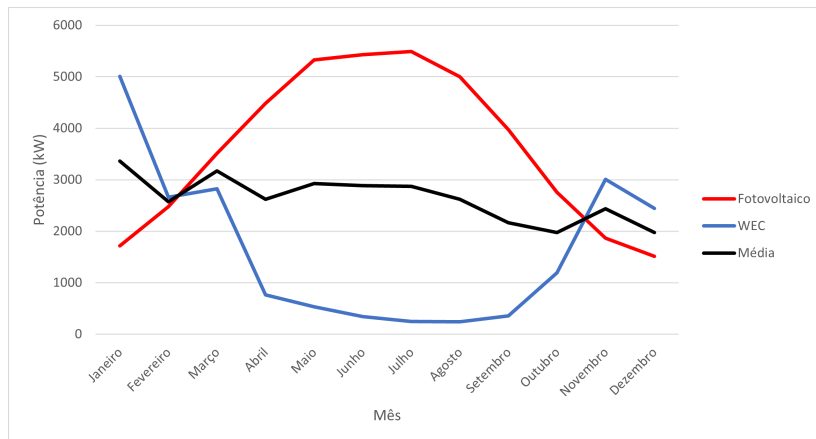


Figura 3.3: Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 1 de 37 600 painéis fotovoltaicos, 3 CEOs e a sua média.

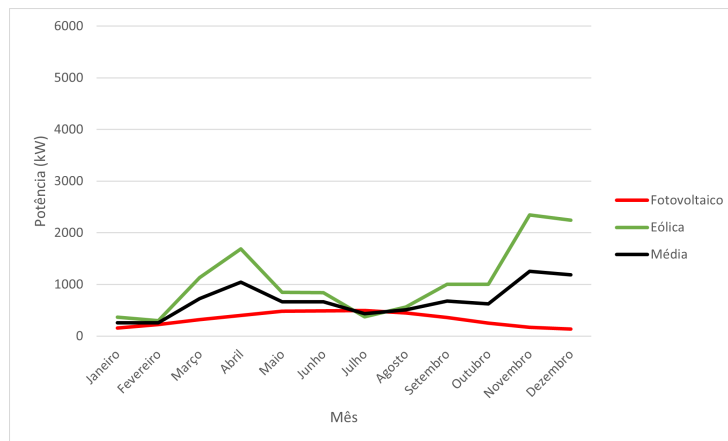


Figura 3.4: Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 1 de 3 386 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e a sua média.

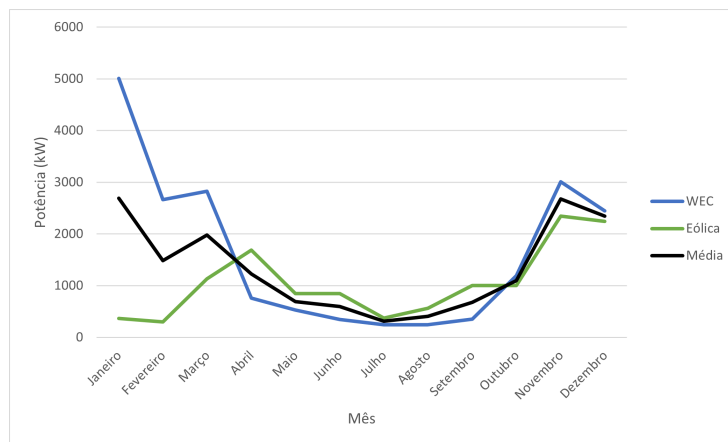


Figura 3.5: Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 1 de 1 turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.

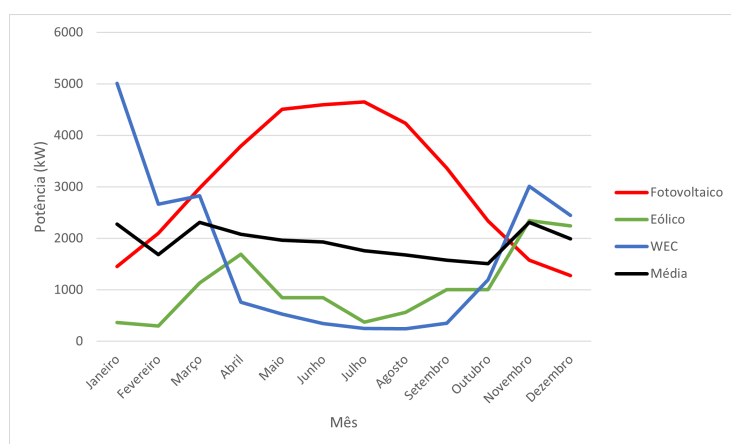


Figura 3.6: Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 1 de 31 832 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.

3.4.1.2 Localização 2

Nas Figuras 3.9, 3.7, 3.8 e 3.10 apresentam-se as potências extraídas por cada um dos dispositivos, assim como a potência média para a localização 2, em função dos meses ao longo de um ano, relativamente ao acoplamento dos painéis fotovoltaicos e CEOs, dos painéis e turbinas eólicas, das turbinas eólicas e CEOs e, por último, acoplamento dos três dispositivos considerados, respetivamente.

Nesta análise determinou-se, com recurso ao *Solver*, o número de painéis fotovoltaicos que corresponde à maior estabilidade na produção energética. No acoplamento dos painéis e dispositivos do tipo CEO deverão ser instalados 10 664 painéis fotovoltaicos, 899 painéis quando acoplados com turbinas eólicas e, no máximo, 28 700 painéis ao acoplar todos dispositivos considerados em um único sistema, sendo que, quando menos painéis forem instalados, maior a estabilidade apresentada pelo sistema. Assim, é possível observar que a potência extraída pelos 10 664 painéis fotovoltaicos tem um máximo no mês de julho de 1 760,9 kW e um mínimo em dezembro com um valor de 513,4 kW, pelos 899 painéis, tem um máximo de 148,5 kW e um mínimo de 43,3 kW e pelos 28 700 painéis, tem um máximo de 4 739,14 kW, e mínimo de 1 381,6 kW. A potência extraída pela turbina eólica tem um máximo em janeiro de 1 404,8 kW um mínimo de 132,8 kW no mês de outubro. Enquanto para os 3 CEOs a potência máxima extraída ocorre em fevereiro, com 2 127,6 kW e a mínima em agosto, com 173,4 kW.

Ao comparar os quatro gráficos é possível afirmar que, na localização 2, o acoplamento mais estável ao longo de um ano é entre as turbinas eólicas e os painéis fotovoltaicos, enquanto o menos estável será o das turbinas eólicas e os CEOs, onde as médias variam entre os 728 kW, em janeiro, e 104,4 kW, em outubro, e entre os 1 374,2 kW, em março, e 420,8 kW, em outubro, respetivamente. Destaca-se que o acoplamento de todos os dispositivos, onde uma maior estabilidade pode ser alcançada com um menor número de painéis, a utilização de zero painéis ainda é menos estável do que o sistema entre as turbinas eólicas e os 899 painéis fotovoltaicos.

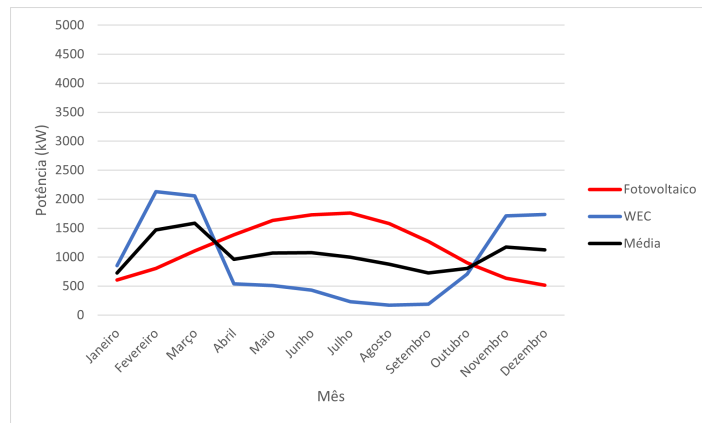


Figura 3.7: Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 2 de 10 664 painéis fotovoltaicos, 3 CEOs e a sua média.

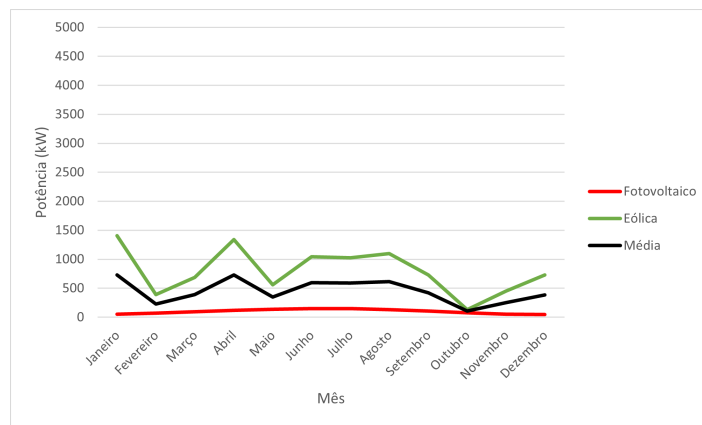


Figura 3.8: Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 2 de 899 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e a sua média.

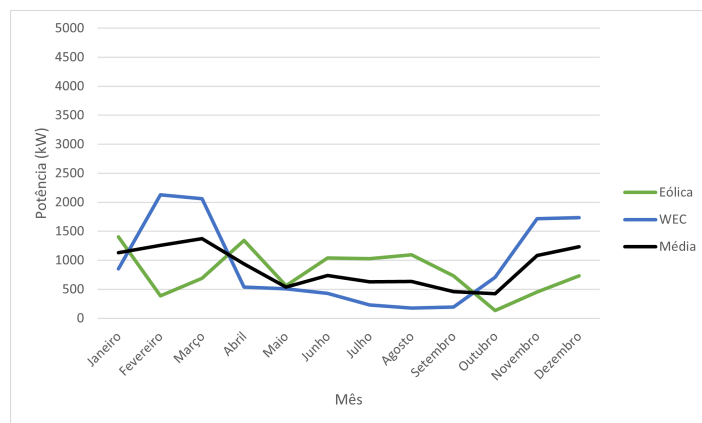


Figura 3.9: Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 2 de 1 turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.

3.4.2 Análise diária ao longo de um mês

Na análise diária ao longo de um mês foram obtidos os valores médios para cada um dos dias de todos os meses ao longo de um ano, sendo apresentados nas Figuras 3.11, 3.12,

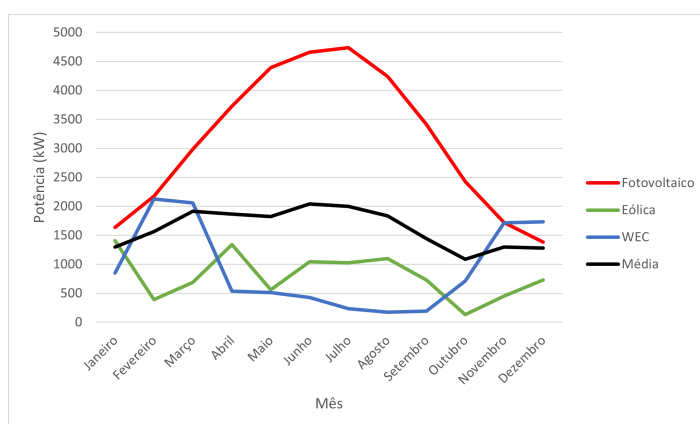


Figura 3.10: Potência extraída em função dos meses ao longo de um ano na localização 2 de 28 700 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.

3.13 e 3.14 para a localização 1, e nas Figuras 3.15, 3.16, 3.17 e 3.18 para a localização 2.

Destaca-se que, o número ideal de painéis utilizados na análise da localização 1 é igual a 0. No entanto, este pode chegar a 486 792 no acoplamento com dispositivos CEO, 241 659 no acoplamento com turbinas eólicas e 441 434 no acoplamento entre todos os dispositivos. Ao ultrapassar estes valores, a utilização de painéis fotovoltaicos deixa de aumentar a estabilidade do sistema relativamente à utilização de turbinas eólicas e CEOs de forma isolada.

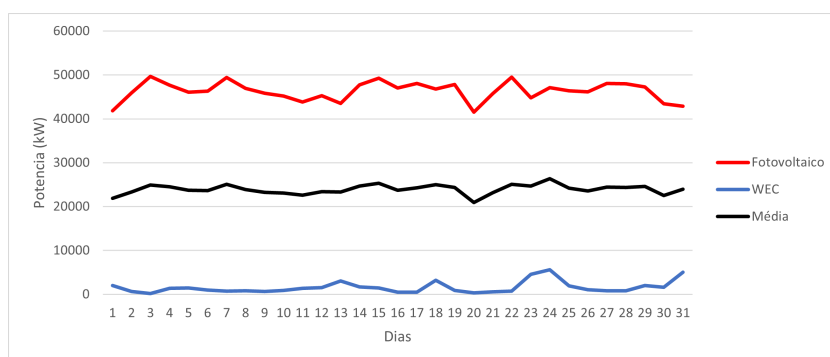


Figura 3.11: Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 1 de 486 792 painéis fotovoltaicos, 3 CEOs e a sua média.

Destaca-se que, o número ideal de painéis utilizados na análise da localização 1 é igual a 0. No entanto, este pode chegar a 6 580 549 no acoplamento com dispositivos CEO, 2 422 096 no acoplamento com turbinas eólicas e 4 508 490 no acoplamento entre todos os dispositivos. Ao ultrapassar estes valores, a utilização de painéis fotovoltaicos deixa de aumentar a estabilidade do sistema relativamente à utilização de turbinas eólicas e CEOs de forma isolada.

Relativamente à potência extraída pelos diferentes dispositivos em função dos dias ao longo de um mês, é possível observar que é relativamente constante quando se trata da produção pelos painéis fotovoltaicos. Isso se deve ao facto de não haver uma periodicidade da Terra ao redor do Sol ou do seu próprio eixo, no período de um mês. Conclui-se também

3.4. SOBREPOSIÇÃO DOS DADOS

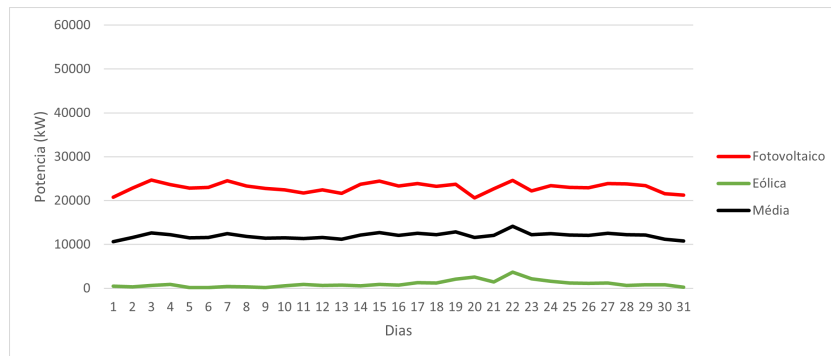


Figura 3.12: Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 1 de 241 659 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e a sua média.

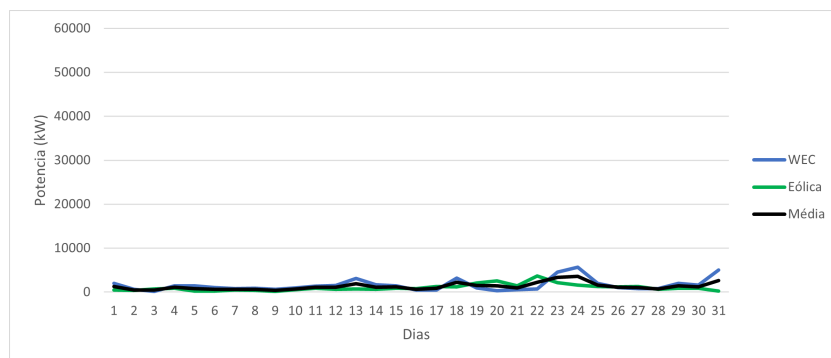


Figura 3.13: Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 1 de 1 turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.

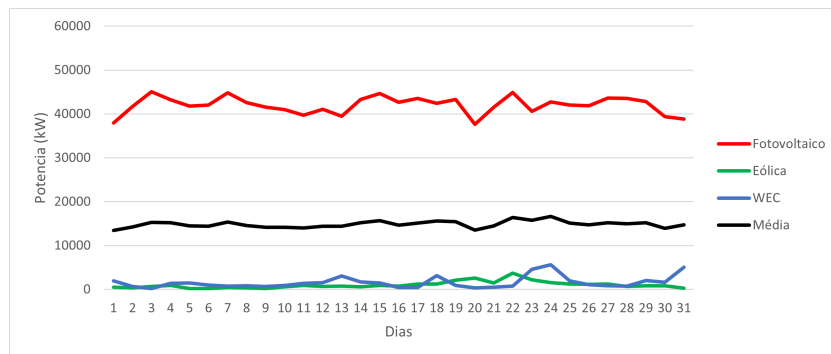


Figura 3.14: Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 1 de 441 434 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.

que, a partir dos mesmos gráficos e da análise realizada na plataforma *EXCEL*, estes valores não são significativos, uma vez que há uma elevada variabilidade ao longo de cada um dos meses. Assim, realizou-se uma nova análise diária, mas referente à cada um dos meses ao longo de um ano, para ambas localizações. Os gráficos referentes à cada uma das situações são apresentados em Anexo III.

Segundo a análise destes gráficos e, com os resultados obtidos a partir da utilização do *Solver*, chegou-se à conclusão de que, para a localização 1, em todos os meses ao longo de um ano, o acoplamento mais estável do ponto de vista da produção energética,

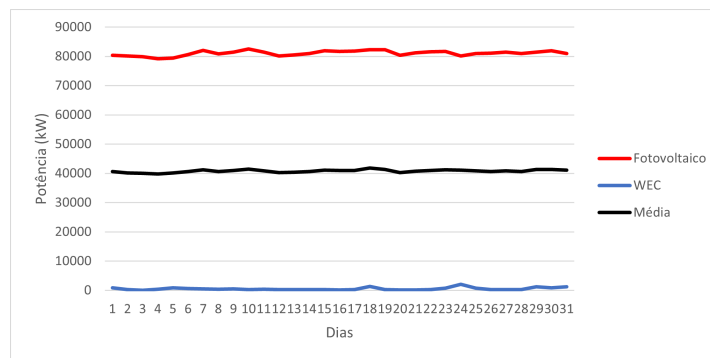


Figura 3.15: Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 2 de 6 580 549 painéis fotovoltaicos, 3 CEOs e a sua média.

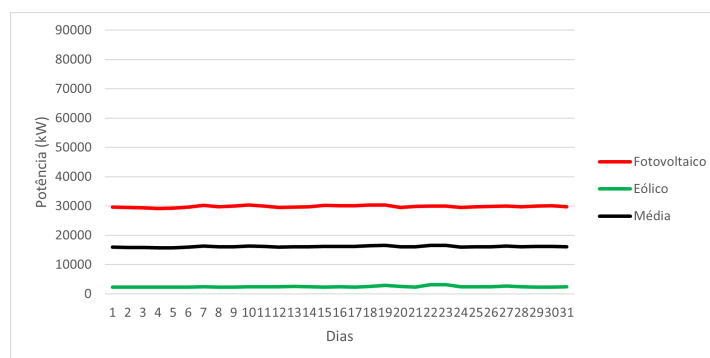


Figura 3.16: Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 2 de 2 422 096 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e a sua média.

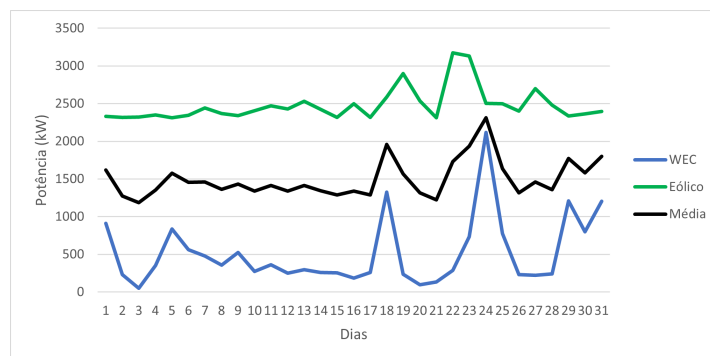


Figura 3.17: Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 2 de 1 turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.

é dos painéis fotovoltaicos e os dispositivos do tipo CEO e, que o menos estável é das turbinas eólicas e os CEOs. Desta forma é listado a seguir o número ideal, n_{ideal} , de painéis fotovoltaicos para cada um dos meses.

- Janeiro: $n_{ideal} = 2\ 875$;
- Fevereiro: $0 \geq n_{ideal} \geq 97\ 807$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;

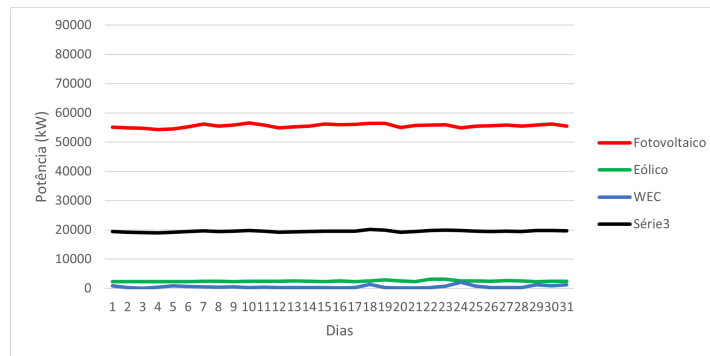


Figura 3.18: Potência extraída em função dos dias ao longo de um mês na localização 2 de 4 508 490 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.

- Março: $0 \geq n_{ideal} \geq 5\,025$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;
- Abril: $0 \geq n_{ideal} \geq 11\,126$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;
- Maio: $n_{ideal} = 22$;
- Junho: $n_{ideal} = 5\,551$;
- Julho: $0 \geq n_{ideal} \geq 4\,761$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;
- Agosto: $0 \geq n_{ideal} \geq 4\,843$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;
- Setembro: $0 \geq n_{ideal} \geq 18\,213$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;
- Outubro: $n_{ideal} = 2\,353$;
- Novembro: $0 \geq n_{ideal} \geq 39\,620$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;
- Dezembro: $0 \geq n_{ideal} \geq 74\,486$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;

Semelhante à localização 1, a localização 2 também apresenta como acoplamento mais e menos estável, respetivamente, em todos os meses de um ano, o dos painéis fotovoltaicos e dispositivos do tipo CEO e entre as turbinas eólicas e os CEOs. Desta forma é listado a seguir o número ideal, n_{ideal} , de painéis fotovoltaicos para cada um dos meses, na localização 2.

- Janeiro: $0 \geq n_{ideal} \geq 21\,466$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;

- Fevereiro: $0 \geq n_{ideal} \geq 53\,130$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;
- Março: $n_{ideal} = 4\,562$;
- Abril: $0 \geq n_{ideal} \geq 5\,902$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;
- Maio: $0 \geq n_{ideal} \geq 3\,917$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;
- Junho: $n_{ideal} = 795$;
- Julho: $0 \geq n_{ideal} \geq 26\,311$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;
- Agosto: $0 \geq n_{ideal} \geq 5\,725$, sendo que quanto mais próximo de 0 n_{ideal} for, mais estável é a produção de energia pelo sistema;
- Setembro: $n_{ideal} = 238$;
- Outubro: $n_{ideal} = 4\,678$;
- Novembro: $n_{ideal} = 2\,228$;
- Dezembro: $n_{ideal} = 20\,104$.

3.4.3 Análise horária ao longo de um dia

No estudo da potência extraída pelos vários dispositivos em função das horas ao longo de um dia, observa-se (nas Figuras 3.19 a 3.26) que não há uma grande variação na produção dos dispositivos CEOs, indicando semelhança com os painéis fotovoltaicos na análise diária ao longo dos meses, visto não há um ciclo das ondas no período considerado.

3.4.3.1 Localização 1

Nesta análise determinou-se, a partir do *Solver*, o número ideal de painéis fotovoltaicos a serem utilizados em cada um dos acoplamentos estudados, n_{ideal} sendo esses iguais a:

- $0 \geq n_{ideal} \geq 666$ no acoplamento com três dispositivos do tipo CEO;
- $n_{ideal} = 1\,262$ no acoplamento com uma turbina eólica;
- $n_{ideal} = 789$ no acoplamento com três dispositivos CEOs e uma turbina eólica.

Desta forma, a partir da análise dos gráficos ilustrados nas Figuras 3.19, 3.20, 3.21 e 3.22, conclui-se que o acoplamento possui uma maior estabilidade na produção energética é dos painéis fotovoltaicos e dispositivos do tipo CEO, o qual apresenta um valor máximo de média igual a 795,4 kW e mínimo igual a 618,5 kW. Por outro lado, o menos estável é das turbinas eólicas com os CEOs, cuja média varia entre os 1 196,4 kW e os 866,1 kW.

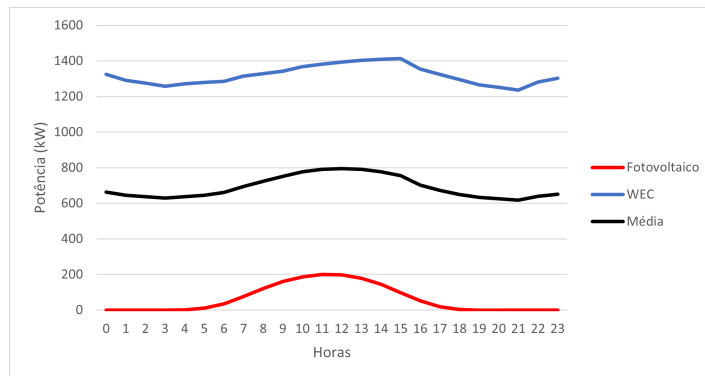


Figura 3.19: Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 1 de 666 painéis fotovoltaicos, 3 CEOs e a sua média.

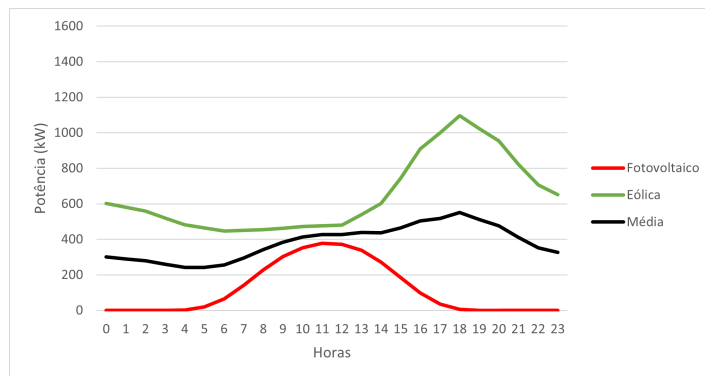


Figura 3.20: Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 1 de 1262 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e a sua média.

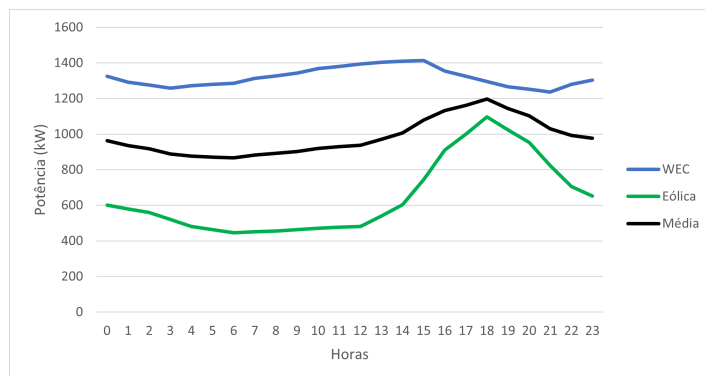


Figura 3.21: Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 1 de 1 turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.

3.4.3.2 Localização 2

Nesta análise, em semelhança à localização 2, determinou-se a partir do *Solver* o número ideal de painéis fotovoltaicos a serem utilizados em cada um dos acoplamentos estudados, n_{ideal} sendo esses iguais a:

- $n_{ideal} = 74$ no acoplamento com três dispositivos do tipo CEO;

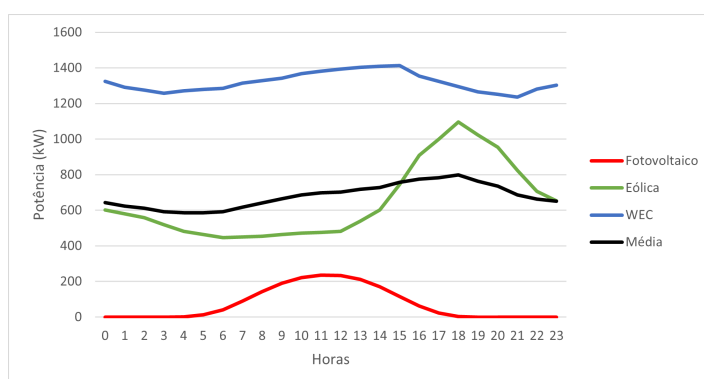


Figura 3.22: Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 1 de 789 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.

- $n_{ideal} = 274$ no acoplamento com uma turbina eólica;
- $n_{ideal} = 373$ no acoplamento com três dispositivos CEOs e uma turbina eólica.

A partir da análise das Figuras 3.23, 3.24, 3.25 e 3.26, concluiu-se que o acoplamento que possui uma maior estabilidade na produção energética é dos painéis fotovoltaicos e os dispositivos do tipo CEO, o qual apresenta uma variação de média entre os 190,5 kW e os 224,2 kW. Em relação ao acoplamento menos estável do ponto de vista da produção energética, este é composto por painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, cuja média apresenta um valor máximo de 1 329,72 kW e um valor mínimo de 1 165,58 kW.

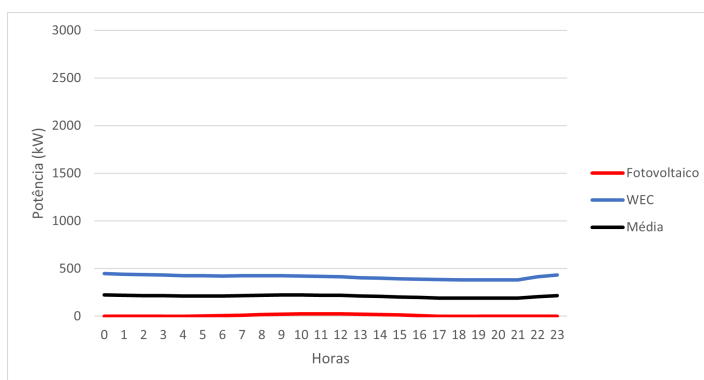


Figura 3.23: Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 2 de 74 painéis fotovoltaicos, 3 CEOs e a sua média.

Assim, com base nos resultados obtidos na presente Secção: Sobreposição de dados e, de acordo com as respetivas análises, o sistema híbrido composto por painéis fotovoltaicos e CEOs, é o que representa, na maioria dos casos apresentados, o mais estável do ponto de vista da produção energética. Para além deste sistema, o outro acoplamento que apresentou vantagens em muitas das situações apresentadas foi o sistema que combina os três dispositivos, nomeadamente, painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e CEOs. Apesar de não ser a opção com maior potencial do ponto de vista da estabilidade no fornecimento energético, também se mostra interessante no âmbito desta dissertação. Dessa forma, estes

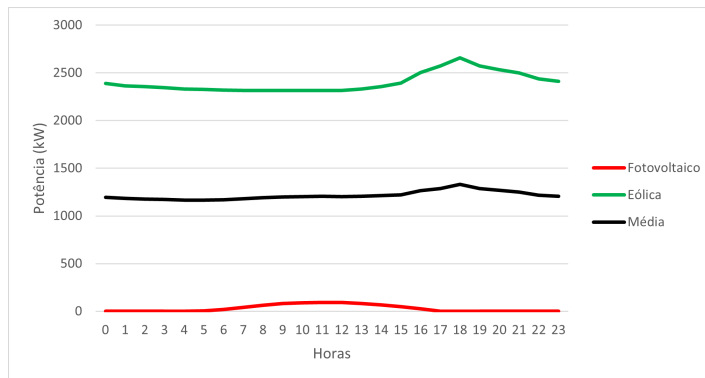


Figura 3.24: Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 2 de 274 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica e a sua média.

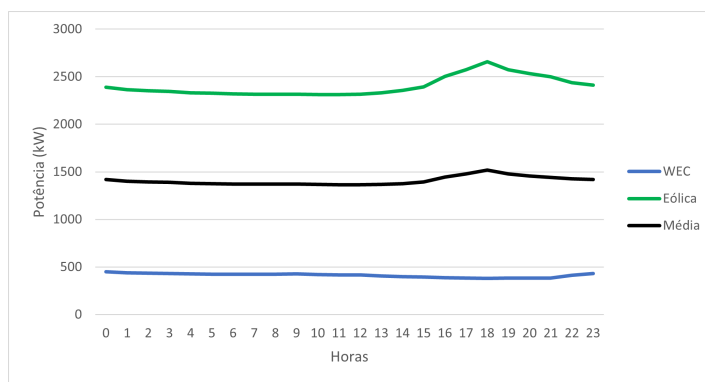


Figura 3.25: Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 2 de 1 turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.

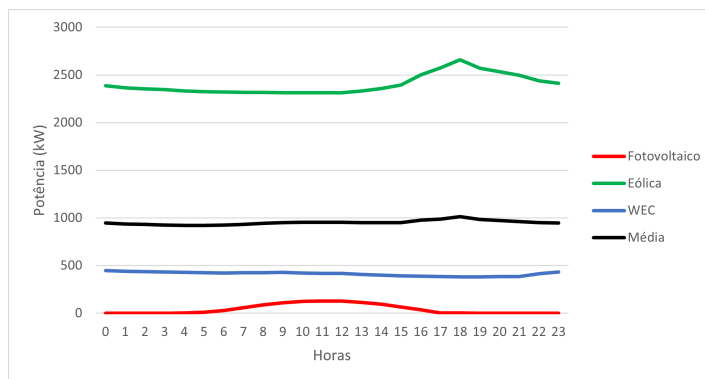


Figura 3.26: Potência extraída em função das horas ao longo de um dia na localização 2 de 373 painéis fotovoltaicos, uma turbina eólica, 3 CEOs e a sua média.

dois acoplamentos forma estudados nos Capítulos 4 e 5 para que fosse avaliada as suas viabilidades, tanto do ponto de vista tecnológico, como económico.

INTEGRAÇÃO DOS DIFERENTES SISTEMAS NUMA INSTALAÇÃO DE PRODUTORA DE ENERGIA

No presente capítulo será apresentado o estudo da viabilidade tecnológica dos acoplamentos entre dispositivos de conversão de energia *offshore*, ou seja, se é possível a ligação física entre eles, determinando, assim, o melhor *design* para o/os respetivos acoplamentos. Esta análise foi realizada nos sistemas híbridos que apresentaram uma maior estabilidade na produção energética ao longo de certo período, quando comparada com a produção dos mesmos dispositivos de forma isolada, de acordo com o Capítulo 3.

4.1 Acoplamento entre painéis fotovoltaicos e CEOs

4.1.1 Design

No estudo da viabilidade tecnológica do acoplamento entre painéis fotovoltaicos e dispositivos CEO, utilizou-se o *design* proposto por Chen et al. (2016) — explicado detalhadamente na Secção 2.1.3.

Neste acoplamento, os CEOs — *Pitch and Surge Frog* — formam um triângulo equilátero, de maneira que haja um ângulo de 90° com a direção das ondas. A distância entre eles é igual a cinco vezes o seu diâmetro, ou seja, $80\text{ m} = 5 \times 16\text{ m}$ (como referido na Secção 3.3.3). No espaço existente entre estes equipamentos, está prevista uma plataforma, que acompanhará o formato triangular formado pelos CEOs, a qual terá dimensões proporcionais à ϵ (dimensão da plataforma existente no centro do triângulo formado pelos dispositivos CEO), calculado pela Equação (2.10). Assim, uma vez calculado o raio da circunferência formada pelos dispositivos CEO (igual a $46,19\text{ m}$) e visto a relação entre o raio da circunferência formada pela plataforma de instalação dos painéis fotovoltaicos e este ter de ser igual a $2/3$ para que a plataforma possua um comportamento construtivo relativamente à produção de energia elétrica a partir das ondas, $r_{WEC} = 30,79\text{ m}$. Efetuando os cálculos necessários, chega-se à conclusão de que a área disponível para instalação dos

CAPÍTULO 4. INTEGRAÇÃO DOS DIFERENTES SISTEMAS NUMA INSTALAÇÃO DE PRODUTORA DE ENERGIA

painéis fotovoltaicos é igual a $1\,231\text{ m}^2$. Ao ser considerada apenas a área disponível, e sabendo que cada painel possui $2,36\text{ m}^2$ — dimensões fornecidas pela Ficha Técnica do painel ($2,09\text{ m} \times 1,13\text{ m}$), a cada três CEOs poderiam ser instalados 517 painéis.

No entanto é preciso ter em consideração o efeito do sombreamento dos painéis causado pela própria instalação, para além do facto de o formato triangular da plataforma ser prejudicial à instalação, no sentido em que reduz a área útil de suporte dos painéis. Assim, foram realizados cálculos de forma a perceber qual a área ocupada por cada painel, assim como a área realmente disponível para a instalação dos mesmos. Para este efeito teve-se como base a Figura 4.1, onde h é igual à altura de um painel fotovoltaico, $d1$ é a altura do painel inclinado, $d2$ é o espaçamento entre $d1$ e a implementação de uma nova fileira de painéis, d é igual à distância total de instalação entre uma fileira de painel fotovoltaico e outra e ϕ é o ângulo entre a radiação incidente na superfície terrestre e a própria superfície. Os valores obtidos para cada um destes parâmetros estão listados a seguir, assim como o número total de painéis que é possível instalar, de acordo com a localização e com a orientação dos painéis - vertical ou horizontal. Segundo Nfaoui e El-Hami (2018), o valor de τ , apesar de não ser exatamente igual à latitude do local de instalação, varia $\pm 5^\circ$, de acordo com a altura do Sol ao longo do ano, portanto será considerado o valor do ângulo do local da instalação, igual a 39° para a localização 1 e a 36° para a localização 2. Já em relação ao ângulo ϕ , este será considerado como $23,45^\circ$, ângulo correspondente ao dia em que o Sol se encontra mais baixo, de forma a possuir um sistema penalizador.

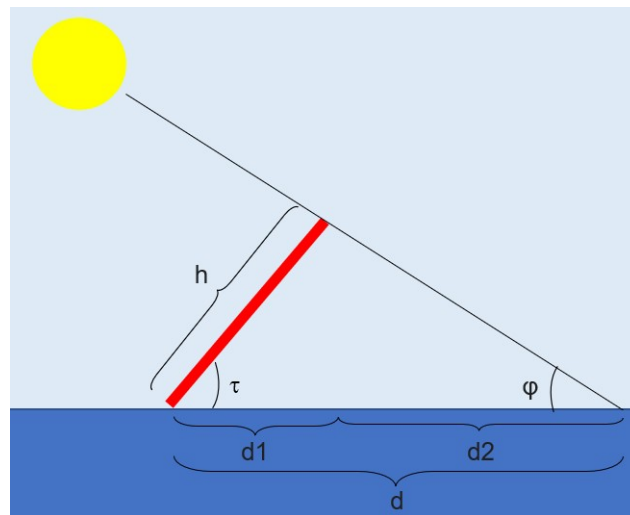


Figura 4.1: Esquema, fora de escala, representativo do sombreamento entre painéis.

- Localização 1, disposição vertical dos painéis: $\tau = 39^\circ$; $h = 2,1\text{ m}$; $d1 = 1,7\text{ m}$; $d2 = 3,0\text{ m}$; área ocupada por um painel = $4,7 \times 1,1\text{ m}^2$; número máximo de painéis instalados = 234;
- Localização 1, disposição horizontal dos painéis: $\tau = 39^\circ$; $h = 1,1\text{ m}$; $d1 = 0,9\text{ m}$; $d2$

= 0,4 m; área ocupada por um painel = $1,3 \times 2,092 \text{ m}^2$; número máximo de painéis instalados = 421;

- Localização 2, disposição vertical dos painéis: $\tau = 36^\circ$; $h = 2,1 \text{ m}$; $d1 = 1,7 \text{ m}$; $d2 = 2,9 \text{ m}$; área ocupada por um painel = $4,5 \times 1,1 \text{ m}^2$; número máximo de painéis instalados = 230;
- Localização 2, disposição horizontal dos painéis: $\tau = 36^\circ$; $h = 1,1 \text{ m}$; $d1 = 0,9 \text{ m}$; $d2 = 0,3 \text{ m}$; área ocupada por um painel = $1,2 \times 2,1 \text{ m}^2$; número máximo de painéis instalados = 431.

Foram desenvolvidos então, quatro esquemas de forma a ilustrar a instalação de um sistema acoplado entre painéis fotovoltaicos e CEOs. A Figura 4.2, corresponde à apenas uma das situações, nomeadamente a instalação na Localização 1, com os painéis instalados de forma vertical, cuja escala está representada na própria figura. Os quatro esquemas estão, ainda, apresentados no Anexo II.

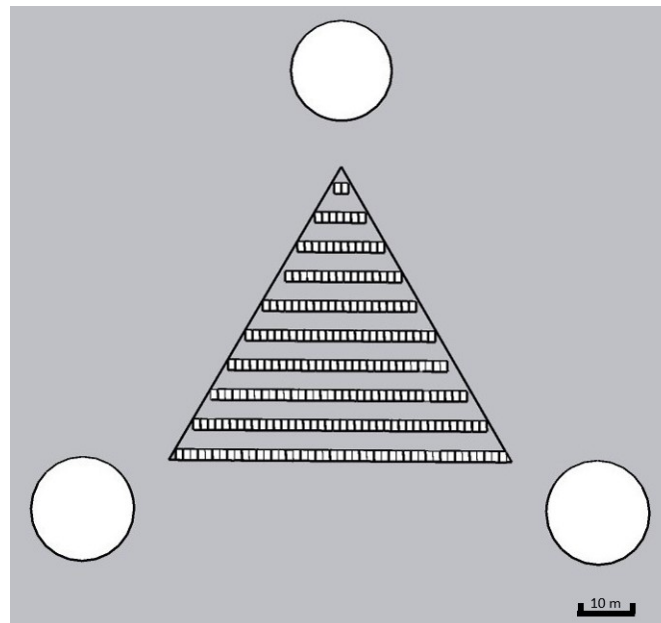


Figura 4.2: Esquema representativo do acoplamento entre painéis fotovoltaicos e dispositivos do tipo CEO na localização 1, com os painéis orientados verticalmente.

A partir dos números obtidos relativos à quantidade máxima de painéis que podem ser instalados de acordo com a área disponível e com a área total ocupada por um painel - levando em consideração o efeito causado pelo sombreamento — foram utilizados os dados obtidos na Secção 3.4 para determinar qual das quatro situações listadas anteriormente apresentam o número de painéis que representa uma maior estabilidade na produção energética, ao serem acoplados à dispositivos do tipo CEO. Chegou-se então, à conclusão de que para a localização 1, o número de painéis mais adequado é igual a 421, enquanto para a localização 2, é igual a 431, na análise anual. No entanto, nas análises realizadas individualmente para cada um dos meses, o *layout* que apresenta uma maior estabilidade,

na maioria dos casos, é o composto por um menor número de painéis fotovoltaicos, sendo escolhidos, então, os números de painéis fotovoltaicos a serem instalados iguais a 234 e a 230, para a primeira e segunda localização, respetivamente. Observou-se ainda que entre as duas localizações estudadas, a que se apresenta como mais estável quando instalado o sistema híbrido composto por painéis fotovoltaicos e dispositivos CEO é a localização 2.

4.1.2 Cablagens

Na instalação de um sistema híbrido entre painéis fotovoltaicos e dispositivos do tipo CEO devem ser considerados três tipos principais de cabos: de formação de *strings* entre os painéis, de amarração e de transmissão de potência à subestação *onshore*. Todos os tipos de cabos listados acima já são utilizados na instalação de parques energéticos *offshore* que contam com apenas um tipo de dispositivo. No entanto, quando os mesmos são acoplados, alguns cabos podem ser aproveitados de forma a serem úteis aos dois dispositivos, havendo, assim, uma poupança a nível de materiais e, consequentemente, a nível financeiro.

Em 2.1.2 viu-se que as *strings* representam o conjunto de painéis fotovoltaicos ligados em série através de cabos transmissores de tensão e de corrente. Os cabos de formação de *strings*, quando ligam os painéis fotovoltaicos em série, possuem uma tensão igual a soma das tensões individuais de cada um dos painéis. Já quando os painéis estão em paralelo, o que aumenta proporcionalmente ao número de painéis é a corrente, mantendo-se o valor da tensão de apenas um painel ao longo de toda a *string*. Desta forma, é necessário determinar qual o número máximo e mínimo de painéis por *string*, de acordo com as características dos módulos, nomeadamente a tensão de máxima potência, U_{MPP} , a tensão em vazio U_{oc} e a corrente em curto-circuito, I_{SC} . Para além disso, também são necessárias algumas características do inversor a ser instalado: a gama de tensão (entre $U_{min,MPP}$ e $U_{max,MPP}$), a máxima tensão de entrada, $U_{max,inv}$, e a máxima corrente de entrada, $I_{max,inv}$. Para este efeito, escolheu-se um inversor com base nas condições apresentadas na Equação (4.1), onde P_{FV} é a potência de pico dos painéis fotovoltaicos, em kW, e $P_{Inversor}$ é a potência de pico necessária do inversor, em kW.

$$70\% \times P_{FV} \leq P_{Inversor} \leq 120\% \times P_{FV} \quad (4.1)$$

Visto a potência nominal instalada dos painéis fotovoltaicos, na localização 2, ser igual a 117 MW, a potência nominal do inversor — ao utilizar a Equação 4.1 — deve variar entre 82 110 kW e 140 760 kW. Assim, o inversor solar escolhido foi o *Huawei2000-100KTL-M1* (cuja Ficha Técnica encontra-se em Anexo IV) de potência nominal (a 230 V e 50 Hz) igual a 100 kW, rendimento máximo de 98,8% e de dimensões iguais a 1 030 × 700 × 365 mm.

O número mínimo, M_{min} , e máximo M_{max} de módulos por *string* é determinado — em função das características do painel e do inversor escolhido — pelas Equações (4.2) e (4.3), respetivamente. Já o número máximo de *strings* em paralelo, $N_{strings}$, é determinada pela Equação (4.4).

$$M_{min} = \frac{U_{min,MPP}}{U_{MPP}(70^{\circ}C)} \quad (4.2)$$

$$M_{max} = \frac{U_{max,MPP}}{U_{MPP}(0^{\circ}C)} \quad (4.3)$$

$$N_{strings} = \frac{I_{max,inv}}{I_{SC}} \quad (4.4)$$

Assim sendo, a matriz fotovoltaica contará com 9 *strings* e 25 painéis por *string*, satisfazendo as restrições apresentadas anteriormente e número máximo de painéis determinados para esta situação.

Nas proximidades da localização 2, é possível listar 4 subestações de transmissão de potência, as quais podem ser utilizadas na ligação *onshore*: Lagos, Silves e Portimão, cujas distâncias à instalação a ser estudada são, aproximadamente, iguais a 22 km onde 2,5 km são *onshore*, 32 km onde 9 km são *onshore* e 42 km onde 11 km são *onshore*, respetivamente. Nestas subestações, os cabos podem transmitir potência em duas tensões diferentes, sendo igual a 220 kV em Lagos e 400 kV em Silves e em Portimão (E-REDES, 2020). No entanto, é mais viável economicamente, a utilização de 2 cabos, em paralelo, de 220 kV, cuja capacidade de transmissão de potência varia entre 400 e 600 MW (Nexans, 2023). Para além disso, os cabos de transmissão de potência, neste sistema híbrido, deverão ser individuais, ou seja, deverá haver um conjunto de cabos para transmitir a potência extraída pelos CEOs e outro para a potência obtida através dos painéis fotovoltaicos. Isto se deve ao facto de que a corrente que passará pelos cabos que ligam os CEOs à subestação é obtida de forma alternada — do inglês, *Alternating Current* (AC) — enquanto os painéis transmitem a corrente de forma contínua — do inglês, *Direct Current* (DC). Para que seja possível a utilização do mesmo conjunto de cabos pelos dois dispositivos, a plataforma de suporte dos painéis deveria suportar, ainda, os inversores necessários para a conversão da corrente DC em corrente AC.

A ligação dos cabos elétricos dos dispositivos do tipo CEO é, normalmente, feita através de um eixo, uma caixa que recebe a energia obtida pelo dispositivo e a envia até a subestação. Desta forma será, então, feita a ligação entre os três dispositivos que compõem o sistema híbrido: através do eixo. Este será instalado no centro da parte inferior da plataforma de suporte dos painéis fotovoltaicos e irá receber a energia proveniente dos três dispositivos, capaz de transmitir esta energia através de um único cabo até 2 m abaixo do leito marinho — profundidade usual neste tipo de instalações, como descrito na Secção 2.1.1 — e, de seguida, até a subestação. Os cabos de transmissão de energia dos painéis fotovoltaicos serão divergentes dos anteriores, no entanto, utilizarão o mesmo caminho abaixo do leito marinho, de forma a haver poupanças económicas.

Relativamente aos cabos de amarração, este será inserido apenas na plataforma, visto esta já estar conectada aos dispositivos CEOs através dos cabos de transmissão de potência. Este conjunto de cabos contará com nove amarrações — como normalmente ocorre para

este tipo de dispositivos — três para cada uma das arestas da forma triangular da plataforma, possuindo um comprimento ligeiramente superior à profundidade do oceano — como referido na Secção 2.1.3. Os cabos escolhidos para este efeito foram os *Mooring, Studless and Anchor Chain* fabricado pela *Haiwei* — <http://www.haiwei-chain.com/> — de grau CM690, visto este ser mais resistente a nível de tensão e a nível ambiental, sendo composto por aço inoxidável.

4.2 Acoplamento entre painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e CEOs

4.2.1 Design

A decisão do *layout* ideal para a instalação de um sistema híbrido entre três tipos de dispositivos diferentes de conversão de energia renovável — painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e CEOs — e respetiva análise de viabilidade tecnológica, terá tido como base o *design* em Anel, apresentado na Secção 2.1.1. Esta escolha foi feita com base no facto de que esta dissertação tem como objetivo o estudo do sistema mais estável do ponto de vista energético conferindo, conseqüentemente, uma segurança no fornecimento energético, mesmo que implique o aumento dos custos associados aos cabos de instalação.

Assim, serão previstas quatro turbinas, de forma a fechar o Anel, sendo que a distância entre cada uma delas deve ser igual a, como visto na Secção 2.1.1, sete vezes o diâmetro do rotor da turbina eólica escolhida, ou seja, 7×154 — Secção 3.3 — o que resulta numa distância igual a 1 078 m, sendo que, cada uma das turbinas estará instalada em uma plataforma flutuante, nomeadamente a *Tension-Leg Platform* (TLP), inserida no centro do triângulo formado por CEOs com iguais dimensões do acoplamento estudado anteriormente, na Secção 4.1.

No cálculo das dimensões da plataforma utilizada para a instalação dos painéis fotovoltaicos, teve-se em consideração a altura das turbinas eólicas, devido à sombra que podem causar nos painéis, interferido, assim, na sua produção energética. Assim, determinou-se a distância mínima que os painéis têm de estar das turbinas para que não haja efeito do sombreamento, como ilustra a Figura 4.3, onde H é a altura da turbina — 100 m de torre + 75 m de pá — chegando-se à conclusão de que as turbinas eólicas têm de estar afastadas dos painéis a uma distância mínima, D , de 403,43 m, resultando numa plataforma de forma quadrada e de área igual a $507,46 \times 507,46 \text{ m}^2$.

Calculou-se, ainda, a área ocupada por cada um dos painéis, tendo em vista o sombreamento que pode ocorrer entre eles, como mostra a Figura 4.1. Assim, foram obtidos os dados apresentados a seguir.

- Localização 1, disposição vertical dos painéis: $\tau = 39^\circ$; $h = 2,1 \text{ m}$; $d1 = 1,7 \text{ m}$; $d2 = 3,0 \text{ m}$; área ocupada por um painel = $4,7 \times 1,1 \text{ m}^2$; número máximo de painéis instalados = 48 356;

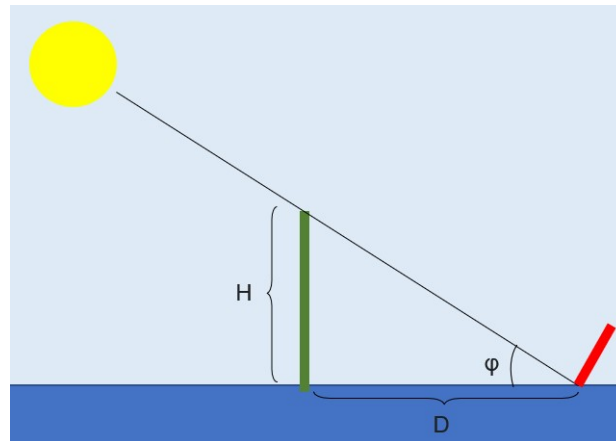


Figura 4.3: Esquema, fora de escala, representativo do sombreamento entre as turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos.

- Localização 1, disposição horizontal dos painéis: $\tau = 39^\circ$; $h = 1,1$ m; $d1 = 0,9$ m; $d2 = 0,4$ m; área ocupada por um painel = $1,8 \times 2,1$ m²; número máximo de painéis instalados = 96 242;
- Localização 2, disposição vertical dos painéis: $\tau = 36^\circ$; $h = 2,1$ m; $d1 = 1,7$ m; $d2 = 2,8$ m; área ocupada por um painel = $4,5 \times 1,1$ m²; número máximo de painéis instalados = 50 184;
- Localização 2, disposição horizontal dos painéis: $\tau = 36^\circ$; $h = 1,1$ m; $d1 = 0,9$ m; $d2 = 0,3$ m; área ocupada por um painel = $1,2 \times 2,1$ m²; número máximo de painéis instalados = 99 029.

A partir dos números obtidos relativos à quantidade máxima de painéis que podem ser instalados de acordo com a área disponível e com a área total ocupada pelo painel — levando em consideração o efeito causado pelo sombreamento — foram utilizados os dados obtidos na Secção 3.4 para determinar qual das quatro situações listadas anteriormente apresentam o número de painéis que representam uma maior estabilidade na produção energética, ao serem acoplados à dispositivos do tipo CEO e às turbinas eólicas. Chegou-se então, à conclusão de que para a localização 1, o número de painéis mais adequado é igual a 48 356, enquanto para a localização 2, é igual a 50 184, tanto na análise mensal, como nas análises diárias ao longo de cada um dos meses do ano. Assim, decidiu-se que o *design* que apresenta uma maior estabilidade é composto por painéis fotovoltaicos instalados horizontalmente. Observou-se, ainda, que dentre as duas localizações estudadas, a que se apresenta como mais estável quando instalado o sistema híbrido composto pelos três tipos de dispositivos é a localização 1.

4.2.2 Cablagens

Na instalação de um sistema híbrido entre painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e dispositivos do tipo CEO devem ser considerados, assim como no acoplamento anterior, três

tipos principais de cabos: de formação de *strings* entre os painéis, de amarração e de transmissão de potência à subestação *onshore*. Estes três tipos de cabos já são utilizados na instalação de parques energéticos *offshore* que contam com apenas um tipo de dispositivo. No entanto, quando os mesmos são acoplados, alguns cabos podem ser aproveitados de forma a serem úteis aos dois dispositivos, de forma a haver uma poupança a nível de materiais e, conseqüentemente, a nível financeiro.

Os cabos de formação de *strings*, quando ligam os painéis fotovoltaicos em série, possuem uma tensão igual a soma das tensões individuais de cada um dos painéis, já quando os painéis estão em paralelo, o que aumenta proporcionalmente ao número de painéis é a corrente, mantendo-se o valor da tensão de apenas um painel ao longo de toda a *string*. Desta forma, é necessário determinar qual o número máximo e mínimo de painéis por *string*, de acordo com as características dos módulos, nomeadamente a tensão de máxima potência, U_{MPP} , a tensão em vazio U_{oc} e a corrente em curto-circuito, I_{SC} . Para além disso, também são necessárias algumas características do inversor a ser instalado: a gama de tensão (entre $U_{min,MPP}$ e $U_{max,MPP}$), a máxima tensão de entrada, $U_{max,inv}$, e a máxima corrente de entrada, $I_{max,inv}$. Para este efeito, escolheu-se um inversor com base nas condições apresentadas na Equação (4.1), onde P_{FV} é a potência de pico dos painéis fotovoltaicos, em kW, e $P_{Inversor}$ é a potência de pico necessária do inversor, em kW.

Assim como na situação anterior, para ser possível determinar os cabos de formação de *strings*, é preciso escolher um inversor que mais se adequa aos requisitos da instalação, de forma que cumpra as condições apresentadas pela Equação (4.1). Visto a P_{FV} dos painéis previstos neste tipo de acoplamento na localização 1 ser igual a 24 661,6 kW, os inversores devem possuir uma potência nominal entre 17 263,1 e 29 593,9 kW, terão de ser utilizados quatro inversores *SC5000HV-MV* da marca *SUNGROW* — cuja Ficha Técnica se encontra no Anexo V — de potência nominal (a 1 500 V e 50 Hz) igual a 5 MW (resultando numa potência nominal de 20 MW), rendimento máximo de 98,8% e de dimensões iguais a 1 192 × 2 896 × 2 438 mm. Desta maneira, com a utilização das Equações (4.2), (4.3) e (4.4), definiu-se que cada matriz fotovoltaica — uma para cada um dos 4 inversores — deve contar com 400 *strings* e 30 painéis por *string*, satisfazendo as restrições apresentadas anteriormente e o número máximo de painéis determinados para esta situação, resultando num total de 48 000 painéis fotovoltaicos instalados.

Nas proximidades da localização 1, é possível listar 4 subestações de transmissão de potência, as quais podem ser utilizadas na ligação *onshore*: Lavos, Paraimo, Estarreja e Mourisca, cujas distâncias à instalação são, aproximadamente, iguais a 37 km, onde 6 são *onshore*, 49 km, onde 29 km são *onshore*, 50 km, onde 19 km são *onshore* e 60 km, onde 30 km são *onshore*, respetivamente. Nestas subestações, os cabos podem transmitir potência em 2 tensões diferentes, sendo igual a 400 kV nas duas primeiras e 220 kV nas duas seguintes (E-REDES, 2020). No entanto, é mais viável economicamente, a utilização de 2 cabos, em paralelo, de 220 kV, cuja capacidade de transmissão de potência varia entre 400 e 600 MW (Nexans, 2023). Para além disso, os cabos de transmissão de potência, para este sistema híbrido, poderão ser unidos, ou seja, os cabos necessários para que seja transmitida

a potência extraída pelos CEOs até a subestação *onshore* e os cabos de transmissão de potência das turbinas eólicas poderão ser os mesmos, uma vez que a corrente extraída dos dois dispositivos passa pelos cabos de forma AC. O conjunto de painéis fotovoltaicos, por outro lado, deverão possuir cabos de transmissão de potência próprios. Assim como no acoplamento entre dispositivos CEOs e painéis fotovoltaicos, de forma a ser possível a combinação entre os três conjuntos de cabos, a plataforma de suporte dos painéis deveria suportar, ainda, os inversores necessários para a conversão da corrente DC em corrente AC. No entanto, visto se tratar de uma exploração energética de maiores dimensões e devido, também, ao *layout* que este sistema apresenta, não é viável a junção de toda a energia produzida em apenas um cabo de transmissão.

Assim, visto ligação dos cabos elétricos dos dispositivos do tipo CEO ser normalmente, feita através de um eixo, uma caixa que recebe a energia obtida pelo dispositivo e a envia até a subestação, a ligação de cada uma das turbinas eólicas será, também, feita através deste mesmo eixo. Este será instalado, em semelhança à situação anterior, no centro da parte inferior da plataforma de suporte da turbina eólica e irá receber a energia proveniente dos três dispositivos mais da turbina eólica, capaz de transmitir esta energia através de um único cabo até 2 m abaixo do leito marinho — profundidade usual neste tipo de instalações, como descrito na Secção 2.1.1 — e, de seguida, até a próxima plataforma, de maneira que seja formado o *design* em Anel. Os cabos de transmissão de energia dos painéis fotovoltaicos serão divergentes dos anteriores, no entanto, utilizarão o mesmo caminho abaixo do leito marinho, de forma a haver poupanças económicas.

Relativamente aos cabos de amarração, este será inserido apenas nas plataformas — das turbinas eólicas e dos painéis fotovoltaicos — visto a primeira já estar conectada aos dispositivos CEO através dos cabos de transmissão de potência. O conjunto de cabos de cada uma das plataformas das turbinas eólicas contará com nove amarrações — como normalmente ocorre para este tipo de dispositivos — três para cada uma das três arestas da forma triangular da plataforma, possuindo um comprimento ligeiramente superior à profundidade do oceano, de forma que os cabos não toquem no leito marinho. Já para a plataforma dos painéis fotovoltaicos, calculou-se o número de cabos necessários, de forma proporcional à área e à quantidade de cabos utilizados na plataforma anterior, o qual chegou-se à conclusão de que deve ser igual a 1 884, resultando em 471 cabos em cada uma das quatro arestas da plataforma, considerando a utilização do mesmo tipo de cabo apresentado anteriormente.

4.3 Viabilidade tecnológica

A viabilidade tecnológica destes dois acoplamentos será feita com base no que já foi discutido até o momento, nomeadamente na Revisão do Estado da Arte (Capítulo 2) e na Integração dos Sistemas numa Instalação Produtora de Energia (Capítulo 4).

O primeiro acoplamento estudado, ou seja, o sistema composto por painéis fotovoltaicos e por dispositivos do tipo CEO, ambos dispositivos que ainda não apresentam maturidade

CAPÍTULO 4. INTEGRAÇÃO DOS DIFERENTES SISTEMAS NUMA INSTALAÇÃO DE PRODUTORA DE ENERGIA

tecnológica e, assim, ainda estão a ser estudados, testados e aperfeiçoados. Para além disso, é necessário ter em consideração o facto de que será necessária a passagem de dois cabos diferentes — um em AC e outro em DC — através do fundo oceânico.

Já em relação ao segundo acoplamento estudado, entre os painéis fotovoltaicos, os dispositivos CEOs e as turbinas eólicas, apesar de este também possuir dispositivos que não apresentam uma elevada maturidade tecnológica, é composto também por turbinas eólicas, dispositivos que já possuem uma relativa maturidade quando se trata de instalações *offshore* de produção de energia renovável. Deve-se ter em consideração, ainda, a profundidade de cada uma das instalações: enquanto a primeira localização conta com 265 m, a segunda está a apenas 124 m de profundidade, o que terá implicações na viabilidade e nos custos da instalação dos cabos de amarração.

Assim, o acoplamento entre dispositivos que é considerado como mais viável do ponto de vista tecnológico, dentre os estudados, é o entre as turbinas eólicas, os painéis fotovoltaicos e os dispositivos do tipo CEO, na localização 1, onde pode conectar-se à subestação *onshore* de Lavos, devido apresentar uma menor distância à instalação.

ANÁLISE ECONÓMICA

No seguinte capítulo apresenta-se a análise económica realizada com o objetivo de estudar a viabilidade financeira do sistema híbrido que se mostrou como viável do ponto de vista tecnológico no capítulo anterior (Capítulo 4). Esta foi feita com base nos investimentos iniciais e nos custos relativos à Operação e Manutenção (O&M) de todas as componentes do sistema. Estudou-se, ainda, a possibilidade de financiamento por parte da UE, visto tratar-se de um projeto com interesse para o cumprimento das metas de descarbonização estabelecidas.

A elaboração desta análise contou com elevado trabalho de revisão bibliográfica, onde foram obtidos, não só os custos relativos a cada uma das componentes do projeto, mas também as receitas anuais da instalação. É de destacar que, para este efeito, foram seguidas sugestões e consultados documentos fornecidos pela equipa financeira da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Neste estudo utilizou-se um período de análise igual a 22 anos, sendo que o primeiro ano é relativo aos estudos e licenças necessárias, ou seja, o período de investimentos iniciais e, o segundo ano possui custos associados à compra de equipamentos e instalação dos mesmos e, os 20 anos seguintes são relativos à fase de exploração energética do parque *offshore* — uma vez que grande parte das componentes do projeto possuem um tempo de vida igual a 20 anos.

5.1 Análise de *Cash-flow*

O primeiro passo desta análise foi a construção de um esquema de *Cash – flow* do projeto, calculado através da Equação (5.1), onde devem ser, inicialmente, determinados os custos totais anuais, o *Cash – out*, associados ao projeto. De seguida, foram calculadas as receitas obtidas com a venda da energia produzida, o *Cash – in*. Nas Secções 5.1.1 e 5.1.2 apresentam-se as diversas componentes que constituem o *Cash – out* e o *Cash – in*.

$$\text{Cash} - \text{flow} = (\text{Cash} - \text{in}) - (\text{Cash} - \text{out}) \quad (5.1)$$

Visto a elevada quantidade de parâmetros com uma variação significativa nos custos

que serão apresentados na Secção 5.1.1, foi feito um exercício de cenarização: uma situação levará em consideração os custos minimalistas, representando um cenário mais otimista, e outra é relativa aos custos maximalistas, uma situação mais pessimista. No entanto, de forma a ser considerada uma situação mais segura para o investidor, seria recomendável considerar exclusivamente os valores mais elevados. Estas duas análises de *Cash – flow* estão demonstradas no Anexo VI.

5.1.1 *Cash-out*

O *Cash – out* pode ser dividido em duas principais componentes: os custos de investimentos e os custos O&M. Os custos relativos ao investimento são feitos nos anos anteriores à fase de exploração do projeto e esporadicamente, nos anos em que haja a necessidade de substituição de cada um dos dispositivos utilizados. Por outro lado, os custos de O&M são anuais e relativos às manutenções necessárias para o bom funcionamento de cada um dos dispositivos, ao programa de monitorização de falhas dos equipamentos e, por último, ao controlo geral da instalação e da administração comercial.

Importa destacar que os valores utilizados e apresentados nesta Secção sofreram uma atualização face aos obtidos, visto não serem atuais. Para este efeito, utilizou-se a Equação (5.2), de atualização dos custos.

$$C_{n+N} = C_n \times (1 + D_{PIB})^N \quad (5.2)$$

Onde C_{n+N} é o valor atualizado a utilizar nos cálculos de *Cash – out*, C_n é o valor obtido a atualizar conforme as fontes bibliográficas, correspondente a um ano n , N é a diferença de anos entre os da referência bibliográfica e o presente (2023) e D_{PIB} é a taxa de deflação do PIB — um índice de preços correspondente ao rácio entre o PIB a preços correntes e o PIB a preços constantes.

A D_{PIB} foi obtida através da média de cada uma das D_{PIB} ao longo dos anos, cujos valores estão apresentados na Tabela 5.1 e foram obtidos através da plataforma Instituto Nacional de Estatística (INE) (https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpgid=ine_main&xpid=INE). A D_{PIB} de 2023 foi calculada a partir dos valores registados para os meses de janeiro, fevereiro, março e abril deste ano, iguais a 8,4%, 8,2%, 7,4% e 5,7% respetivamente.

Tabela 5.1: Valores da D_{PIB} desde 2014 até 2023.

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
D_{PIB} (%)	-0,3	0,5	0,6	1,4	1,0	0,5	0,3	1,3	7,8	7,43

Nesta Secção estão, então, apresentados os custos de cada uma das componentes que compõem o sistema acoplado estudado, obtidos através de fontes bibliográficas, de comunicações com especialistas, ou de contacto com fornecedores. Estão indicados, ainda, o tempo de vida de cada uma das componentes, de maneira que se perceba quais delas necessitam de substituição ao longo dos 20 anos da fase de exploração do projeto.

5.1.1.1 Turbinas Eólicas

O custo associado às turbinas eólicas, $Cust_{oWT}$ pode ser calculado através da potência instalada onde, segundo Laura e Vicente, (2014), o custo por W instalado era, aproximadamente, 1,2 €.

Em relação às fundações necessárias para suporte e flutuação das turbinas eólicas, os seus custos, $Cust_{ofund;WT}$, calculados em Laura e Vicente, (2014), são aproximados em 14,6 M€/turbina eólica instalada. É de se destacar que neste valor estão incluídos os custos de fabrico e de instalação dos dispositivos.

Segundo IRENA (2022), os custos relativos à O&M de um parque eólico *offshore* variam entre 62,4 €/(kW×ano) e 109,7 €/(kW×ano) — os valores foram convertidos de dólares para euros, sendo utilizada a taxa de câmbio do mês de junho de 2023. Verificou-se ainda (Steffen et al., 2020), que 85% deste custo é referente à manutenção e reparação das turbinas e do seu sistema, enquanto 15% é equivalente ao controlo e administração da instalação. Assim, os últimos não serão considerados no cálculo de O&M das turbinas, mas sim na Secção 5.1.1.6.

Para a instalação estudada e, após atualizar os valores necessários, os C_n , são apresentados, na Figura 5.1 os custos utilizados na análise de *Cash – flow* relativos às turbinas eólicas. Destaca-se que o custo relativo à O&M é anual e apresenta valores mínimos e máximos, de maneira que é indicado o seu custo minimizado e o maximizado.

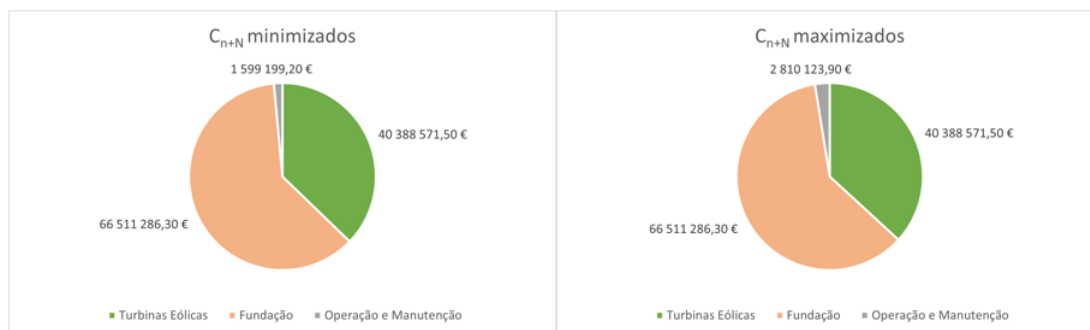


Figura 5.1: Valores dos C_{n+N} minimizados e maximizados relativos às turbinas eólicas.

As turbinas eólicas contam com, segundo Huang et al. (2017), um tempo de vida aproximado de 20 anos, não sendo necessária a sua substituição durante o período de exploração da instalação.

5.1.1.2 Painéis Fotovoltaicos

O custo associado aos painéis fotovoltaicos, $Cust_{oPV}$ foi calculado através do estudo de Cazzaniga et al. (2018), onde o custo por kWp instalado é na ordem dos 637,3 €. Já a plataforma flutuante do painel tem um custo aproximado de 81,9 €/painel — os valores foram convertidos de dólares para euros, sendo utilizada a taxa de câmbio do mês de junho de 2023. É de se considerar que estes valores são indicativos apenas do próprio

dispositivo, não levando em consideração os custos associados ao transporte do mesmo desde o seu país de fabrico à Portugal, ou custos de instalação.

Segundo IRENA (2022), os custos relativos à O&M de um parque fotovoltaico *offshore*, em 2020, na Europa, é aproximadamente igual a 9,1 €/kW×ano — os valores foram convertidos de dólares para euros, sendo utilizada a taxa de câmbio do mês de junho de 2023. Verificou-se ainda, em Steffen et al. (2020), que 72% deste custo é referente à manutenção e reparação das turbinas e do seu sistema, enquanto 28% é equivalente ao controlo e administração da instalação.

Para a instalação estudada e, após atualizar os valores necessários, os C_n , são apresentados, na Figura 5.2 os custos utilizados na análise de *Cash – flow* relativos aos painéis fotovoltaicos flutuantes. Destaca-se que os custos relativos à O&M são anuais.

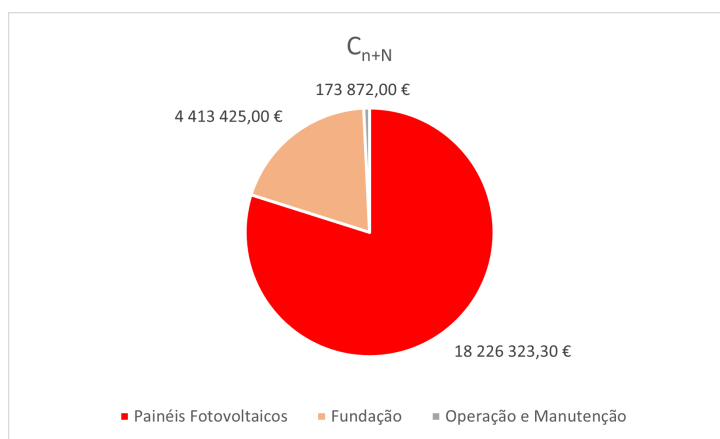


Figura 5.2: Valores dos C_{n+N} relativos aos painéis fotovoltaicos.

Os painéis fotovoltaicos flutuantes contam com, segundo Huang et al. (2017), um tempo de vida aproximado de 30 anos, não sendo necessária a sua substituição durante o período de exploração da instalação.

5.1.1.3 Dispositivos de conversão da energia das ondas

Os dispositivos do tipo CEO ainda apresentam uma baixa maturidade no mercado energético, no entanto, é possível estimar o seu custo. Segundo Kempener e Neumann (2014), os custos associados à estes dispositivos podem variar entre 330 a 630 €/MWh gerados, sendo que 22% deste valor corresponde ao dispositivo em si, 18% à instalação do mesmo, 17% de O&M, 6% são referentes aos cabos de transmissão de potência e de amarrações e, por fim, 5% está relacionado com as ligações necessárias à rede. É de se considerar que estes valores não incluem os custos associados ao transporte do dispositivo desde o seu país de fabrico à Portugal.

Para a instalação estudada e, após atualizar os valores necessários, os C_n , são apresentados, na Figura 5.3 os custos utilizados na análise de *Cash – flow* relativos aos dispositivos do tipo CEO. Destaca-se que o custo relativo à O&M é anual e apresenta valores mínimos e máximos, de maneira que é indicado o seu custo minimizado e o maximizado.



Figura 5.3: Valores dos C_{n+N} minimizados e maximizados relativos aos dispositivos CEO.

Os dispositivos do tipo CEO contam com, segundo Apolonia e Simas (2021), um tempo de vida aproximado de 20 anos, não sendo necessária a sua substituição durante o período de exploração da instalação.

5.1.1.4 Cabos

Relativamente aos custos dos cabos de transmissão de potência, após uma análise de estudos já realizados e através de uma comunicação oral de um especialista (Amaral, 2023), chegou-se à conclusão que pode ser feita uma aproximação do valor dos cabos de 220 kV utilizados onde, por km de cabo, o custo é da ordem de 1 000 000 €.

Assim, nessa instalação, a qual conta com equipamentos ligados à subestação de Lagos, cuja distância é igual de 22 km (como visto na Secção 4.2.2) o custo aproximado dos cabos de transmissão é igual a 22 000 000 €.

Para a obtenção dos custos relativos aos cabos de amarração, entrou-se em contacto com o fabricante, de forma que este pudesse estimar o custo de venda dos mesmos. Chegou-se, então, ao valor aproximado de 25 700 592 € — os valores foram convertidos de dólares para euros, sendo utilizada a taxa de câmbio do mês de junho de 2023.

É de se considerar que estes valores, para ambos os cabos, são indicativos apenas do próprio dispositivo, não levando em consideração os custos associados ao transporte do mesmo desde o seu país de fabrico à Portugal ou custos de instalação.

Os cabos de amarração e de transmissão de potência contam com, segundo Apolonia e Simas, (2021), um tempo de vida aproximado de 20 anos, não sendo necessária a sua substituição durante o período de exploração da instalação.

5.1.1.5 Inversores

O custo dos inversores, $Custo_{INV}$, foi obtido através de uma aproximação realizada em Delloso et al. (2021), onde o custo, por kVA nominal do inversor, é na ordem dos 841,0 € - os valores foram convertidos de dólares para euros, sendo utilizada a taxa de câmbio do mês de junho de 2023. É de se considerar que estes valores são indicativos apenas do próprio dispositivo, não levando em consideração os custos associados ao transporte do mesmo desde o seu país de fabrico à Portugal ou custos de instalação.

Para a instalação estudada e, após atualizar os valores necessários, os C_n , são apresentados, na Tabela 5.2 os custos utilizados na análise de *Cash – flow* relativos aos inversores.

Tabela 5.2: Valor do C_{n+N} relativo ao inversor.

Componente do <i>Cash – flow</i>	C_{n+N} (€)
Inversor	5 059 242,9

Os inversores contam com, segundo Sangwongwanich et al. (2017), um tempo de vida aproximado de 10 anos, sendo necessária a sua substituição durante o período de exploração da instalação, nomeadamente no ano 11 da análise de *Cash – flow*.

5.1.1.6 Controlo e Administração

Os custos de controlo e administração incluem o acompanhamento da performance do sistema, de maneira a detetar falhas de funcionamento dos equipamentos quando necessário, para além da administração comercial. Visto se tratar de um parque energético composto por três tecnologias diferentes, os custos de controlo e de administração do sistema acoplado serão inferiores à soma dos mesmos custos referentes à sua aplicação individual, uma vez que este parâmetro é comum à toda a instalação.

Como visto anteriormente, os custos associados ao controlo e à administração relativos ao parque eólico, assim como visto anteriormente, representa 15% do custo total das turbinas eólicas. Relativamente aos painéis fotovoltaicos, esta percentagem é igual a 28%. No entanto, para os CEOs, não foi possível encontrar valores representativos para este parâmetro.

O valor considerado para os custos de controlo e administração nesta dissertação será aproximado ao custo mais alto apresentado por cada uma das componentes, ou seja, das turbinas eólicas. Assim, este é igual a 262 248 €.

Para a instalação estudada e, após atualizar os valores necessários, os C_n , são apresentados, na Tabela 5.3 os custos utilizados na análise de *Cash – flow* relativos ao controlo e administração da instalação.

Tabela 5.3: Valor do C_{n+N} relativo ao Controlo e Administração.

Componente do <i>Cash – flow</i>	C_{n+N} (€)
Controlo e Administração	282 211,63 €

5.1.1.7 Estudos do Projeto

Na realização de um projeto, principalmente de grandes dimensões, como é o caso do estudado nesta dissertação, é necessário que seja efetuada uma série de estudos, de forma a validar a sua viabilidade e avaliar os impactes causados pelo mesmo. Para a instalação

de um parque energético *offshore* os principais estudos a serem realizados são (Portman et al., 2009 e Mordor Intelligence, 2022).

- Avaliação dos Recursos: avalia as condições ambientais para a produção energética, ou seja, no cenário estudado, avaliaria o potencial do vento, das ondas, da temperatura e da irradiância. É essencial para a determinação exata do local a ser escolhido e para uma aproximação da potencial de energia extraída pelos dispositivos. O seu custo pode variar, consoante a tecnologia e a metodologia, entre os 200 000,00 € e 500 000,00 €;
- Avaliação de Impactes Ambientais: avalia a situação da área de implantação do projeto, assim como a viabilidade da mesma para o efeito, para além de prever os possíveis impactes ambientais que possam ocorrer após a instalação. Esta contém, ainda, um guia de medidas de minimização e um breve programa de monitorização. O seu custo pode variar, de acordo com os requisitos regulamentares da zona de estudo, da localização e do âmbito do projeto, de 500 000,00 € aos 2 000 000,00 €;
- Levantamento Geotécnico: estuda as características físicas do fundo do mar, como o tipo, a profundidade e a composição do solo, utilizado para a escolha da fundação mais adequada para o projeto. O custo deste tipo de estudo varia entre os 1 000 000,00 € a 2 000 000,00 €, consoante a complexidade do local;
- Estudos de Engenharia: avaliam a viabilidade tecnológica do projeto, assim como a disposição dos diferentes dispositivos na área de instalação, os materiais a serem utilizados e a configuração elétrica e mecânica do sistema. O custo associado a este estudo é relativamente alto, entre os 2 000 000,00 € e 5 000 000,00 €, podendo variar de acordo com a complexidade do projeto e com a quantidade de profissionais envolvidos no mesmo.

Para a instalação estudada e, após atualizar os valores necessários, os C_n , são apresentados, na Figura 5.4 os custos utilizados na análise de *Cash-flow* relativos aos estudos do projeto. Destaca-se que estes custos apresentam valores mínimos e máximos, de maneira que é indicado o seu custo minimizado e o maximizado.

5.1.1.8 Programa de Monitorização

O programa de monitorização envolve uma regular coleta e análise de dados, assim como a elaboração de relatórios, de forma a garantir que o parque energético está a funcionar de forma segura, eficiente e de acordo com os regulamentos aplicáveis. Assim, alguns aspetos-chave de um programa de monitorização para este tipo de instalações são (Walker, 2018):

- Monitorização Ambiental;



Figura 5.4: Valores dos C_{n+N} minimizados e maximizados relativos aos estudos do projeto.

- Monitorização de Performance;
- Monitorização de Segurança;
- Monitorização das Estruturas;
- Monitorização do Cumprimento da Regulamentação.

Os custos associados ao programa de monitorização podem variar de acordo com as atividades da instalação, da localização, da duração da atividade e das tecnologias utilizadas no parque energético. No entanto, uma aproximação pode ser feita tendo como base Walker, (2018) onde, para uma instalação *offshore* com capacidade de transmitir uma potência de 100 MW à rede, este custo pode variar entre os 500 000,00 € e 2 500 000,00 € anuais.

Para a instalação estudada e, após atualizar os valores necessários, os C_n , são apresentados, na Tabela 5.4 os custos utilizados na análise de *Cash – flow* relativos a programa de monitorização. Destaca-se que estes custos apresentam valores mínimos e máximos, de maneira que é indicado o seu custo minimizado e o maximizado.

Tabela 5.4: Valores dos C_{n+N} relativos ao programa de monitorização.

Componente do <i>Cash – flow</i>	C_{n+N} minimizado (€)	C_{n+N} maximizado (€)
Programa de Monitorização	581 162,8	2 905 813,8

5.1.1.9 Licenciamento

De forma a obter o licenciamento necessário para a instalação, é necessário seguir uma série de etapas, sendo variáveis de acordo com o tipo de tarifa a ser cobrada: em regime de remuneração garantida ou regime geral de remuneração. No entanto, em ambos é necessária a obtenção de quatro licenças (Jesus et al., 2016):

- Título de utilização privativa de espaço marítimo nacional, o qual não apresenta custos associados em casos de projetos de aproveitamentos geológicos ou energéticos;

- Reserva da capacidade de injeção na rede, a qual apresenta um custo de 5 000 €/MW instalado;
- Licença de Produção, cujo custo associado está relacionado à apreciação do pedido de licenciamento pela Direção Geral da Energia e Geologia (DGEG);
- Licença de Exploração, cujo custo é correspondente à taxa administrativa, no valor de 250 €/ano de concessão.

Para a instalação estudada e, após atualizar os valores necessários, os C_{n+N} , são apresentados, na Figura 5.5 os custos utilizados na análise de *Cash-flow* relativos ao licenciamento. Destaca-se que estes custos apresentam valores mínimos e máximos, de maneira que é indicado o seu custo minimizado e o maximizado.

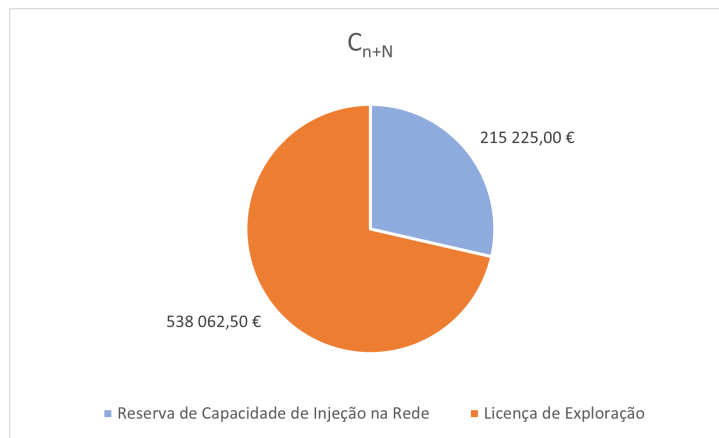


Figura 5.5: Valores dos C_{n+N} relativos às licenças.

5.1.2 *Cash-in*

Nesta secção são apresentadas as receitas a serem recebidas pelo produtor, caso o parque energético híbrido estudado viesse a ser instalado.

Um aspeto crucial a ser destacado nesta análise é o facto de ter sido considerada uma taxa de degradação anual dos dispositivos igual a 1% para todo o sistema acoplado, causando uma redução da produção energética. Calculou-se, ainda, o valor máximo para essa taxa de forma que o Valor Atualizado Líquido (VAL) permaneça positivo, sendo igual a 2,1% e 5,2%, a considerar os custos maximizados e os minimizados, respetivamente.

5.1.2.1 Receitas

No cálculo das receitas anuais que podem ser obtidas com a implantação deste sistema acoplado, é importante ter em consideração que há dois tipos de tarifas a quais a energia pode ser vendida à rede elétrica: regime de remuneração garantida (do inglês *Feed-in Tariff*), ou regime geral de remuneração, (do inglês, *Regular Tariff*).

A *Feed-in Tariff* fixa um valor, em €/kWh de energia de fontes renováveis produzida — ou seja, o produtor é pago a uma taxa fixa por todas as unidades de energia produzida durante um certo período — em Portugal este varia, normalmente, de 15 a 20 anos. Essa forma de tarifa surge para que seja incentivada a produção energética através de fontes renováveis, uma vez que oferece uma segurança ao produtor quanto às suas receitas. O valor médio recebido pelo produtor em regime de remuneração garantida varia de acordo com a tecnologia utilizada e a respetiva capacidade instalada (Mendonça et al., 2009). As diferentes tarifas para cada um dos dispositivos e, quando necessário, para as diferentes potências instaladas, estão apresentados na Tabela 5.5. Os valores utilizados na construção desta tabela foram retirados de ERSE, (2019), com exceção das tarifas relativas à produção a partir da energia das ondas, as quais foram retiradas de DGEG, (2007).

Tabela 5.5: Tarifas médias indicativas no regime de remuneração garantida (Adaptada de DGEG, (2007) e ERSE, (2019)).

Tecnologia	Potência Instalada	Tarifas Médias (€/MWh)
Eólica	Qualquer	150,6
Fotovoltaico	Qualquer	288,5
Ondas	Demonstração (≤ 4 MW)	260
	Pré comercial (≤ 20 MW)	191
	Comercial (primeiros 100 MW)	131
	Comercial (≤ 250 MW seguintes)	101
	Comercial (seguintes)	76

Em contraste, em *Regular Tariff* o produtor irá sofrer com as flutuações do mercado energético, de acordo com a oferta e com a procura do produto, vendendo a energia, então, a preço de mercado. Esse tipo de tarifa é concebido de forma a refletir diretamente os custos da produção energética, como de combustíveis, da disponibilidade de recursos e da hora e dia específicos nos quais a energia é consumida. Deve-se ter em conta, então, os ciclos de contagem da energia, podendo ser diário, onde todos os dias do ano possuem o mesmo período horário, ou semanal, onde os períodos horários diferem entre verão e inverno e, ainda, entre dias da semana e fins de semana (Ma et al., 2021).

A tarifa utilizada nesta análise económica será a *Feed-in Tariff*, visto essa ser a mais vantajosa ao produtor, principalmente em instalações semelhantes a este projeto. Assim, o cálculo da tarifa de venda da energia produzida foi efetuado através da média ponderada do valor de venda de cada uma das tecnologias utilizadas apresentado na Tabela 5.5. Esta média foi efetuada de acordo com a percentagem de contribuição para a produção energética final, sendo que os painéis fotovoltaicos contribuem com 36%, as turbinas eólicas com 46% e, por fim, os CEOs com 18%. O preço de venda obtido foi de 196,3 €/MWh. Visto a instalação contar com uma produção energética de, aproximadamente, 126 445,1 MWh anuais, as receitas totais são iguais a 24 816 026 €.

5.2 Custo Nivelado da Eletricidade

O LCOE é uma métrica da análise económica utilizada na comparação dos custos por unidade de energia produzida. Desta forma, os potenciais investidores são capazes de avaliar a competitividade do projeto relativamente ao mercado energético (Shen et al., 2020). Para o cálculo deste parâmetro utilizou-se, então, a Equação (2.25).

Os valores de LCOE obtidos, para cada um dos cenários estudados, ou seja, para os custos maximizados e minimizados de *Cash – out*, são iguais a 0,13 €/kWh e 0,1 €/kWh, respetivamente. Este valor pode ser comparado aos valores de LCOE apresentados pelos diferentes dispositivos quando são instalados de forma individual — demonstrados na Tabela 5.6 (IRENA, 2022, Vidović et al., 2023 e Kempener e Neumann, 2014). Os valores foram convertidos de dólares para euros, sendo utilizada a taxa de câmbio do mês de junho de 2023.

Tabela 5.6: Valores de LCOE para os dispositivos *offshore* estudados instalados individualmente e acoplados, nos dois cenários considerados (Adaptada de IRENA, (2022), Vidović et al., (2023) e Kempener e Neumann, (2014)).

Tecnologia	LCOE (€/kWh)
Turbinas eólicas <i>offshore</i>	0,069
Painéis fotovoltaicos flutuantes	0,042
Dispositivos do tipo CEO	0,44
Cenário - Custos maximizados	0,13
Cenário - Custos minimizados	0,1

Assim, conclui-se que os valores de LCOE obtidos são superiores ao LCOE apresentado por instalações compostas apenas de painéis fotovoltaicos ou de turbinas eólicas individualmente. Por outro lado, são consideravelmente inferiores à utilização isolada de dispositivos do tipo CEOs.

5.3 Valor Atualizado Líquido

O VAL é um parâmetro utilizado para a determinação da viabilidade do projeto através da soma dos *Cash-flows* atualizados de cada um dos anos da fase de exploração do projeto, ou seja, levando em consideração os valores que *Cash – out* e *Cash – in* podem apresentar no futuro. O cálculo do VAL é feito através da Equação (5.3) e, quanto maior for o valor obtido, mais viável, do ponto de vista económico, é o projeto. Destaca-se que, na Equação (5.3), CF_i é o *Cash-flow* no ano i . t_d se refere à taxa de desconto, a qual permite prever os valores de custos e receitas futuras com base nos valores atuais (Harrison, 2010). Neste estudo económico, a t_d foi considerada como igual a 4%, valor sugerido pela Comissão Europeia no Guia para Análise de Custo-Benefício de Projetos de Investimento (Sartori et al., 2014).

$$VAL = \sum_{n=0}^N \frac{CF_i}{(1 + t_d)^N} \quad (5.3)$$

O VAL deste projeto foi calculado a partir da plataforma *EXCEL*, com a Equação (5.4), obtendo-se o intervalo de valores entre 19 993 503 e 77 394 760 €, de acordo com a situação a ser considerada — cenário maximalistas e minimalista de custos, respetivamente. Uma vez que ambos os VAL calculados são positivos, pode-se afirmar que o projeto é viável do ponto de vista económico.

$$= VAL(taxa; valor1; [valor2]; ...) \quad (5.4)$$

5.4 Taxa Interna de Rentabilidade

Utilizada na determinação da rentabilidade de um projeto, a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) é calculada através da Equação (5.3), igualando o VAL a zero em função da t_d . Quanto mais elevada a TIR, mais rentável é o projeto e, conseqüentemente, mais interessante para o investidor (Lopes, 2012). Assim como o VAL, a TIR deste projeto foi calculada a partir da plataforma *EXCEL*, com a Equação (5.5), obtendo-se os valores de 9 e 5%, a considerar a situação mais otimista, ou seja, os custos minimalistas, e a situação mais pessimista, os custos maximalistas, respetivamente.

$$= TIR(valores; [estimativa]) \quad (5.5)$$

5.5 Período de Retorno do Investimento

Como o nome indica, o Período de Retorno do Investimento (PRI) é um parâmetro utilizado na determinação do ano no qual os custos despendidos sejam reembolsados através das receitas do projeto. Este é encarado como um indicador de atratividade do projeto e pode ser calculado através da Equação (5.7), com i igual a cada um dos anos da fase de construção e exploração do projeto (H. X. Li et al., 2021). Destaca-se que, para o cálculo do PRI, os valores de *Cash – flow* foram atualizados com a utilização da Equação (5.6).

$$Cash - flow_{atualizado} = \frac{Cash - flow}{(1 + t_d)^i} \quad (5.6)$$

$$PRI = \frac{\sum_{i=0}^{20} (Cash - out)}{\sum_{i=0}^{20} (Cash - in)} \quad (5.7)$$

O PRI calculado para a situação onde são considerados os custos maximalistas situa-se entre os 18 e os 19 anos, enquanto que para a situação oposta, este parâmetro tem o valor entre os 12 e os 13 anos. Os gráficos ilustrativos da evolução do *Cash – flow* atualizado acumulado ao longo dos anos para cada uma das situações estão apresentados na Figura 5.6.

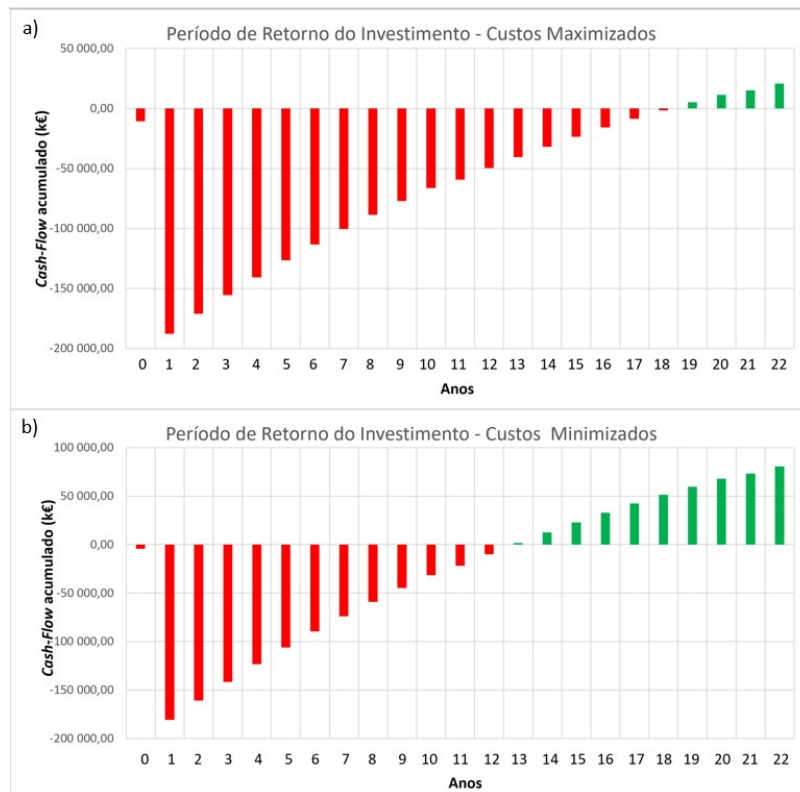


Figura 5.6: Evolução dos *Cash – flow* acumulados ao longo dos anos em cada uma das situações estudadas: a) valores máximos e b) valores mínimos.

5.6 CO₂_{eq} Evitados

De forma a valorizar o projeto do ponto de vista social, calculou-se a quantidade, em toneladas, de CO₂_{eq} evitada com a substituição da energia elétrica produzida por uma central termoelétrica pela energia produzida na instalação estudada. Para este cálculo, foram utilizados os valores de fatores de emissão na produção de energia elétrica apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7: Fatores de emissão para a produção de eletricidade, em ton CO₂_{eq}/MWh (Adaptada de APA (2022)).

Região	2020	Média de 2016 a 2020
Portugal Continental	0,175	0,257
Região Autónoma da Madeira	0,505	0,504
Região Autónoma dos Açores	0,435	0,452

O Fator de Emissão (FE), em ton CO₂_{eq}/MWh, é obtido a partir da Equação (5.8), onde E_{SEN} são as emissões do sistema electroprodutor nacional, em t CO₂_{eq}, e E_P é o total de eletricidade bruta produzida em todo o território nacional, em MWh. É de se considerar que o valor de E_{SEN} abrange, para além das emissões de CO₂, emissões de CH₄ e N₂O, os quais são convertidos em CO₂_{eq}. Esta conversão pode ser feita com a utilização do Potencial de Aquecimento Global (do inglês, *Global Warming Potential (GWP)*), o qual

é igual a 25 para o metano e 298 para o óxido nitroso — ou seja, 1 unidade de CH₄ e 1 de N₂O possuem o mesmo potencial de aquecer a Terra que 25 e 298 unidades de CO₂, respetivamente (APA, 2022). Ainda de acordo com APA (2022), os valores de E_{SEN} utilizados nos cálculos dos FEs apresentados são obtidos a partir da mesma metodologia utilizada pelo Inventário Nacional de Emissões e, assim, sustentam a submissão anual do Inventário da UNFCCC.

$$FE = \frac{E_{SEN}}{E_p} \quad (5.8)$$

Desta forma, para a instalação estudada, a qual produz cerca de 126 445,1 MWh de energia anualmente, obteve-se o valor de, aproximadamente, 22 127,9 toneladas de CO₂*eq* evitadas por ano.

5.7 Incentivos

Gerar em Portugal um ambiente dedicado à produção de energia a partir de fontes renováveis requer a criação de uma rede de incentivos nacionais e europeus devidamente elaborada, com participação de financiamento público, mas também atrativo ao investimento privado. Este deve ser feito de forma a otimizar a geração de valor na indústria nacional, garantindo o envolvimento português não só na fase da instalação dos projetos relativos à produção de energia renovável *offshore*, mas também na confeção de equipamentos e no desenvolvimento de propriedade industrial.

Uma breve descrição dos principais incentivos a nível nacional e europeu pode ser encontrada nas Secções 5.7.1 e 5.7.2 respetivamente. Estão apresentadas, ainda, na Secção 5.7.3, medidas e recomendações para que este tipo de projeto seja interessante para investidores privados. Por fim, os planos futuros de investimento delineados pelo governo português, nomeadamente até 2050, estão agrupados e consolidados na Secção 5.7.4.

5.7.1 Incentivos nacionais

- Financiamento de projetos de Investigação Científica e de Desenvolvimento Tecnológico (IC&DT) (<https://former.fct.pt/apoios/projectos/concursos/ICDT/index.phtml.pt>): lançado pela Fundação para a Ciência e Tecnologia (FCT), com periodicidade anual e com incentivo de até 250 000 €, tem como objetivo o financiamento de novas ideias em todas as áreas científicas que contribuam para o progresso a nível nacional. A desvantagem deste financiamento, no âmbito deste estudo, é o facto de não possuir uma vertente específica para energias renováveis, havendo concorrência com projetos de diferentes domínios científicos;
- Fundo Azul (<https://www.dgpm.mm.gov.pt/fundo-azul>): criado pelo Decreto-Lei nº16/2016, de 9 de março e com um financiamento de até 1 M€, tem o objetivo de incentivar financeiramente qualquer atividade relacionada à esfera marinha:

proteção e monitorização, desenvolvimento económico, investigação científica e aumento da segurança;

- Fundo Ambiental (<https://www.fundoambiental.pt/>): criado pelo Decreto-Lei nº42-A/2016, de 12 de agosto, sendo previsto um financiamento de 1 205 696 326 € para o ano de 2023, engloba os antigos Fundo Português do Carbono, Fundo para a Conservação da Natureza e da Biodiversidade, Fundo de Proteção dos Recursos Hídricos, Fundo de Intervenção Ambiental, Fundo Florestal Permanente, Fundo de Apoio à Inovação, Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético e o Fundo de Eficiência Energética. Este tem o objetivo principal de financiar projetos capazes de contribuir para o cumprimento das metas nacionais e internacionais relacionadas às alterações climáticas, resíduos, recursos hídricos e conservação da natureza e da biodiversidade;
- Fundo de Apoio à Inovação (<https://www.fai.pt/>): criado a partir do Ministério da Economia e Inovação e instituído junto da Agência para a Energia (ADENE) pelo Despacho nº32 276-A/2008, promove um financiamento de até 200 000 € e tem como objetivo incentivar projetos que visam a investigação e inovação no setor das energias renováveis e da eficiência energética;

5.7.2 Incentivos europeus

- NER 300 (<http://www.ner300.com/>): resultante da venda de 300 000 000 licenças de emissão de GEE, envolve todos os Estados-Membros da UE e tem como objetivo utilizar o valor angariado a partir da venda das mesmas licenças — 2,1 mil milhões de euros — para o financiamento de projetos relacionados à produção de energia renovável;
- Fundo de Inovação (https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund_en): criado pelo artigo 10a(8) da Diretiva 2003/87/EC, similar ao programa anterior, conta com a venda de 400 000 000 licenças no período de 2021-2030 e tem como objetivos financiar, não só projetos de produção de energia renovável, mas também qualquer produção com baixas emissões de carbono.
- *European Fund for Strategic Investments* (EFSI) (<https://www.consilium.europa.eu/en/policies/investment-plan/strategic-investments-fund/>): estabelecido em 2015 e administrado pelo Banco de Investimento Europeu, conta com um apoio monetário de 650 mil milhões de euros entre os anos de 2021 e 2027 e promove um suporte para projetos relacionados com inovação e investigação de infraestruturas sustentáveis.

5.7.3 Incentivos privados

Dentre os fatores que podem causar a falta de interesse por parte de empresas privadas em projetos como o estudado nesta dissertação, os principais são (Roteiro para uma Estratégia

Industrial das Energias Renováveis Oceânicas, 2016):

- Elevado custo associado, especialmente na fase de *upscaling*;
- Elevado risco envolvido, quando comparado a outras atividades mais maturadas no mercado;
- Elevado PRI, fator que exige a necessidade de aplicação de instrumentos financeiros com períodos de carência adequados.

Estes fatores podem ser utilizados na comparação entre os países, principalmente dentro da UE. Assim, é notável a vantagem geográfica que Portugal apresenta: elevado potencial natural eólico, fotovoltaico e das ondas. No entanto, as falhas que ainda existem no apoio e no desenvolvimento de novas tecnologias podem afastar os investidores mais promissores, fazendo com que estes optem por investimentos internacionais.

Nestas situações é possível — e recomendável — utilizar incentivos públicos de forma a impulsionar os investimentos privados, os quais podem ocorrer nas fases de investigação, desenvolvimento, produção e penetração no mercado. No momento inicial, ou seja, nos estudos necessários para desenvolvimento do projeto, para além do incentivo financeiro, é importante também que haja uma elevada visibilidade de projetos similares anteriores. Já na fase de exploração da instalação, o incentivo mais utilizado está relacionado com a aplicação de tarifas com regimes de remuneração garantida na venda da energia produzida. Em diferentes países da Europa, como os Países Baixos, ou até mesmo Espanha, um outro tipo de tarifa pode ser aplicada: o *Feed-in Tariff Premium*, onde há uma bonificação ao produtor, para além do preço de mercado recebido pela produção.

Em alguns países da UE a solução encontrada para a melhor introdução desta produção no mercado energético foi a criação de um regime de quotas, as quais podem ser trocadas por certificados de carbono pelos produtores de energia renovável ou compradas por produções de energia de fontes fósseis. Esse tipo de incentivo pode acarretar riscos adicionais e maior incerteza do lucro para os investidores, mas tais riscos podem ser mitigados ao estabelecer limites mínimos e máximos para os certificados negociáveis e ao definir planos de quotas de longo prazo. A implementação do sistema de quotas pode, ainda, seguir um plano de promoção das tecnologias mais eficientes em termos de custo de produção, evitando assim recompensar excessivamente as tecnologias mais baratas em termos de produção, ao mesmo tempo em que permite a diversificação e a inovação das fontes de energia.

5.7.4 Incentivos futuros

A UE, em parceria com a Organização dos Estados Americanos (OEA) prevê investir em torno de 450 mil milhões de euros em energias oceânicas até 2050 na Europa. Dessa quantia, cerca de 320 mil milhões de euros serão direcionados à energia das ondas, o

que equivale a, aproximadamente, duas vezes o PIB de Portugal — o que representa um mercado energético potencial bastante atrativo.

Segundo Silva et al. (2014), para Portugal se tornar um dos líderes mundiais na área das energias *offshore*, devem ser investidos cerca de 900 M€ até 2030 e 9 mil M€ até 2050. Na Figura 5.7 estão ilustrados os gráficos que apresentam os investimentos que devem ser feitos, assim como os custos com O&M a nível nacional e a nível europeu. Estes foram estabelecidos de forma que possam ser cumpridas as metas de atingir os 3,5 GW instalados em costa portuguesa e 80 GW instalados em território europeu.

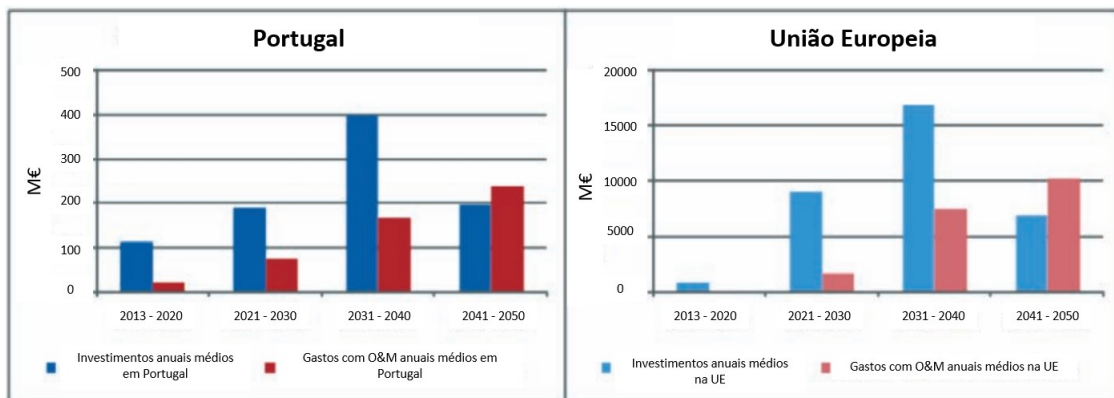


Figura 5.7: Investimentos necessários e gastos com O&M, desde 2013 até 2050 (Adaptada de Silva et al. (2014)).

CONCLUSÃO

Neste capítulo serão apresentadas as conclusões alcançadas nesta dissertação, assim como os possíveis trabalhos que podem ser realizados futuramente de forma que este estudo seja complementado.

6.1 Conclusões

Com a crescente preocupação relativa às emissões de GEE e às alterações climáticas que vem sendo demonstrada a nível global, principalmente na UE, tem crescido também a aposta nas energias renováveis, assim como o aumento da segurança no fornecimento energético. Desta forma, tentou-se perceber quais os acoplamentos entre dispositivos *offshore* de conversão de energia renovável que são capazes de fornecer energia de forma estável.

Para que isso fosse possível, inicialmente efetuou-se um estudo aprofundado sobre as tecnologias *offshore* utilizadas e/ou estudadas até os dias atuais, com o objetivo de perceber quais os possíveis dispositivos a serem acoplados e as suas respectivas especificidades. De seguida foram escolhidos dois lugares de interesse para o estudo e recolhidos os dados necessários para que fossem calculadas as potências extraída por cada um dos dispositivos ao longo de um ano, analisando-se, assim, a partir de uma sobreposição dos valores obtidos, quais combinações representam a maior estabilidade na produção energética.

Os sistemas híbridos escolhidos passaram, então, por uma avaliação tecnológica, ou seja, estabeleceu-se um possível *layout* da instalação, assim como uma descrição das possíveis ligações entre os cabos de amarração e de transmissão de potência entre os dispositivos integrantes de cada um dos acoplamentos. Chegou-se à conclusão de que o acoplamento mais viável é o entre as turbinas eólicas, os painéis fotovoltaicos e os dispositivos do tipo CEO, visto as turbinas e os CEOs poderem compartilhar os cabos transmissores de potência e as turbinas eólicas *offshore* já apresentarem uma elevada maturidade no mercado energético.

O último passo corresponde a uma análise económica preliminar, a qual pretende

avaliar a viabilidade financeira do projeto do ponto de vista do investidor. Desta maneira, os principais parâmetros económicos foram calculados e avaliados, sendo eles o *Levelized Cost of Energy* (LCOE), o Valor Atualizado Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e, por fim, o Período de Retorno do Investimento (PRI). Deve-se, ainda, considerar o facto de que muitas componentes que compõem o *Cash – out* possuem uma grande variação de custos, os quais dependem, principalmente, de fatores externos a esta dissertação, como por exemplo o número de funcionários, empresas a serem contratadas para os estudos necessários e nível de detalhe a ser seguido pelo programa de monitorização. Desta forma, cada um dos parâmetros foi calculado de forma a considerar dois cenários, um mais otimista, com valores minimizados e outro mais pessimista, com os valores maximizados. Apesar de serem feitas duas análises, a que representa uma maior segurança para o investidor, sendo ele público ou privado, leva em consideração os valores mais elevados.

O valor do LCOE corresponde ao custo atualizado para produzir uma unidade de energia — a qual nesta análise é 1 kWh. Estes são ligeiramente superiores à utilização individual de turbinas eólicas *offshore* (0,069 €/kWh) e de painéis fotovoltaicos (0,042 €/kWh), no entanto, ao serem comparados com o LCOE dos dispositivos do tipo CEO (0,44 €/kWh), mostram-se como bastante atrativos. Em ambas situações o valor do VAL é positivo, o que indica que o projeto é viável e apresenta interesse ao investidor. A partir do cálculo da TIR conclui-se que o cenário que considera os custos mínimos é mais rentável do que quando são considerados os custos máximos. Apesar disso, ambas as TIRs são rentáveis, uma vez que são superiores ao t_d utilizado no cálculo da VAL. Por fim, determinou-se que o projeto passará a fornecer lucros ao investidor num período de 12-13 anos ou de 18-19 anos, num cenário mais otimista ou mais pessimista, respetivamente. Ainda que este pareça elevado, quando comparado com o período utilizado na análise de *Cash – flow* — 22 anos — mostra-se como aceitável para os potenciais investidores. É importante ressaltar que, do ponto de vista do investidor, o cenário que deve ser considerado é o que corresponde à situação mais pessimista, de forma que este tenha uma maior segurança no seu investimento.

Destaca-se, por fim, que estes valores são associados aos dispositivos especificados na Secção 3.3. Desta forma, qualquer alteração nos dispositivos a serem utilizados, irá causar alterações nos resultados. Apresenta-se de seguida, na Tabela 6.1 um aglomerado das informações mais importantes relativas à instalação mais interessante no âmbito desta dissertação — tendo em consideração a situação maximalista dos custos.

Apesar da avaliação económica apresentar este projeto como viável e interessante aos investidores, deve ser destacada a situação de Portugal relativamente aos financiamentos e apoio a este tipo de projeto. Há, atualmente, uma série de incentivos nacionais — como o Fundo Ambiental, o Fundo Azul, etc. — que visam a inovação, principalmente quando se trata de energias renováveis, no entanto, estes financiamentos ainda não são suficientes para que sejam cumpridas as metas de descarbonização impostas pela UE.

Tabela 6.1: Parâmetros relevantes da instalação de estudo.

Parâmetro	Valor	Unidade
Localização 1	39°52'N; 9°07'W	-
Nº Turbinas Eólicas	4	-
Nº CEOs	12	-
Nº Painéis Fotovoltaicos	48 000	-
Potência Nominal Instalada	76	MW
LCOE	0,13	€/kWh
VAL	19 993 503	€
TIR	5	%
PRI	18-19	anos
CO _{2eq} evitados	22 127,9	ton/ano

6.2 Trabalhos futuros

O trabalho realizado, apesar de apresentar um conceito geral relativamente detalhado a nível tecnológico e a nível financeiro, de uma instalação acoplada de dispositivos *offshore* capazes de converter energia de fontes renováveis, conta com algumas suposições e pressupostos que devem ser levadas em consideração:

- O ângulo ϕ , utilizado no cálculo da distância entre duas fileiras de painéis fotovoltaicos foi considerado como o ϕ do pior dia do ano, sendo penalizador para a instalação;
- O ângulo de inclinação das pás da turbina eólica, β , foi considerado como zero;
- O rendimento elétrico da turbina eólica, $\eta_{eletrico}$, foi considerado 90%;
- Grande parte dos custos das componentes do *Cash – out* calculado não incluem o custo associado ao transporte ou à instalação;
- A t_d utilizada no cálculo da VAL foi assumida como igual à sugerida pela Comissão Europeia no seu Guia para Análise de Custo-Benefício de Projetos e Investimento, de 4%;
- A taxa de degradação da instalação composta por três dispositivos diferentes foi assumida como igual à 1% ao ano;
- Grande parte custos apresentados no *Cash – out* foram calculados a partir de equações empíricas, os quais podem não corresponder 100% à realidade;
- O preço de venda do regime de remuneração garantida foi calculado a partir de uma média ponderada dos preços individuais de cada um dos dispositivos, os quais podem não corresponder 100% à realidade.

Um dos possíveis trabalhos futuros seria a realização de um estudo mais detalhado em relação a esses aspetos, de forma que sejam mais bem explorados. Estes poderiam

incluir, ainda, uma maior quantidade de bases de dados a serem utilizadas assim como uma pesquisa mais detalhada relativamente aos custos das componentes que ainda possuem uma grande variação de valores, onde a análise económica possuiria uma maior sensibilidade.

Para além disso, utilizando o mesmo princípio de cálculos, poderia ainda tentar se perceber qual o acoplamento entre dispositivos *offshore* cuja produção seja a mais semelhante atual perfil de consumo energético — exemplo ilustrado na Figura 6.1.

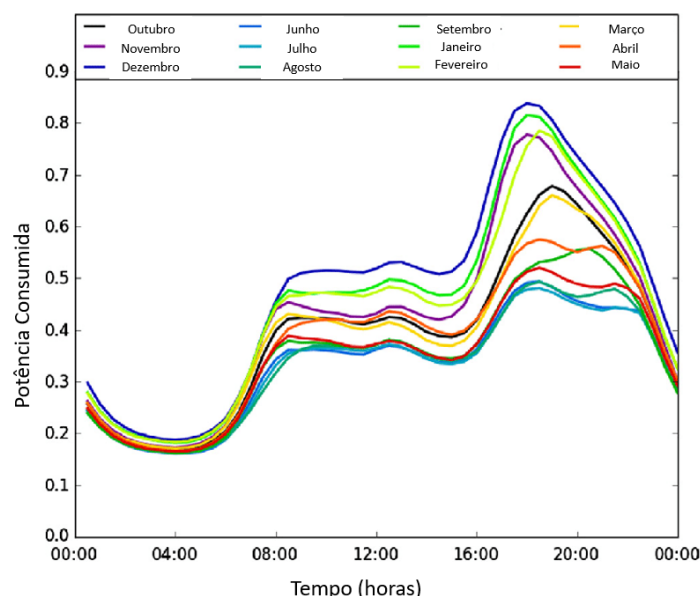


Figura 6.1: Exemplo de um perfil de consumo energético ao longo de um dia (Adaptada de Powells et al. (2014)).

Tendo em consideração uma maior dimensão de estudo, fica claro que algumas tecnologias ainda precisam de uma maior investigação, como os painéis fotovoltaicos *offshore*, ou até os CEOs, de maneira que possuam uma maturidade de mercado superior à atual, visto não haver parques energéticos a nível comercial compostos por estes dispositivos. Este passo é crucial não só para que seja possível a instalação de um parque energético como o estudado nesta dissertação, mas também para que este estudo tenha uma maior aproximação à realidade, principalmente no que diz respeito à análise económica.

BIBLIOGRAFIA

- Aderinto, T., & Li, H. (2018). Ocean wave energy converters: Status and challenges. *Energies*, 11(5), 1250 (ver p. 44).
- Agreement, P. (2015). Paris agreement. *Report of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (21st Session, 2015: Paris)*. Retrived December, 4, 2017 (ver p. 2).
- Amaral, N. (2023). Comunicação Oral. (Ver p. 73).
- APA. (2022). *Fator de Emissão da Eletricidade*. Agência Portuguesa do Ambiente. (Ver pp. xxvii, 81, 82).
- Apolonia, M., & Simas, T. (2021). Life cycle assessment of an oscillating wave surge energy converter. *Journal of Marine Science and Engineering*, 9(2), 206 (ver p. 73).
- Ara, S. R., Paul, S., & Rather, Z. H. (2021). Two-level planning approach to analyze techno-economic feasibility of hybrid offshore wind-solar pv power plants. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 47, 101509 (ver pp. xv, 9, 26).
- Becquerel, A. (s.d.). *Traite de L'electricite 1834-40*. <https://books.google.pt/books?id=eKQ2zwEACAAJ> (ver p. 13).
- Benjamin, W. A. (2022). Revision of the Renewable Energy Directive: Fit for 55 package (ver p. 2).
- Blackledge, J., Coyle, E., Kearney, D., McGuirk, R., & Norton, B. (2013). Estimation of wave energy from wind velocity. *Engineering Letters*, 21(4), 158–170 (ver p. 19).
- Bodansky, D. (1993). The United Nations framework convention on climate change: a commentary. *Yale J. Int'l l.*, 18, 451 (ver p. 2).
- Bosch, J., Staffell, I., & Hawkes, A. D. (2018). Temporally explicit and spatially resolved global offshore wind energy potentials. *Energy*, 163, 766–781 (ver p. 12).
- Calejo, P. J. P. (2012). Sistema conversor de energia das ondas do mar (ver p. 21).
- Cazzaniga, R., Cicu, M., Rosa-Clot, M., Rosa-Clot, P., Tina, G., & Ventura, C. (2018). Floating photovoltaic plants: Performance analysis and design solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 1730–1741 (ver p. 71).

- Chaplin, R. V., & Aggidis, G. A. (2007). An investigation into power from pitch-surge point-absorber wave energy converters. *2007 International conference on clean electrical power*, 520–525 (ver p. 44).
- Chen, W., Gao, F., Meng, X., & Fu, J. (2016). Design of the wave energy converter array to achieve constructive effects. *Ocean Engineering*, 124, 13–20 (ver pp. xvi, 22, 23, 59).
- Chenari, B., Saadatian, S. S., & Ferreira, A. (2014). Wave energy systems: An overview of different wave energy converters and recommendation for future improvements. *Proceedings of the 8th International Technology, Education Development Conference, Valencia, Spain*, 10–12 (ver p. 16).
- Chepeliev, M., Hertel, T. W., & van der Mensbrugghe, D. (2022). Cutting Russia's fossil fuel exports: Short-term pain for long-term gain. *Available at SSRN* (ver p. 2).
- Chowdhury, M., Rahman, K. S., Selvanathan, V., Nuthammachot, N., Suklueng, M., Mostafaeipour, A., Habib, A., Akhtaruzzaman, M., Amin, N., & Techato, K. (2021). Current trends and prospects of tidal energy technology. *Environment, development and sustainability*, 23, 8179–8194 (ver p. 25).
- Christensen, L., Friis-Madsen, E., & Kofoed, J. P. (2005). The wave energy challenge: the wave dragon case. *Proceedings of the POWER-GEN 2005 Europe Conference: Milan, Italy, June 2005* (ver pp. 16, 19).
- Clément, A., McCullen, P., Falcão, A., Fiorentino, A., Gardner, F., Hammarlund, K., Lemonis, G., Lewis, T., Nielsen, K., Petroncini, S., et al. (2002). Wave energy in Europe: current status and perspectives. *Renewable and sustainable energy reviews*, 6(5), 405–431 (ver p. 20).
- Coelho, G. M. S. (2018). Otimização do Conversor de energia das ondas CECO (ver pp. xv, 17).
- Costoya, X., Decastro, M., Carvalho, D., Arguilé-Pérez, B., & Gómez-Gesteira, M. (2022). Combining offshore wind and solar photovoltaic energy to stabilize energy supply under climate change scenarios: A case study on the western Iberian Peninsula. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157, 112037 (ver p. 3).
- Curto, D., Franzitta, V., & Guercio, A. (2021). Sea Wave Energy. A Review of the Current Technologies and Perspectives. *Energies*, 14(20), 6604 (ver pp. 17, 18, 21).
- D'Aquino, C., Scharlau, C., & Vecchia, L. (2019). Evaluation of the energy extraction of a small-scale wave energy converter. *RBRH*, 24. <https://doi.org/10.1590/2318-0331.241920180030> (ver pp. xv, 19).
- Dellosa, J. T., Panes, M. J. C., & Espina, R. U. (2021). Techno-Economic Analysis of a 5 MWp Solar Photovoltaic System in the Philippines. *2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, 1–6 (ver p. 73).
- Energy, D. N. (2019). Solar Cell Busbars, Fingers, Tab Wires And Bus Wires [Accessed: 2023-02-10]. (Ver p. 14).
- Enferad, E., & Nazarpour, D. (2013). Ocean's Renewable Power and Review of Technologies: Case Study Waves. *New Developments in Renewable Energy* (ver p. 22).

- E-REDES. (2020). Regulamento de Acesso às Redes Elétricas e às Interligações do Setor Elétrico [https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2021-05/E-REDES_Caracterizacao_das_Redes_de_Distribuicao_a_31.dez_.2020_v2.pdf]. (Ver pp. 63, 66).
- Falcão, A. (2010). Wave energy utilization: A review of the technologies. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(3), 899–918 (ver pp. xv, 18, 21, 22).
- Falcão, A. F., & Henriques, J. C. (2016). Oscillating-water-column wave energy converters and air turbines: A review. *Renewable energy*, 85, 1391–1424 (ver pp. xv, 19, 30).
- Fetting, C. (2020). The European Green Deal. *ESDN Report, December* (ver p. 2).
- Focus, R. E. (2010). Gravitational wave energy absorber presented web page. *Renewable Energy Focus: ElsevierLtd* (ver p. 30).
- Fox, C. J., Benjamins, S., Masden, E. A., & Miller, R. (2018). Challenges and opportunities in monitoring the impacts of tidal-stream energy devices on marine vertebrates. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 1926–1938 (ver pp. xvi, 25).
- Gao, X., Yang, H., & Lu, L. (2014). Investigation into the optimal wind turbine layout patterns for a Hong Kong offshore wind farm. *Energy*, 73, 430–442 (ver p. 27).
- Gonçalves, J. S. N., et al. (2015). *Avaliação do potencial eólico para geração de energia eléctrica* [tese de doutoramento, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa]. (Ver p. 42).
- Gonçalves, M. M. P. d. S. P. (2019). *Avaliação do Potencial Energético de Energias Renováveis Offshore em Portugal* [tese de doutoramento]. (Ver p. 20).
- Grubišić-Čabo, F., Nižetić, S., & Giuseppe Marco, T. (2016). Photovoltaic panels: A review of the cooling techniques. *Transactions of FAMENA*, 40(SI-1), 63–74 (ver p. 14).
- Guo, Y., Wang, H., & Lian, J. (2022). Review of integrated installation technologies for offshore wind turbines: Current progress and future development trends. *Energy Conversion and Management*, 255, 115319 (ver p. 12).
- Hald, T., Friis-Madsen, E., & Kofoed, J. P. (2002). Hydraulic behaviour of the floating wave energy converter wave dragon. *The 10th Congress of International Maritime Association of the Mediteranean (IMAM 2002)* (ver p. 20).
- Harrison, M. (2010). Valuing the Future: the social discount rate in cost-benefit analysis. *Available at SSRN 1599963* (ver p. 79).
- Heath, T. (2012). A review of oscillating water columns. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 370(1959), 235–245 (ver p. 18).
- Hong, Y., Waters, R., Bostrom, C., Eriksson, M., Engstrom, J., & Leijon, M. (2014). Review on electrical control strategies for wave energy converting systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 329–342 (ver pp. 16, 21).
- Huang, Y.-F., Gan, X.-J., & Chiueh, P.-T. (2017). Life cycle assessment and net energy analysis of offshore wind power systems. *Renewable Energy*, 102, 98–106 (ver pp. 71, 72).

- Hussain, A., Arif, S. M., & Aslam, M. (2017). Emerging renewable and sustainable energy technologies: State of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71, 12–28 (ver p. 3).
- IRENA. (2022). *Renewable Power Generation Costs 2021*. International Renewable Energy Agency. (Ver pp. 71, 72, 79).
- Jacks, G., Knutsson, G., Maxe, L., & Fylkner, A. (1984). Effect of acid rain on soil and groundwater in Sweden. *Pollutants in Porous Media: The Unsaturated Zone Between Soil Surface and Groundwater*, 94–114 (ver p. 1).
- Jesus, J. d., Almodovar, M., & Simas, T. (2016). *Guia de Licenciamento de Projetos de Energia Renovável Marinha em Portugal Continental*. WavEC Offshore Renewables. (Ver p. 76).
- Jiang, Z. (2021). Installation of offshore wind turbines: A technical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 139, 110576 (ver pp. xv, 11, 12).
- Katsouris, G. (2015). Infield cable topology optimization of offshore wind farms (ver pp. xv, 10, 11).
- Kempener, R., & Neumann, F. (2014). *Wave Energy Technology Brief* (ver pp. 72, 79).
- Khan, N., Kalair, A., Abas, N., & Haider, A. (2017). Review of ocean tidal, wave and thermal energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 590–604 (ver p. 24).
- Kim, D., Poguluri, S. K., Ko, H. S., Lee, H., & Bae, Y. H. (2019). Numerical and experimental study on linear behavior of salter’s duck wave energy converter. *Journal of Ocean Engineering and Technology*, 33(2), 116–122 (ver p. 20).
- Kofoed, J. P., Frigaard, P., Friis-Madsen, E., & Sorensen, H. C. (2006). Prototype testing of the wave energy converter wave dragon. *Renewable energy*, 31(2), 181–189 (ver pp. xv, 19, 20).
- Korkoren, K., Manyonge, A., & Rading, J. (2014). Mathematical model of variable speed pitch regulated turbine in a wind energy conversion system (ver pp. xvi, 43).
- Li, H. X., Zhang, Y., Li, Y., Huang, J., Costin, G., & Zhang, P. (2021). Exploring payback-year based feed-in tariff mechanisms in Australia. *Energy Policy*, 150, 112133 (ver p. 80).
- Li, Y., Ma, X., Tang, T., Zha, F., Chen, Z., Liu, H., & Sun, L. (2022). High-efficient built-in wave energy harvesting technology: From laboratory to open ocean test. *Applied Energy*, 322, 119498 (ver p. 16).
- Lobato Sarmiento, T. (2017). *CORREÇÃO DO CAMPO DE VENTO MODELADO SOBRE A METAREA V COM BASE EM OBSERVAÇÕES DE BOIAS OCEANOGRÁFICAS*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.12441.93282> (ver pp. xv, 5).
- Lopes, M. D. S. (2012). *Elaboração e Análise de Projetos de Investimento-2a Edição*. FEUP edições. (Ver p. 80).
- López, M., Rodríguez, N., & Iglesias, G. (2020). Combined floating offshore wind and solar PV. *Journal of Marine Science and Engineering*, 8(8), 576 (ver pp. xvi, xxvii, 26, 28, 29).
- Lourenço, J. M. (2021). *The NOVAthesis L^AT_EX Template User’s Manual*. NOVA University Lisbon. <https://github.com/joamlourenco/novathesis/raw/main/template.pdf> (ver p. iii).

- Lumbreras, S., & Ramos, A. (2013). Offshore wind farm electrical design: a review. *Wind Energy*, 16(3), 459–473 (ver pp. xv, 10, 11).
- Luna Molina, D. (2014). *Modeling of wakes behind wind turbines* [tese de doutoramento, Universitat Politècnica de València]. (Ver p. 8).
- Ma, R., Cai, H., Ji, Q., & Zhai, P. (2021). The impact of feed-in tariff degression on R&D investment in renewable energy: The case of the solar PV industry. *Energy Policy*, 151, 112209 (ver p. 78).
- Magagna, D., & Uihlein, A. (2015). Ocean energy development in Europe: Current status and future perspectives. *International Journal of Marine Energy*, 11, 84–104 (ver p. 2).
- Majdi Nasab, N., Kilby, J., & Bakhtiaryfard, L. (2020). The potential for integration of wind and tidal power in New Zealand. *Sustainability*, 12(5), 1807 (ver pp. xxvii, 34–36).
- MaritimeDatabase. (2023). The Maritime Network. (Ver p. 27).
- Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P. R., et al. (2022). *Global Warming of 1.5° C: IPCC Special Report on Impacts of Global Warming of 1.5° C above Pre-industrial Levels in Context of Strengthening Response to Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty*. Cambridge University Press. (Ver p. 2).
- Mendonça, M., Jacobs, D., & Sovacool, B. K. (2009). *Powering the green economy: The feed-in tariff handbook*. Earthscan. (Ver p. 78).
- Mordor Intelligence. (2022). *Global offshore wind energy market, 2019-2028*. Mordor Intelligence. Obtido 2023, de [https://samples.mordorintelligence.com/67277/Sample+-+Global+Offshore+Wind+Energy+Market+\(2023+-+2028\)+-+Mordor+Intelligence1671205953572.pdf](https://samples.mordorintelligence.com/67277/Sample+-+Global+Offshore+Wind+Energy+Market+(2023+-+2028)+-+Mordor+Intelligence1671205953572.pdf) (ver p. 75).
- Moseid, J. (2017). *Floating Power Plant A/S "POSEIDON" project*. European Commission. (Ver p. 30).
- Muliawan, M. J., Karimirad, M., & Moan, T. (2013). Dynamic response and power performance of a combined spar-type floating wind turbine and coaxial floating wave energy converter. *Renewable energy*, 50, 47–57 (ver p. 28).
- Nasa. (2023). Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER). (Ver p. 27).
- Năstase, E.-V. (2017). Influence of the material used to build the blades of a wind turbine on their starting conditions. *MATEC Web of Conferences*, 112, 10017 (ver pp. xv, 6).
- Nexans. (2023). *Integrated cable solutions for offshore wind development*. Nexans. (Ver pp. 63, 66).
- Nfaoui, M., & El-Hami, K. (2018). Extracting the maximum energy from solar panels. *Energy Reports*, 4, 536–545 (ver p. 60).
- OWWE. (2023). Ocean Wave and Wind Energy. (Ver p. 30).
- Papandroulakis, N., Thomsen, C., Mintenbeck, K., Mayorga, P., & Hernández-Brito, J. J. (2017). The EU-Project "TROPOS". *Aquaculture Perspective of Multi-Use Sites in the Open Ocean: The Untapped Potential for Marine Resources in the Anthropocene*, 355–374 (ver p. 31).

- Paul, S., & Rather, Z. H. (2016). A new approach for selection of a suitable wind turbine for a wind farm. *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, 1–6 (ver p. 9).
- PelagicPower. (2023). Mobilising the total offshore renewable energy resource. (Ver pp. xvi, 30).
- Peng, K.-Q., & Lee, S.-T. (2011). Silicon nanowires for photovoltaic solar energy conversion. *Advanced Materials*, 23(2), 198–215 (ver p. 13).
- Pereira, E. M. (2008). O OURO NEGRO Petróleo e suas crises políticas, econômicas, sociais e ambientais na 2ª metade do século XX. *Outros Tempos: Pesquisa em Foco-História*, 5(6) (ver p. 1).
- Pérez-Collazo, C., Greaves, D., & Iglesias, G. (2015). A review of combined wave and offshore wind energy. *Renewable and sustainable energy reviews*, 42, 141–153 (ver pp. xvi, 29, 30, 34).
- Petracca, E., Faraggiana, E., Ghigo, A., Sirigu, M., Bracco, G., & Mattiazzo, G. (2022). Design and Techno-Economic Analysis of a Novel Hybrid Offshore Wind and Wave Energy System. *Energies*, 15(8), 2739 (ver p. 32).
- Plan, R. (2022). Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (ver p. 2).
- Portman, M. E., Duff, J. A., Köppel, J., Reiser, J., & Higgins, M. E. (2009). Offshore wind energy development in the exclusive economic zone: Legal and policy supports and impediments in Germany and the US. *Energy Policy*, 37(9), 3596–3607 (ver p. 75).
- Powells, G., Bulkeley, H., Bell, S., & Judson, E. (2014). Peak electricity demand and the flexibility of everyday life. *Geoforum*, 55, 43–52 (ver pp. xviii, 90).
- PowerTechnology. (2023). The Green Ocean Energy Wave Treader Project, UK. (Ver p. 30).
- Previsic, M., Eppler, J., Hand, M., Heimiller, D., Short, W., & Eureka, K. (2012). The Future Potential of Wave Power in the United States. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.24238.05444> (ver pp. xv, 21).
- PrinciplePower. (2023). The WindFloat® advantage. (Ver p. 30).
- Project, M. (2023). Marine Renewable Integrated Application Platform. (Ver p. 31).
- Protocol, K. (1997). Kyoto protocol. *UNFCCC Website*. Available online: http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php (accessed on 1 January 2011) (ver p. 2).
- Rațiu, S. (2003). The history of the internal combustion engine. *Annals of the faculty of engineering Hunedoara*, 1(3), 145–148 (ver p. 1).
- Sachs, N., & Boersma, T. (2015). *The energy island: Israel deals with its natural gas discoveries*. Brookings. (Ver p. 31).
- Sadeck, L. D. B., & Araujo, M. E. (2023). VENTOS–PROCESSOS NATURAIS E GERAÇÃO DE ENERGIA (ver p. 5).
- Sahu, A., Yadav, N., & Sudhakar, K. (2016). Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 66, 815–824 (ver p. 14).

- Sampaio, P. G. V., & González, M. O. A. (2017). Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 590–601 (ver pp. xv, 13, 14).
- Sangwongwanich, A., Yang, Y., Sera, D., & Blaabjerg, F. (2017). Lifetime evaluation of grid-connected PV inverters considering panel degradation rates and installation sites. *IEEE transactions on Power Electronics*, 33(2), 1225–1236 (ver p. 74).
- Sartori, D., Catalano, G., Genco, M., Pancotti, C., Sirtori, E., Vignetti, S., & Del Bo, C. (2014). Guide to cost-benefit analysis of investment projects. *Economic appraisal tool for Cohesion Policy, 2020* (ver p. 79).
- Shen, W., Chen, X., Qiu, J., Hayward, J. A., Sayeef, S., Osman, P., Meng, K., & Dong, Z. Y. (2020). A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133, 110301 (ver p. 79).
- Shetty, C., & Priyam, A. (2021). A review on tidal energy technologies. *Materials Today: Proceedings* (ver pp. xvi, 24).
- Silva, C., Matias, S., Mafra, C., Sim-Sim, F., Estanqueiro, A., Simões, T., Justino, P., Garcia, G., Castro Santos, L., Sarmento, A., et al. (2014). Roadmap para as energias renováveis offshore em Portugal. *LNEG/UESEO: Lisboa, Portugal* (ver pp. xviii, 85).
- Steffen, B., Beuse, M., Tautorat, P., & Schmidt, T. S. (2020). Experience curves for operations and maintenance costs of renewable energy technologies. *Joule*, 4(2), 359–375 (ver pp. 71, 72).
- Sun, J., Fu, L., & Zhang, S. (2012). A review of working fluids of absorption cycles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(4), 1899–1906 (ver p. 16).
- Sun, X., Huang, D., & Wu, G. (2012). The current state of offshore wind energy technology development. *Energy*, 41(1), 298–312 (ver pp. 10, 12).
- Técnico. (2004). manual sobre tecnologias, projecto e instalação. *Instituto Superior Técnico, Portugal* (ver pp. 43, 44).
- Thiagarajan, K., & Dagher, H. (2014). A review of floating platform concepts for offshore wind energy generation. *Journal of offshore mechanics and Arctic engineering*, 136(2) (ver p. 15).
- Thomson, R. C., Chick, J. P., & Harrison, G. P. (2019). An LCA of the Pelamis wave energy converter. *The international journal of life cycle assessment*, 24(1), 51–63 (ver p. 21).
- Thorpe, T. W., et al. (1999). A brief review of wave energy (ver pp. xv, 20, 21).
- Vaz, D. (2021). Apontamentos do Docente, Energia e Ambiente. *FCT-UNL*. (Ver pp. 9, 10).
- Vidović, V., Krajačić, G., Matak, N., Stunjek, G., & Mimica, M. (2023). Review of the potentials for implementation of floating solar panels on lakes and water reservoirs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 178, 113237 (ver p. 79).
- Vo, T. T. E., Ko, H., Huh, J., & Park, N. (2021). Overview of possibilities of solar floating photovoltaic systems in the offshore industry. *Energies*, 14(21), 6988 (ver p. 15).
- Wade, B. M. (2018). *Investigation of offshore wind farm layout optimization regarding wake effects and cable topology* [tese de doutoramento, Ph. D. dissertation, Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal]. (Ver p. 9).

- Wald, L. (2018). Basics in solar radiation at Earth surface (ver p. 12).
- Walker, H. (2018). *Best practices for operation and maintenance of photovoltaic and energy storage systems* (rel. téc.). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). (Ver p. 75).
- WaveStar. (2023). Unlimited Clean Energy. (Ver p. 30).
- Wrigley, E. A. (2013). Energy and the English industrial revolution. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 371(1986), 20110568 (ver p. 1).
- Wu, B., Chen, T., Jiang, J., Li, G., Zhang, Y., & Ye, Y. (2018). Economic assessment of wave power boat based on the performance of “Mighty Whale” and BBDB. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 946–953 (ver pp. xxvii, 18).
- Wu, J., Qian, C., Zheng, S., Chen, N., Xia, D., & Goteman, M. (2022). Investigation on the wave energy converter that reacts against an internal inverted pendulum. *Energy*, 247, 123493 (ver p. 22).
- Yang, S.-H., Ringsberg, J. W., & Johnson, E. (2018). Parametric study of the dynamic motions and mechanical characteristics of power cables for wave energy converters. *Journal of marine science and technology*, 23, 10–29 (ver pp. xvi, 22, 23).
- Zhang, D., Chen, Z., Liu, X., Sun, J., Yu, H., Zeng, W., Ying, Y., Sun, Y., Cui, L., Yang, S., et al. (2022). A coupled numerical framework for hybrid floating offshore wind turbine and oscillating water column wave energy converters. *Energy Conversion and Management*, 267, 115933 (ver pp. xxvii, 31–33).

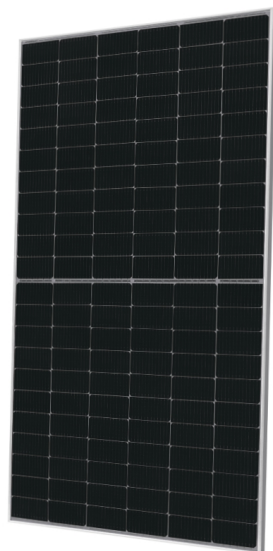
FICHA TÉCNICA DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Q.PEAK DUO ML-G11S SERIES



490-510 Wp | 132 Cells
21.5% Maximum Module Efficiency

MODEL Q.PEAK DUO ML-G11S.2



Breaking the 21% efficiency barrier

QANTUM DUO Technology with optimized module layout boosts module power.



Enduring high performance

Long-term yield security with Anti LeTID Technology, Anti PID Technology, and Hot-Spot Protect.



Extreme weather rating

High-tech aluminium alloy frame, certified for high snow (5400Pa) and wind loads (2400Pa).



Innovative all-weather technology

Optimal yields, whatever the weather with excellent low-light and temperature behaviour.



A reliable investment

Inclusive 12-year product warranty and 25-year linear performance warranty¹.



The most thorough testing programme in the industry

Qcells is the first solar module manufacturer to pass the most comprehensive quality programme in the industry: The new "Quality Controlled PV" of the independent certification institute TÜV Rheinland.

¹ APT test conditions according to IEC/TS 62804-12015, method A (-1500 V, 96h)
² See data sheet on rear for further information.

The ideal solution for:



Rooftop arrays on commercial/industrial buildings



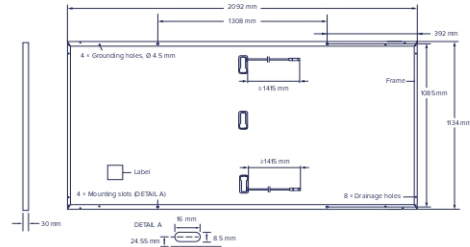
Ground mounted solar panels



Q.PEAK DUO ML-G11S SERIES

Mechanical Specification

Format	2092mm × 1134 mm × 30 mm (including frame)
Weight	25.7kg
Front Cover	3.2 mm thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology
Back Cover	Composite film
Frame	Anodized aluminium
Cell	6 × 22 monocrystalline Q.ANTUM solar half cells
Junction box	53-101mm × 32-60 mm × 15-18 mm Protection class IP67, with bypass diodes
Cable	4mm ² Solar cable; (+) ≥1415mm, (-) ≥1415 mm
Connector	Stäubli MC4-Evo2, Hanwha Q CELLS HQC4; IP68



Electrical Characteristics

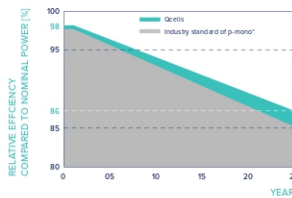
POWER CLASS		490	495	500	505	510	
MINIMUM PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS, STC ¹ (POWER TOLERANCE +5W/-0W)							
Minimum	Power at MPP ¹	P_{MPP} [W]	490	495	500	505	510
	Short Circuit Current ¹	I_{SC} [A]	13.88	13.91	13.94	13.97	14.00
	Open Circuit Voltage ¹	V_{OC} [V]	45.30	45.32	45.35	45.38	45.41
	Current at MPP	I_{MPP} [A]	13.16	13.22	13.28	13.34	13.39
	Voltage at MPP	V_{MPP} [V]	37.23	37.44	37.66	37.87	38.08
	Efficiency ¹	η [%]	≥20.7	≥20.9	≥21.1	≥21.3	≥21.5

MINIMUM PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CONDITIONS, NMOT²

Minimum	Power at MPP	P_{MPP} [W]	367.6	371.4	375.1	378.9	382.6
	Short Circuit Current	I_{SC} [A]	11.18	11.21	11.23	11.26	11.28
	Open Circuit Voltage	V_{OC} [V]	42.72	42.74	42.77	42.79	42.82
	Current at MPP	I_{MPP} [A]	10.35	10.40	10.45	10.50	10.55
	Voltage at MPP	V_{MPP} [V]	35.52	35.71	35.89	36.07	36.25

¹Measurement tolerances $P_{MPP} \pm 3\%$; I_{SC} ; $V_{OC} \pm 5\%$ at STC: 1000 W/m², 25 ± 2 °C, AM 1.5 according to IEC 60904-3 • ²800 W/m², NMOT, spectrum AM 1.5

Qcells PERFORMANCE WARRANTY

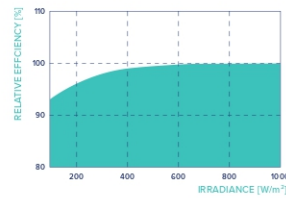


At least 98% of nominal power during first year. Thereafter max. 0.5% degradation per year. At least 93.5% of nominal power up to 10 years. At least 86% of nominal power up to 25 years.

All data within measurement tolerances. Full warranties in accordance with the warranty terms of the Qcells sales organisation of your respective country.

^{*}Standard terms of guarantee for the 5 PV companies with the highest production capacity in 2021 (February 2021)

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



Typical module performance under low irradiance conditions in comparison to STC conditions (25 °C, 1000 W/m²).

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature Coefficient of I_{SC}	α [%/K]	+0.04	Temperature Coefficient of V_{OC}	β [%/K]	-0.27
Temperature Coefficient of P_{MPP}	γ [%/K]	-0.34	Nominal Module Operating Temperature	NMOT [°C]	43 ± 3

Properties for System Design

Maximum System Voltage	V_{SYS} [V]	1500	PV module classification	Class II
Maximum Reverse Current	I_r [A]	25	Fire Rating based on ANSI/UL 61730	C/TYPE 1
Max. Design Load, Push/Pull	[Pa]	3600/1600	Permitted Module Temperature on Continuous Duty	-40 °C - +85 °C
Max. Test Load, Push/Pull	[Pa]	5400/2400		

Qualifications and Certificates

Quality Controlled PV -
TUV Rheinland:
IEC 61215:2016;
IEC 61730:2016.
This data sheet complies
with DIN EN 50380.



Specifications subject to technical changes © Qcells Q.PEAK DUO ML-G11S series_490-510_2023-01_Rev02_EN

Qcells pursues minimizing paper output in consideration of the global environment.

Note: Installation instructions must be followed. Contact our technical service for further information on approved installation of this product.
Hanwha Q CELLS GmbH Sonnenallee 17-21, 06766 Bitterfeld-Wolfen, Germany | TEL +49 (0)3494 66 99-23444 | FAX +49 (0)3494 66 99-23000 | EMAIL sales@q-cells.com | WEB www.qcells.com

qcells

ESQUEMAS *SKETCHUP* RELATIVOS AO
ACOPLAMENTO ENTRE PAINÉIS
FOTOVOLTAICOS E DISPOSITIVOS CEO

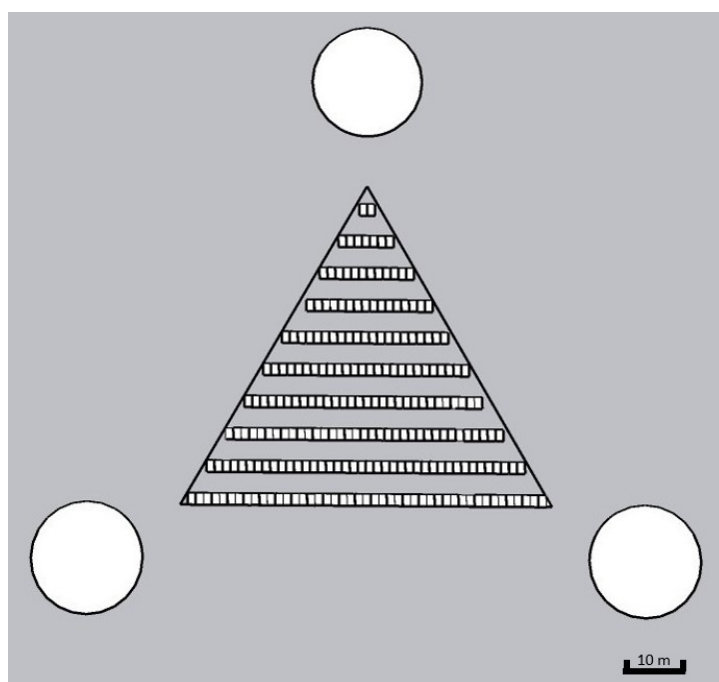


Figura II.1: Localização 1, posicionamento vertical de painéis.

ANEXO II. ESQUEMAS SKETCHUP RELATIVOS AO ACOPLAMENTO ENTRE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS E DISPOSITIVOS CEO

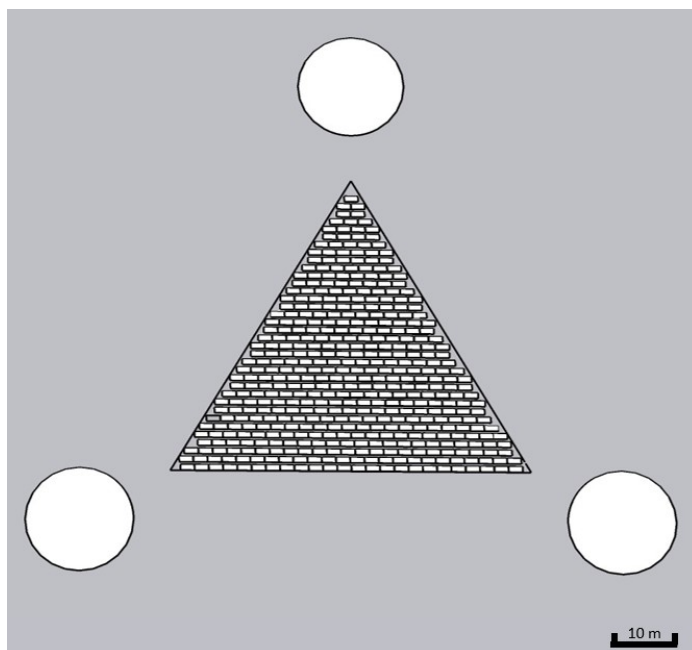


Figura II.2: Localização 1, posicionamento horizontal de painéis

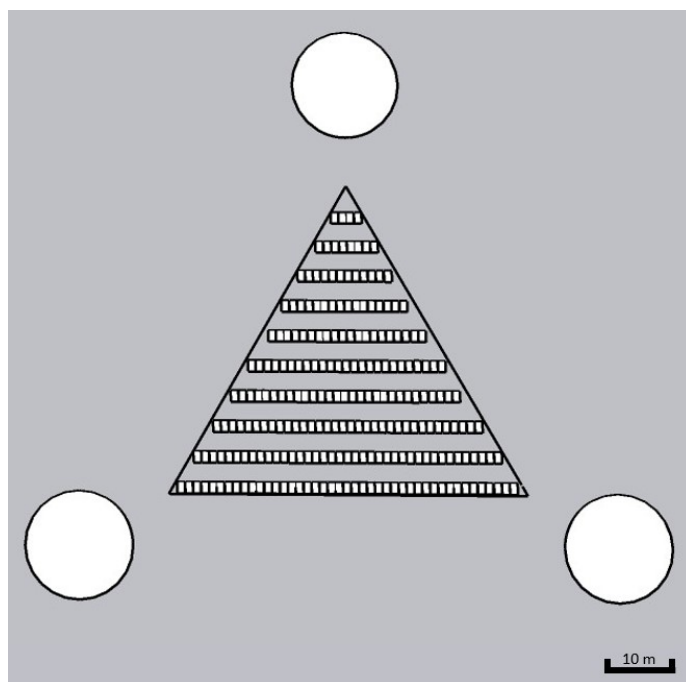


Figura II.3: Localização 2, posicionamento vertical de painéis.

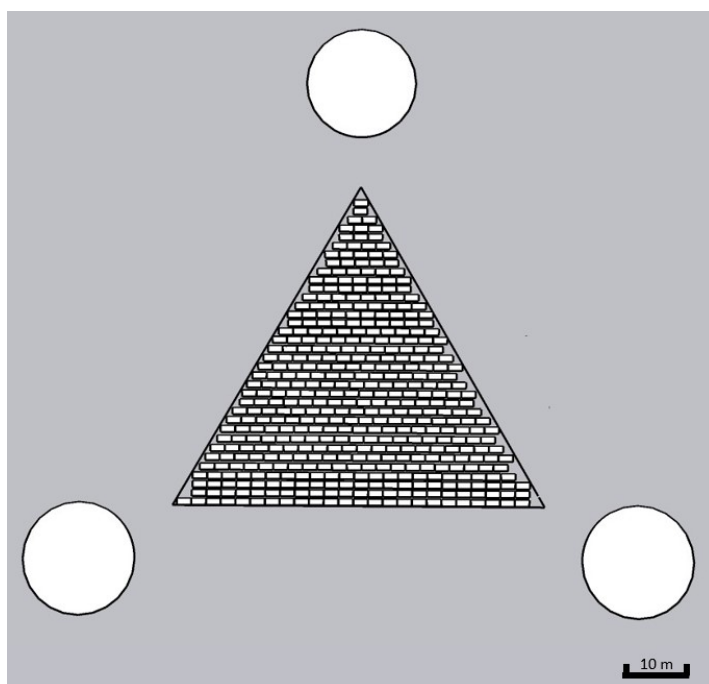


Figura II.4: Localização 2, posicionamento horizontal de painéis.

GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

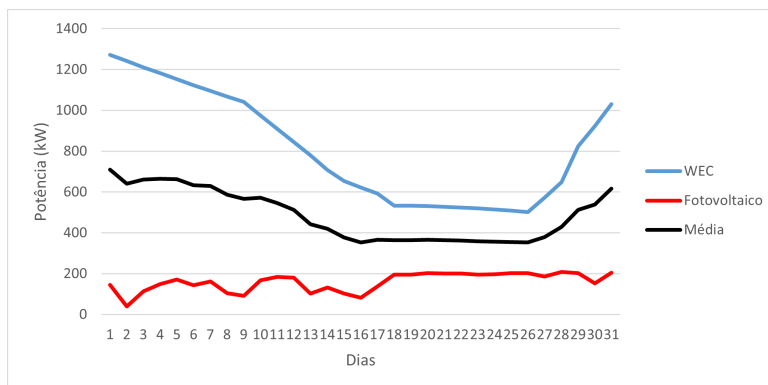


Figura III.1: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 1 de três dispositivos CEO e 2 875 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

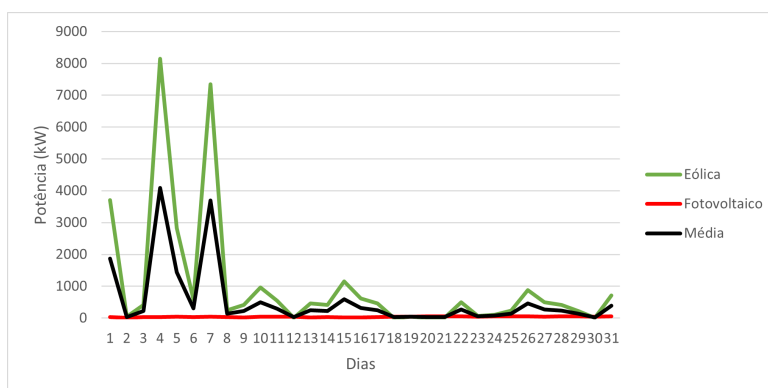


Figura III.2: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 1 de 730 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

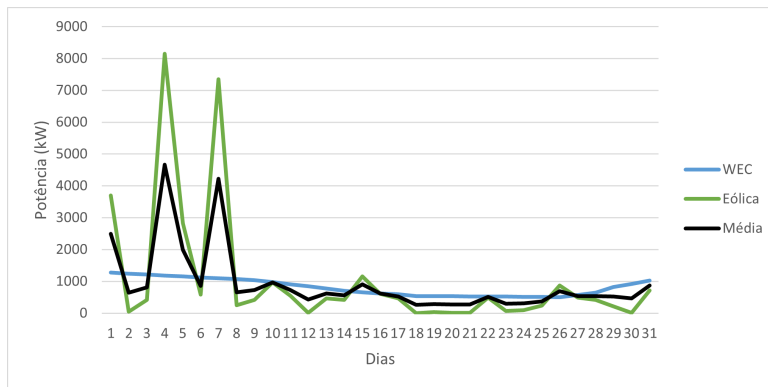


Figura III.3: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

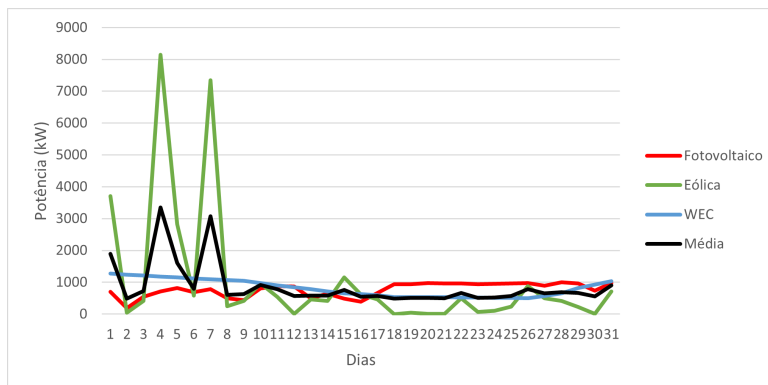


Figura III.4: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 13 797 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

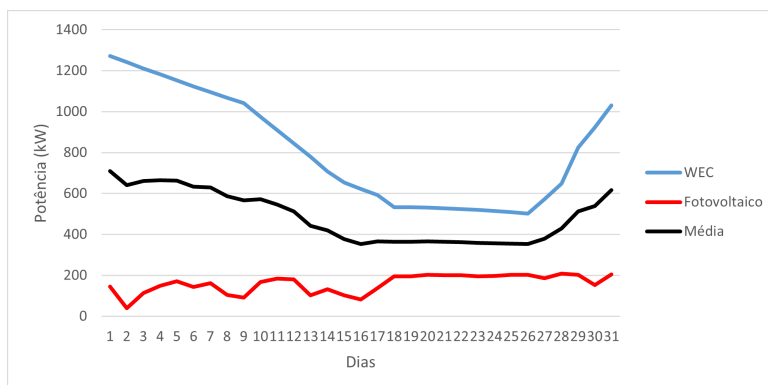


Figura III.5: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 2 de três dispositivos CEO e 21 446 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

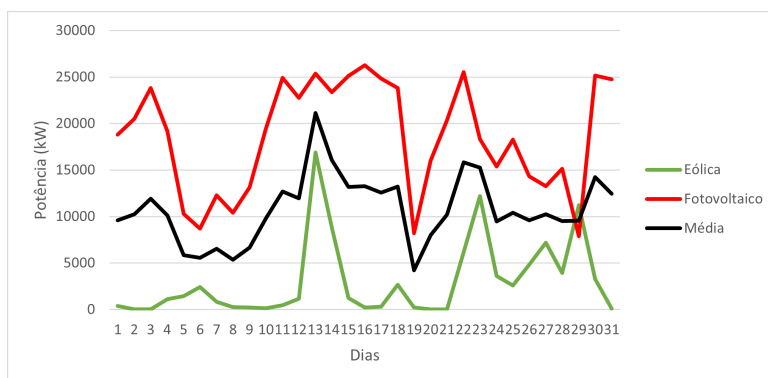


Figura III.6: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 2 de 335 479 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

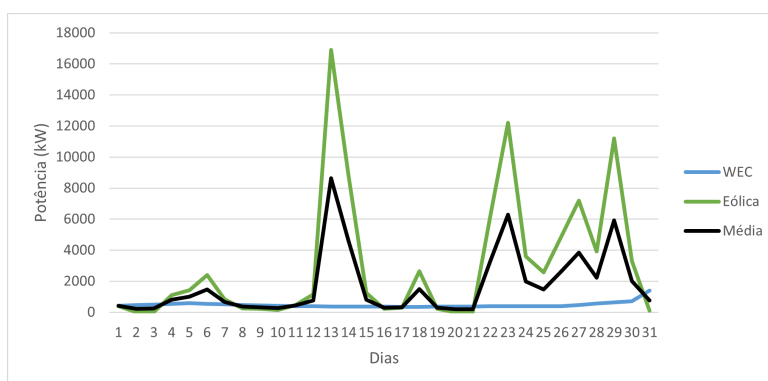


Figura III.7: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

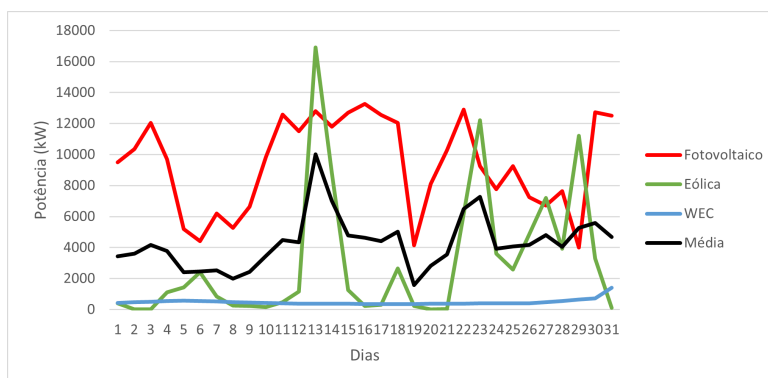


Figura III.8: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de janeiro, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 169 551 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

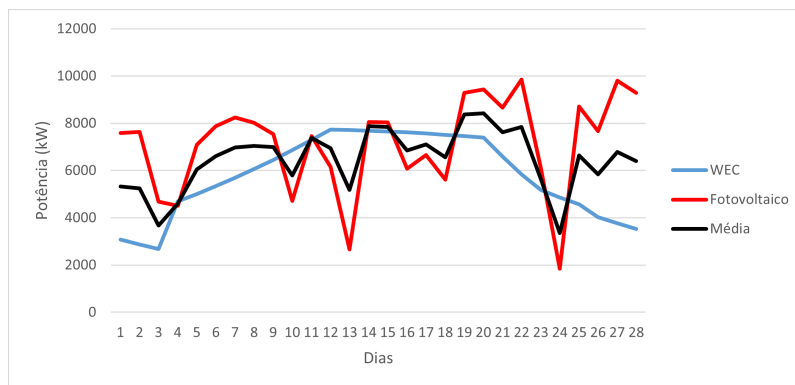


Figura III.9: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 1 de três dispositivos CEO e 97 807 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

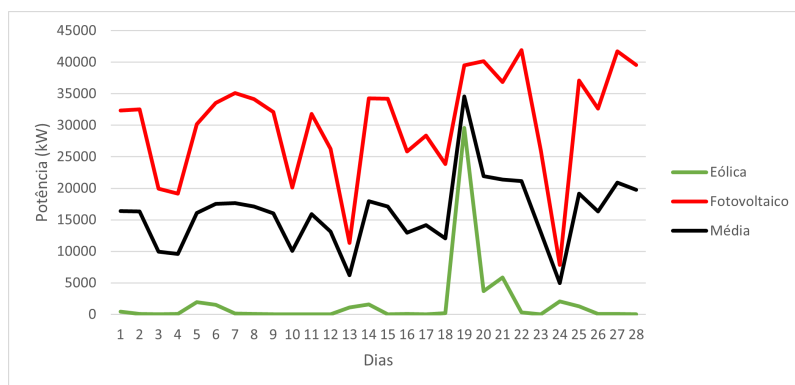


Figura III.10: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 1 de 416 337 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

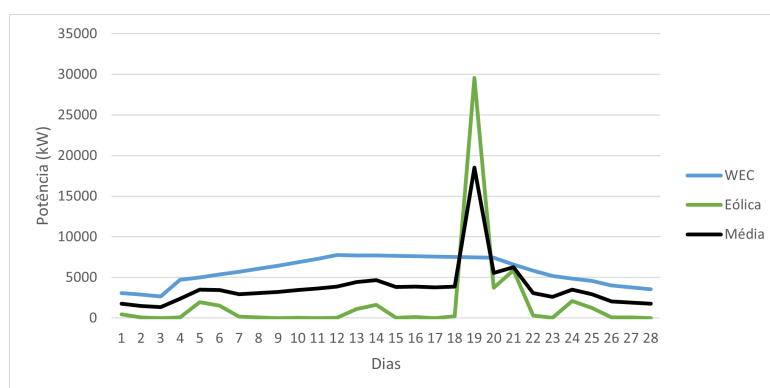


Figura III.11: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

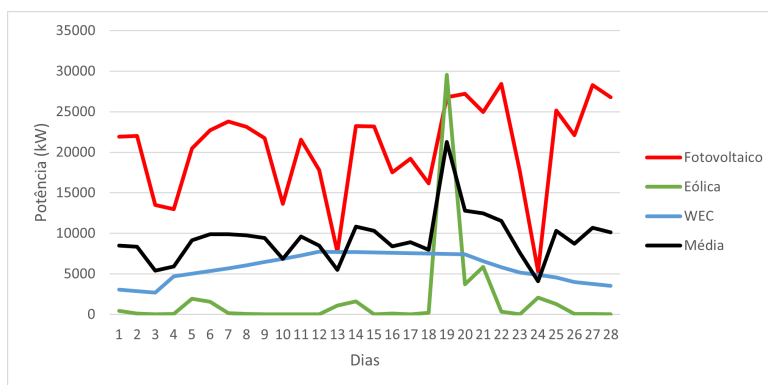


Figura III.12: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 282 169 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

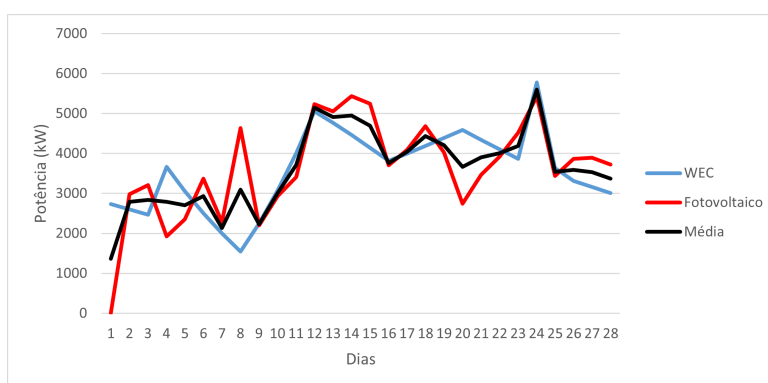


Figura III.13: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 2 de três dispositivos CEO e 53 130 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

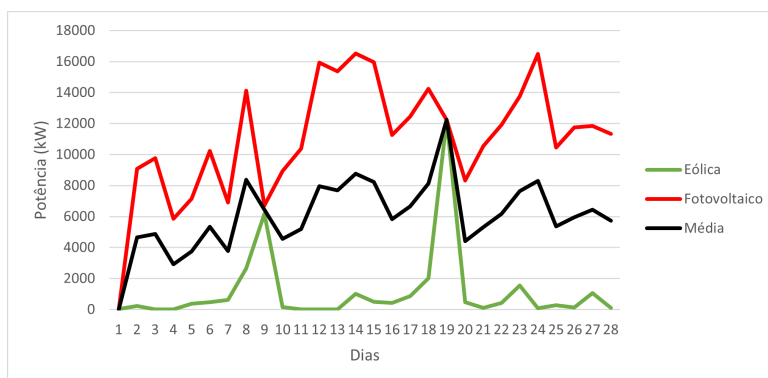


Figura III.14: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 2 de 161 614 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

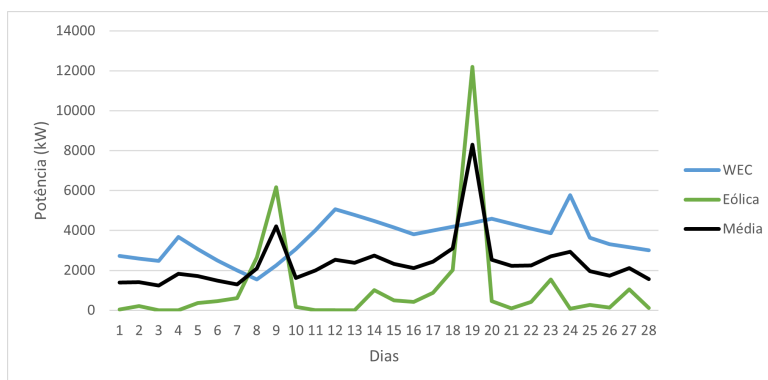


Figura III.15: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

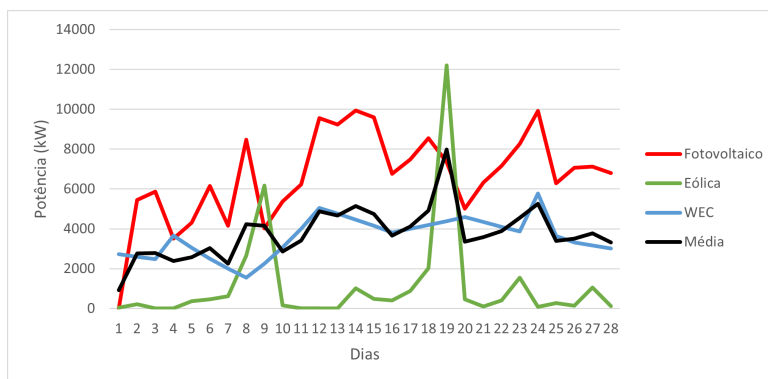


Figura III.16: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 97 085 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

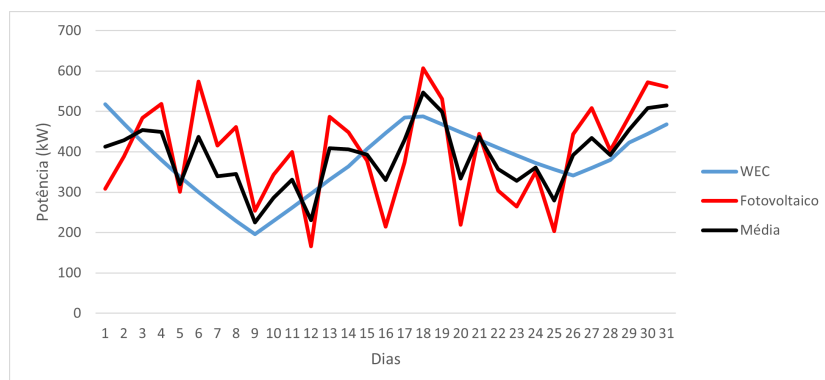


Figura III.17: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 1 de três dispositivos CEO e 5 025 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

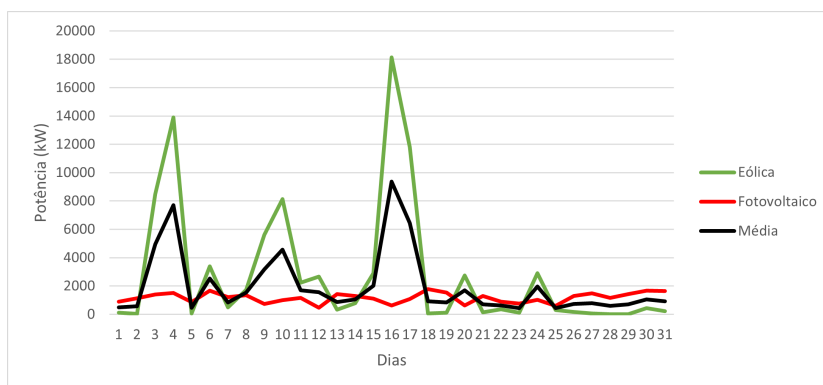


Figura III.18: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 1 de 14 641 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

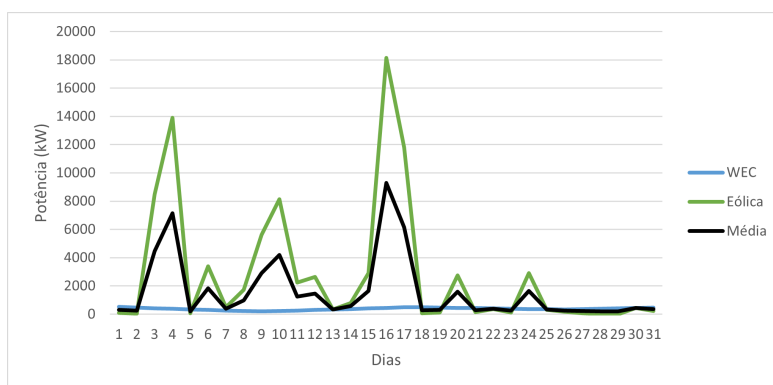


Figura III.19: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

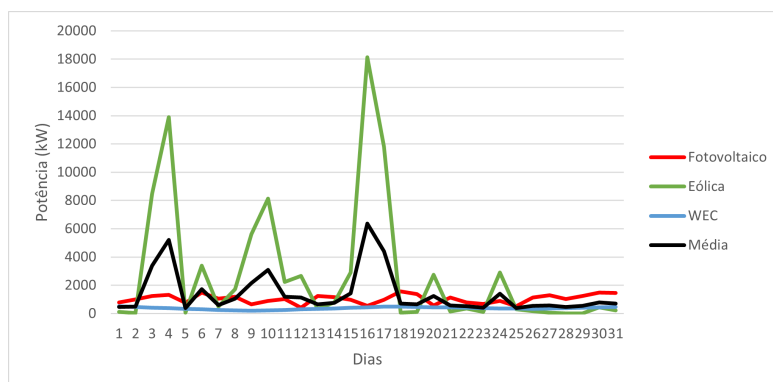


Figura III.20: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 12 934 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

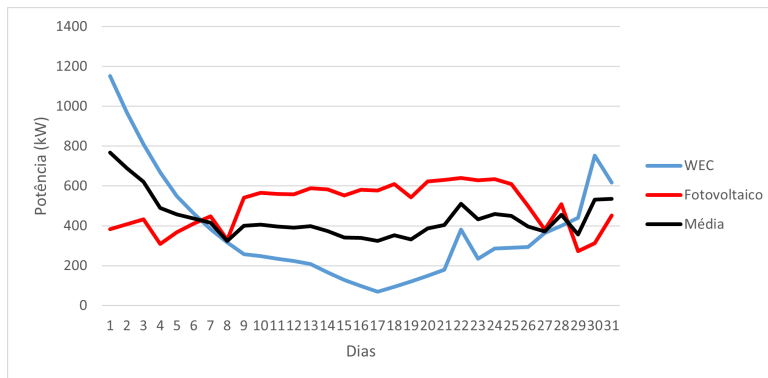


Figura III.21: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 2 de três dispositivos CEO e 4 562 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

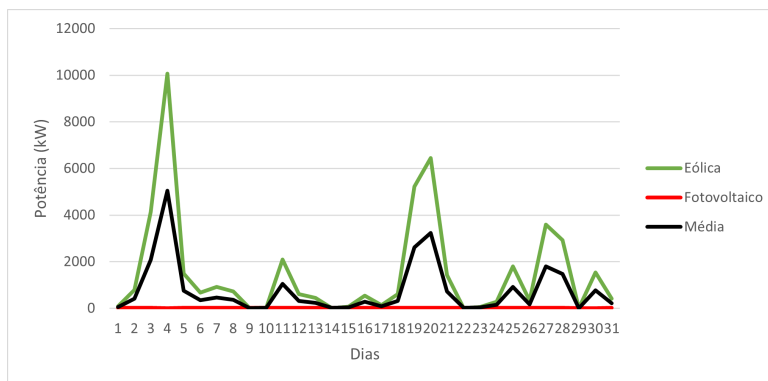


Figura III.22: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 2 de 203 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

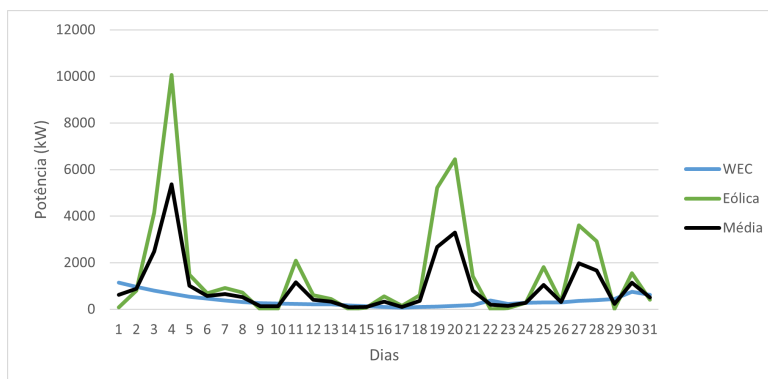


Figura III.23: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de março, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

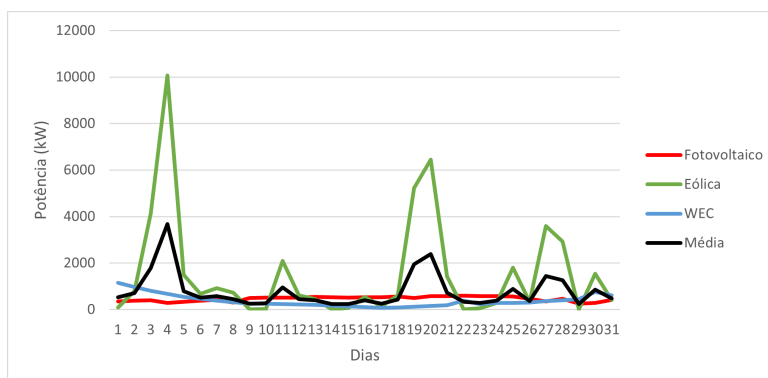


Figura III.24: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de fevereiro, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 4 191 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

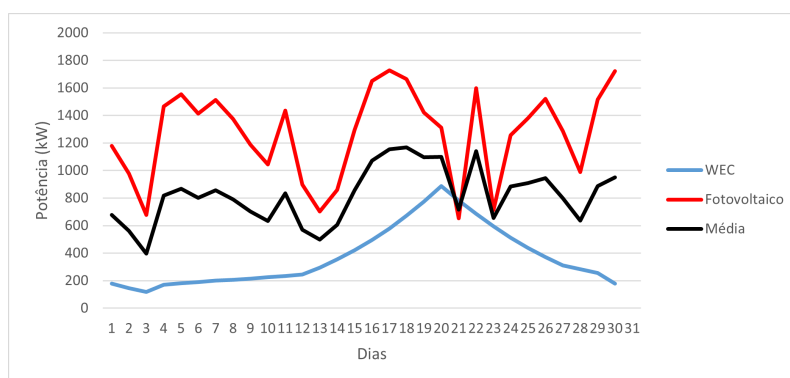


Figura III.25: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 1 de três dispositivos CEO e 11 126 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

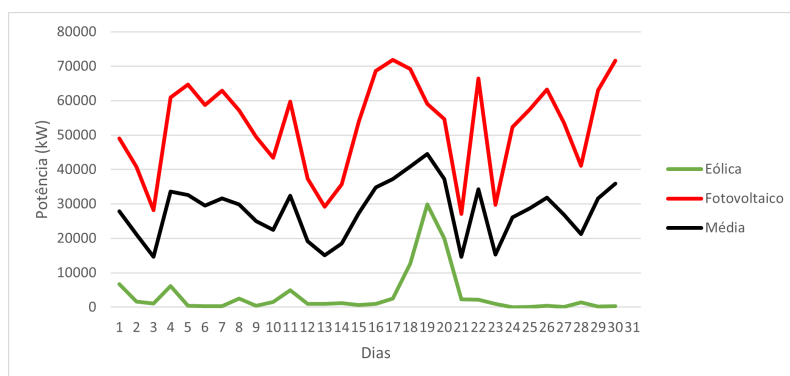


Figura III.26: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 1 de 462 966 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

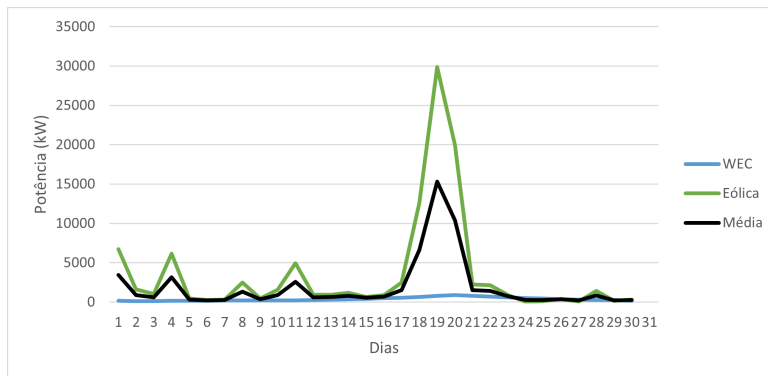


Figura III.27: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

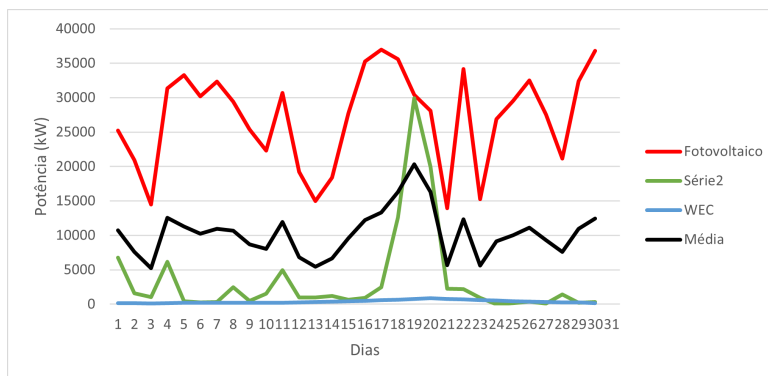


Figura III.28: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 238 040 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

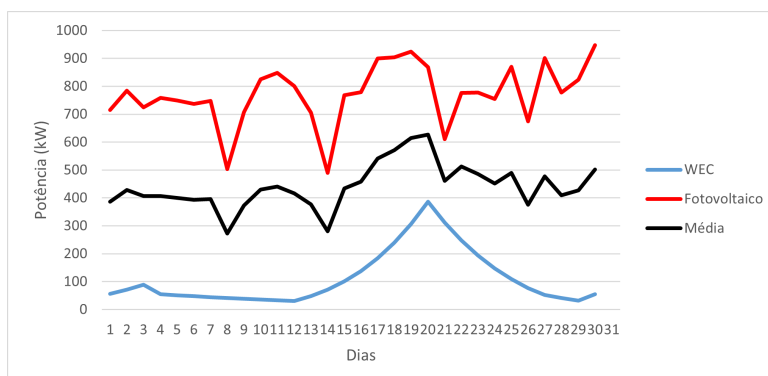


Figura III.29: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 2 de três dispositivos CEO e 5 902 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

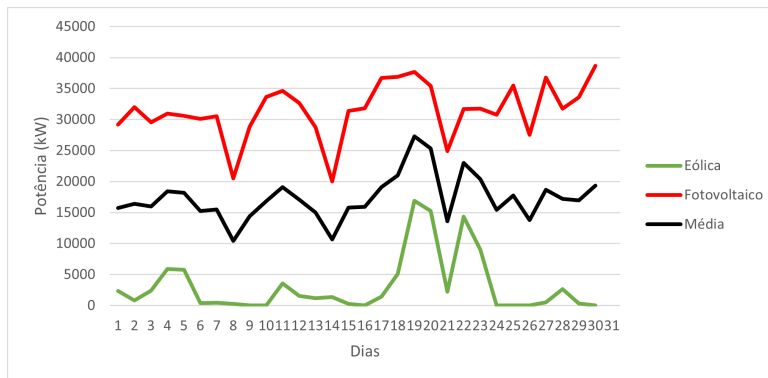


Figura III.30: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 2 de 240 802 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

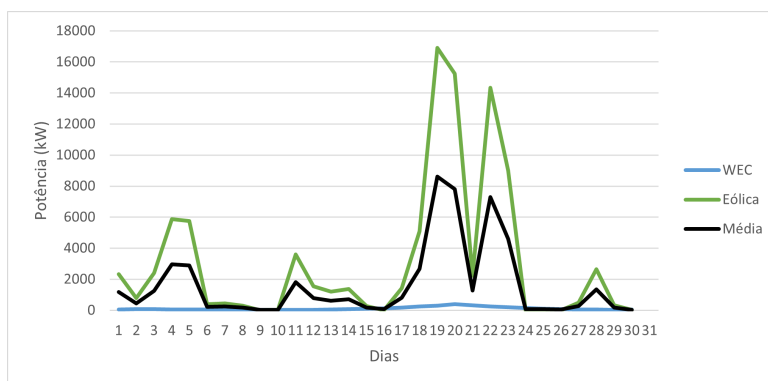


Figura III.31: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

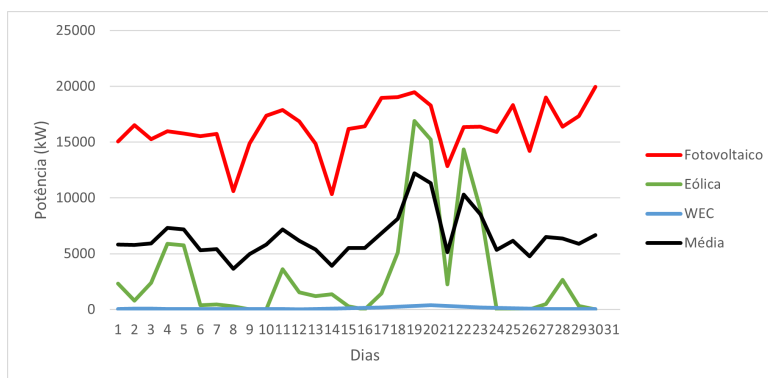


Figura III.32: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 124 301 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

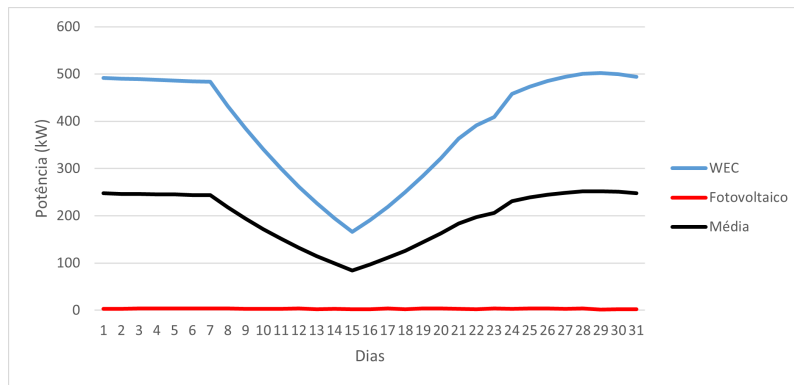


Figura III.33: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 1 de três dispositivos CEO e 22 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

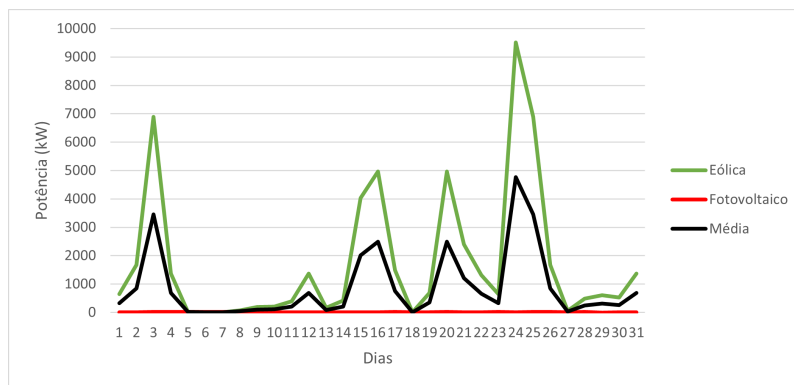


Figura III.34: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 1 de 72 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

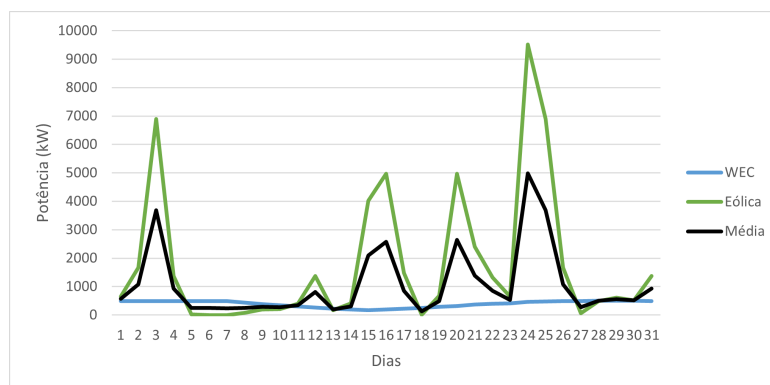


Figura III.35: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

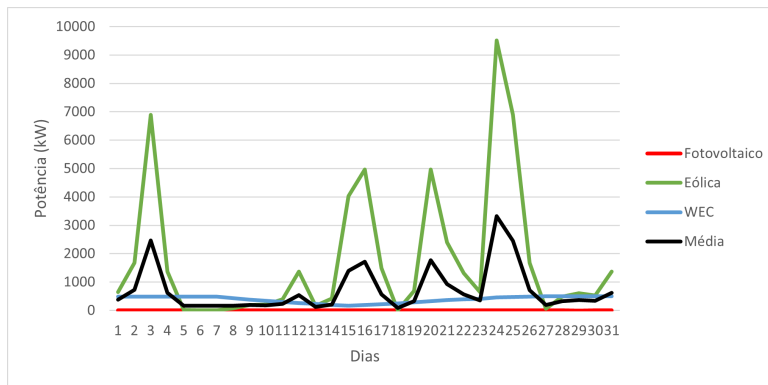


Figura III.36: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 238 040 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

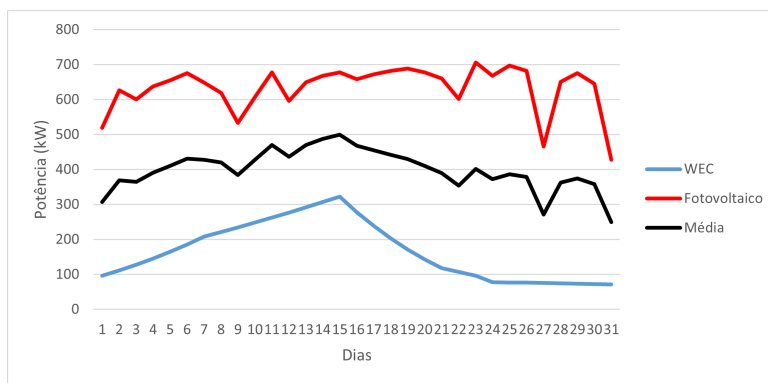


Figura III.37: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 2 de três dispositivos CEO e 3 917 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

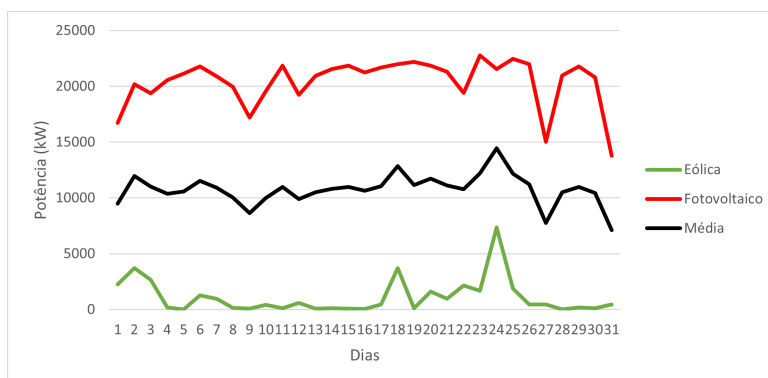


Figura III.38: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 2 de 126 333 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

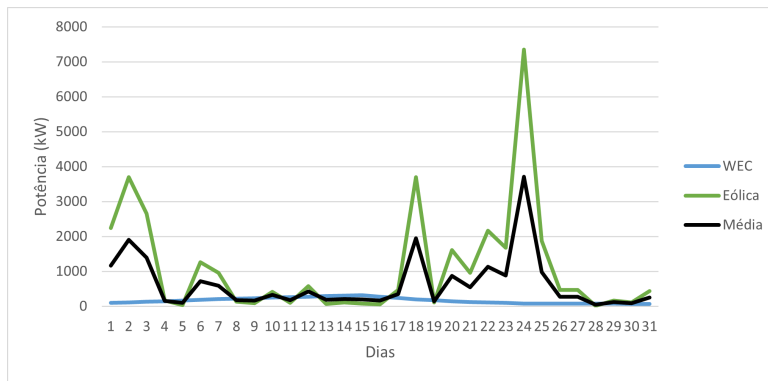


Figura III.39: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de maio, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

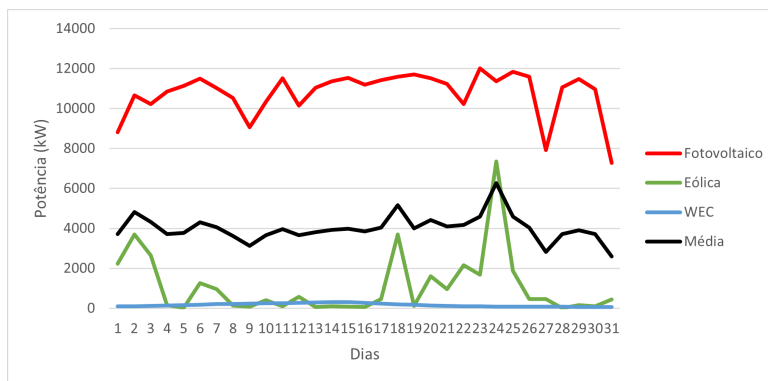


Figura III.40: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de abril, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 66 608 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

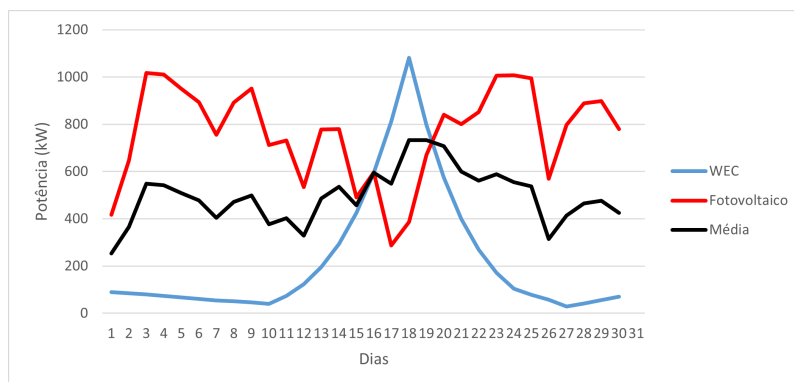


Figura III.41: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 1 de três dispositivos CEO e 5 551 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

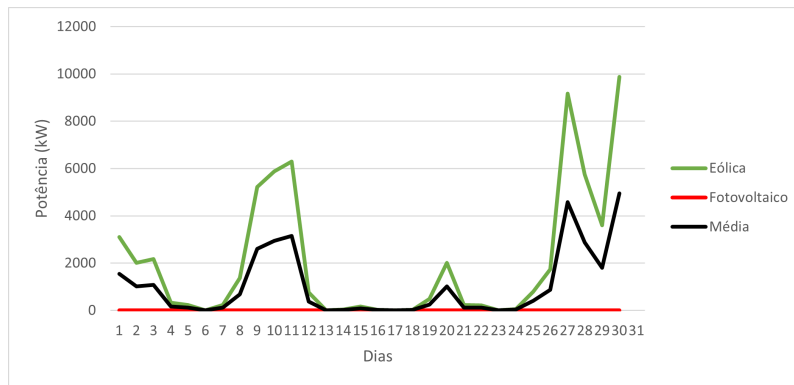


Figura III.42: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 1 de 43 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

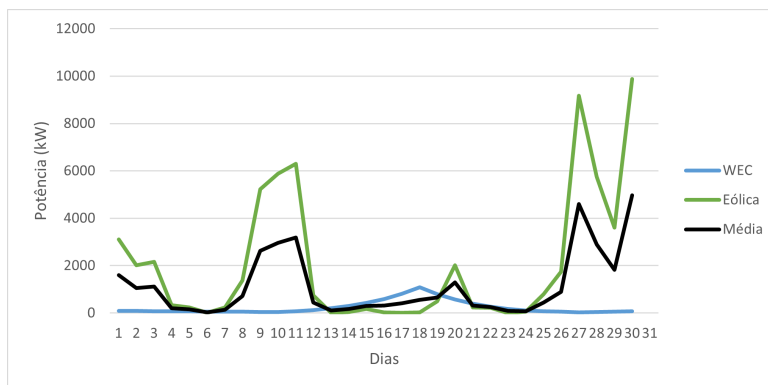


Figura III.43: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

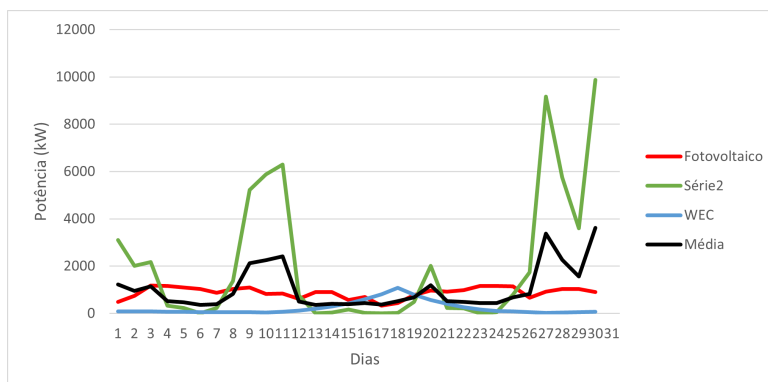


Figura III.44: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 6 410 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

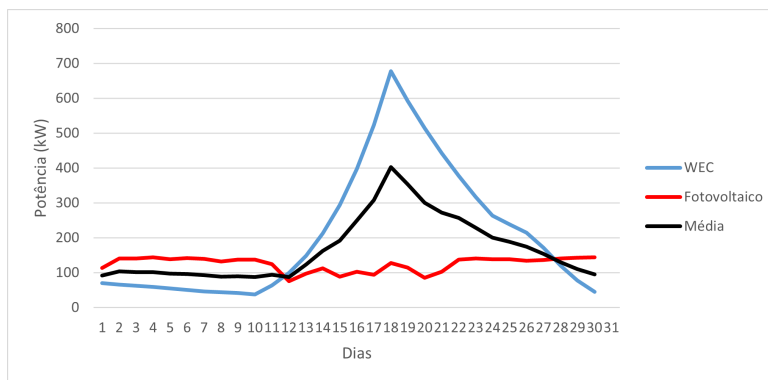


Figura III.45: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 2 de três dispositivos CEO e 795 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

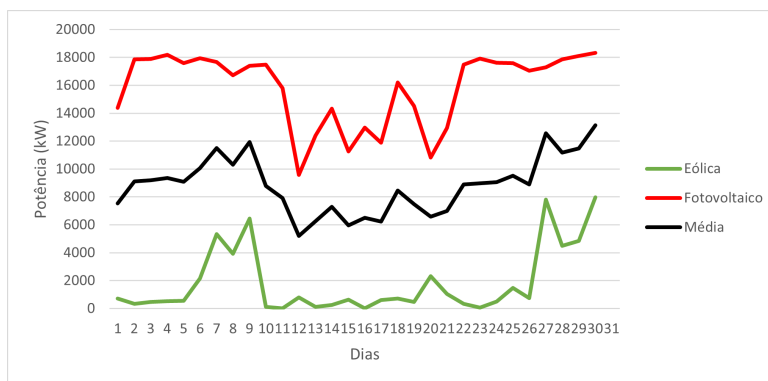


Figura III.46: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 2 de 100 871 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

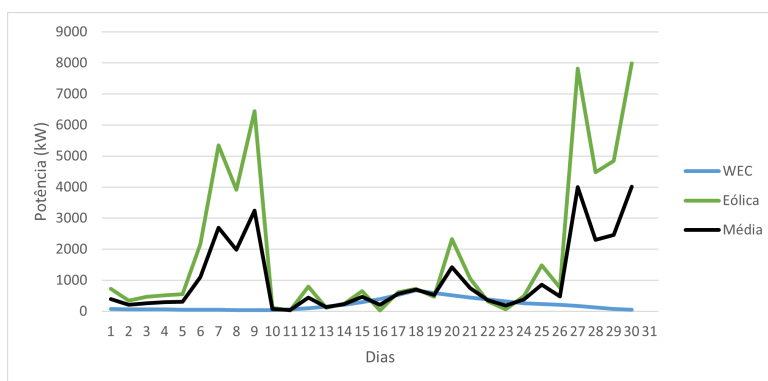


Figura III.47: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

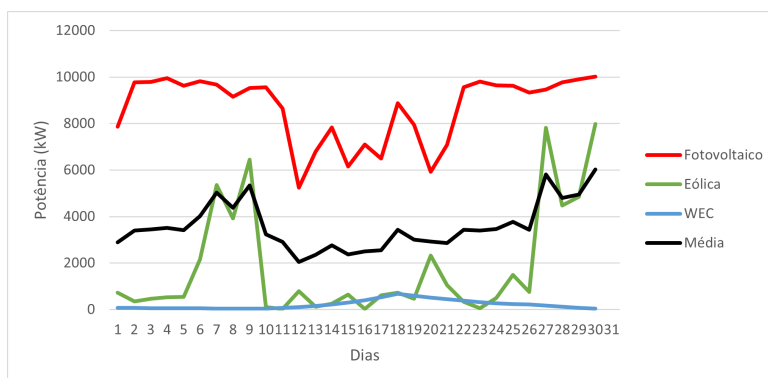


Figura III.48: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de junho, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 55 189 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

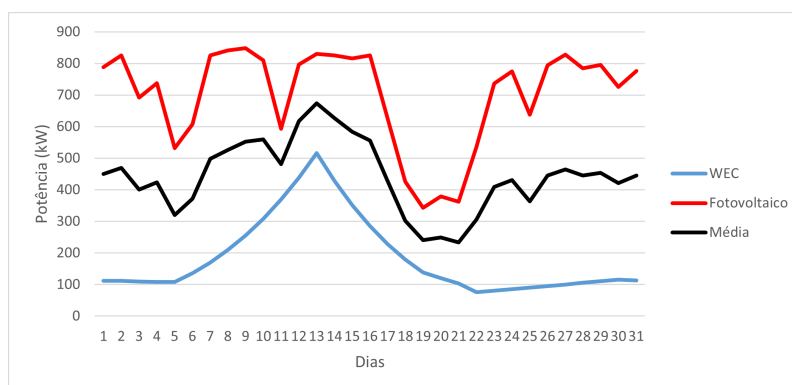


Figura III.49: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 1 de três dispositivos CEO e 4 761 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

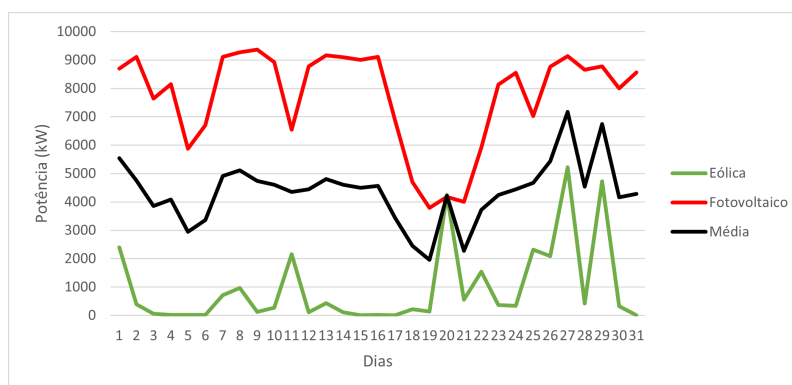


Figura III.50: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 1 de 52 525 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

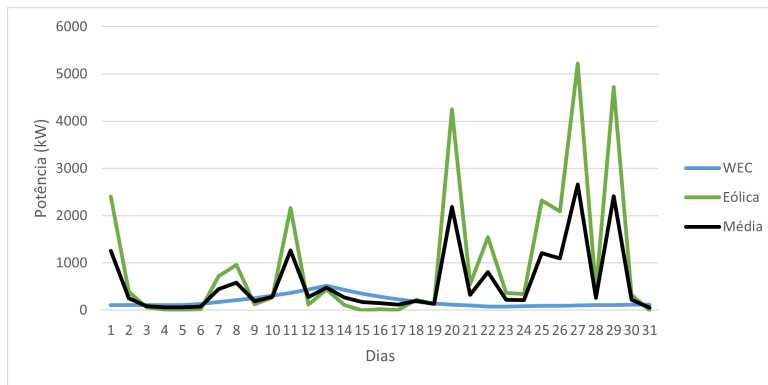


Figura III.51: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

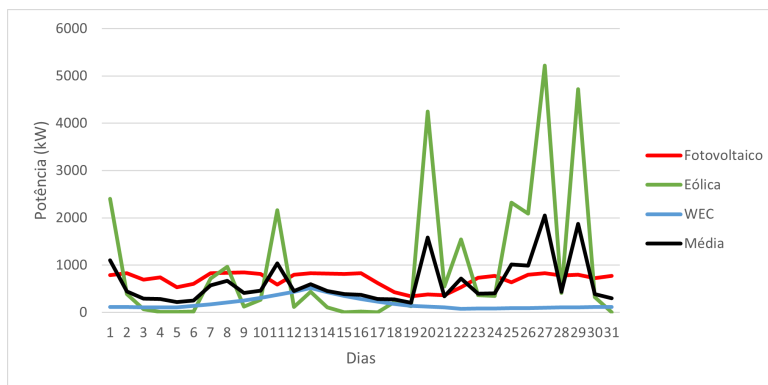


Figura III.52: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 27 105 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

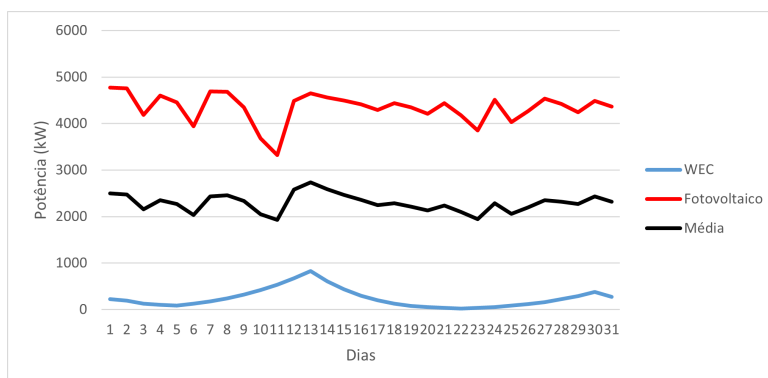


Figura III.53: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 2 de três dispositivos CEO e 26 311 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

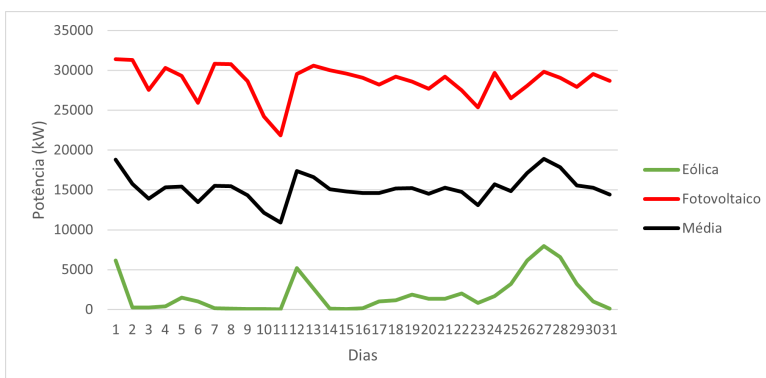


Figura III.54: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 2 de 173 139 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

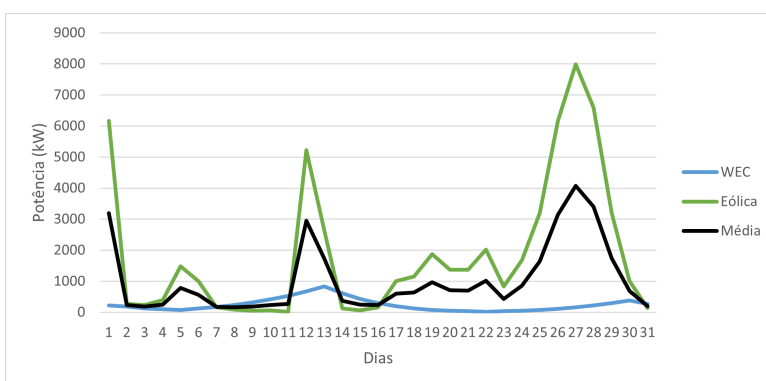


Figura III.55: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

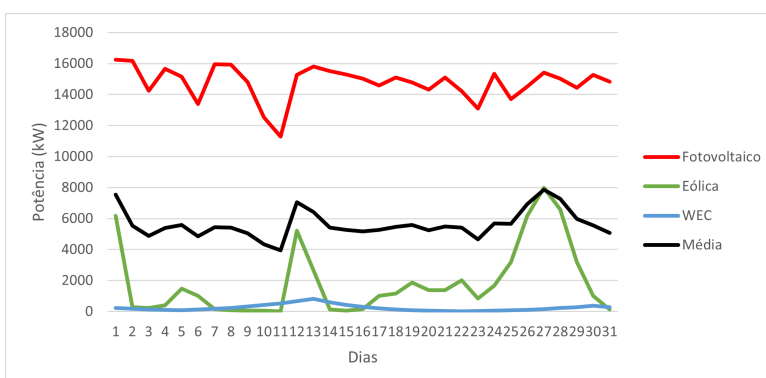


Figura III.56: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de julho, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 89 487 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

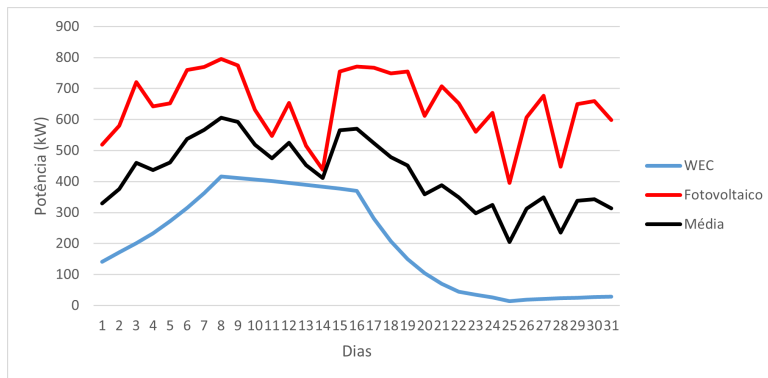


Figura III.57: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 1 de três dispositivos CEO e 4 843 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

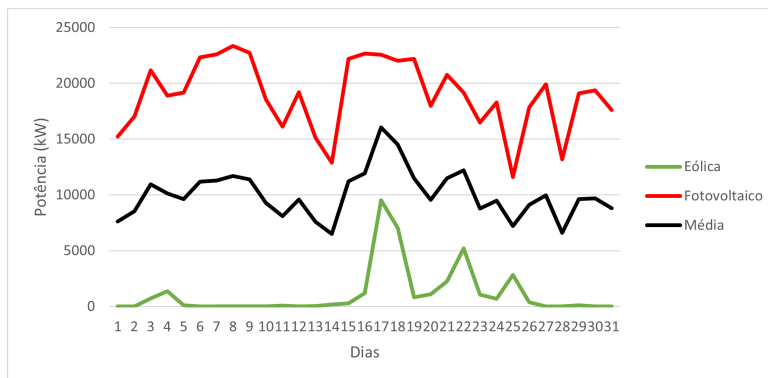


Figura III.58: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 1 de 142 341 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

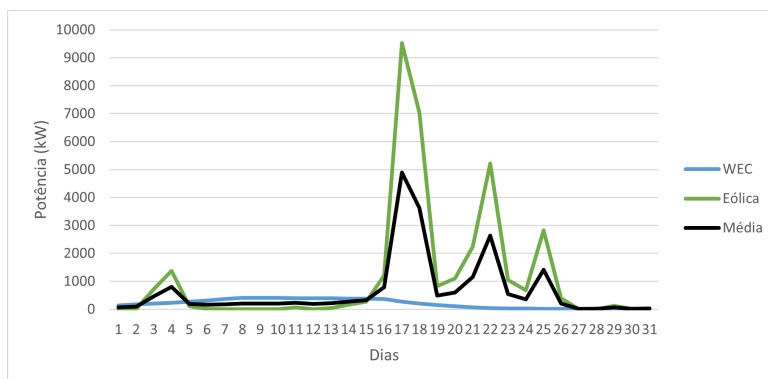


Figura III.59: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

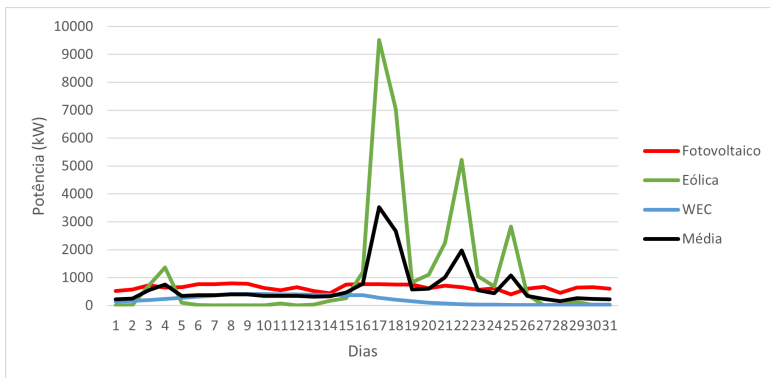


Figura III.60: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 74 201 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

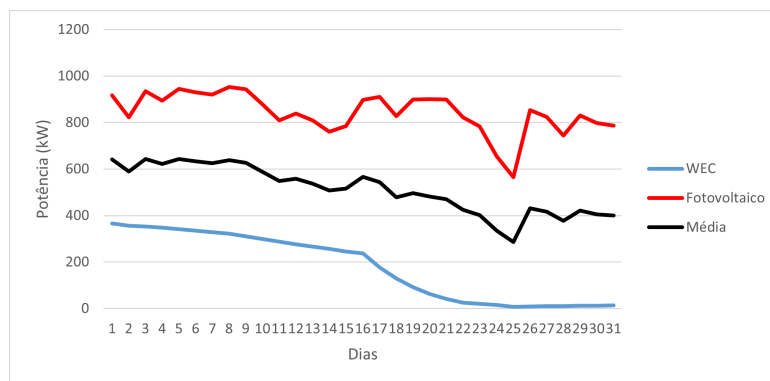


Figura III.61: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 2 de três dispositivos CEO e 5 725 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

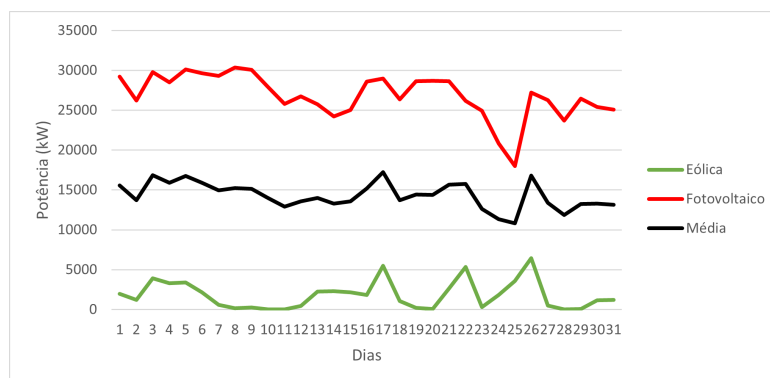


Figura III.62: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 2 de 182 421 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

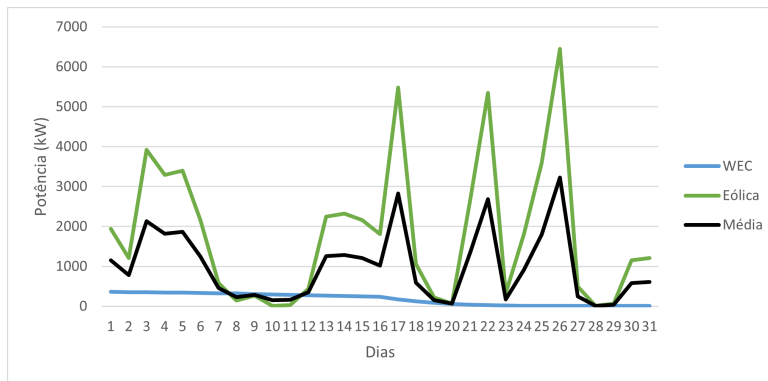


Figura III.63: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

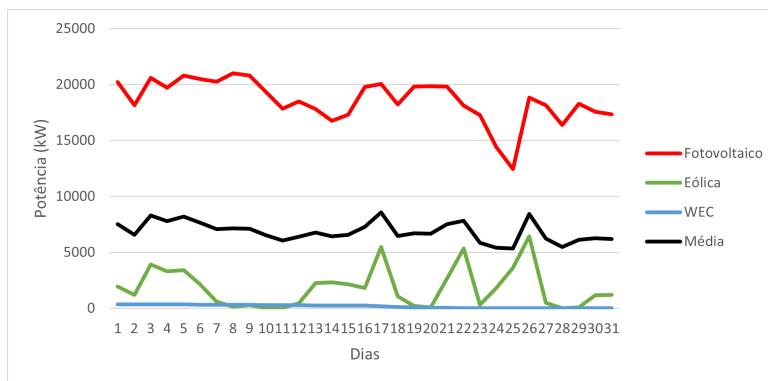


Figura III.64: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 126 167 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

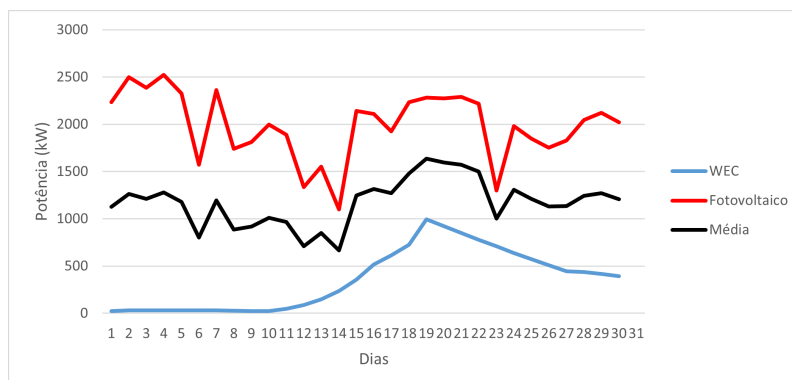


Figura III.65: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 1 de três dispositivos CEO e 18 213 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

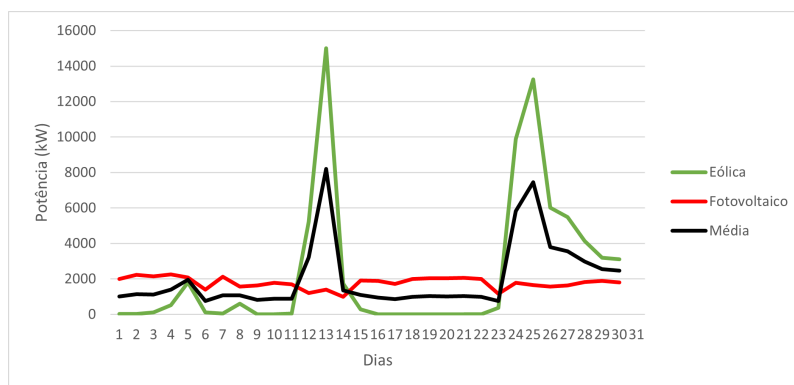


Figura III.66: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 1 de 16 332 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

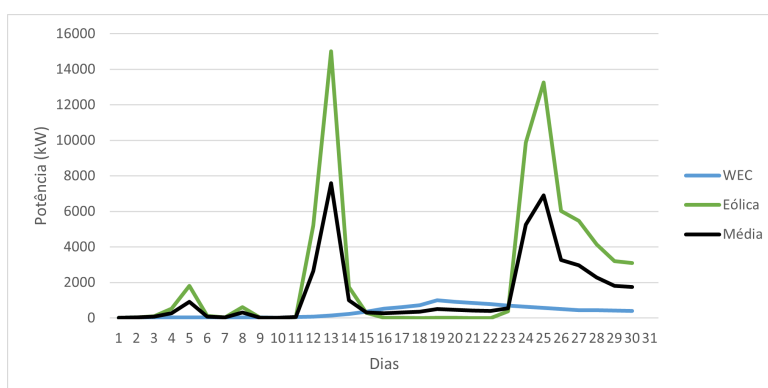


Figura III.67: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

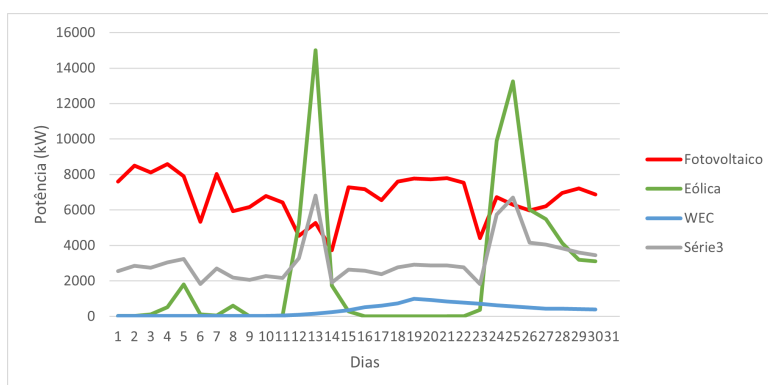


Figura III.68: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 61 972 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

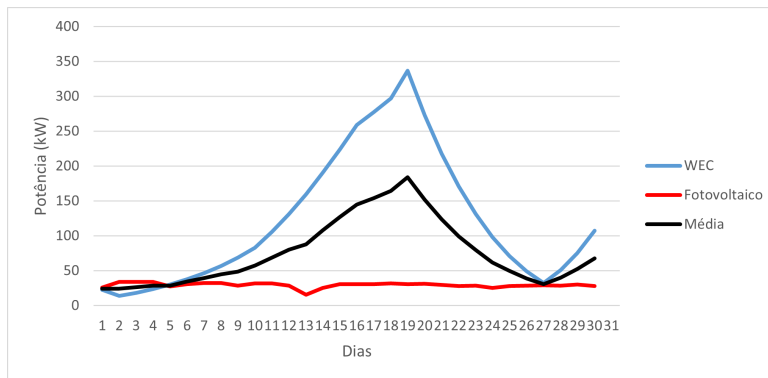


Figura III.69: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 2 de três dispositivos CEO e 238 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

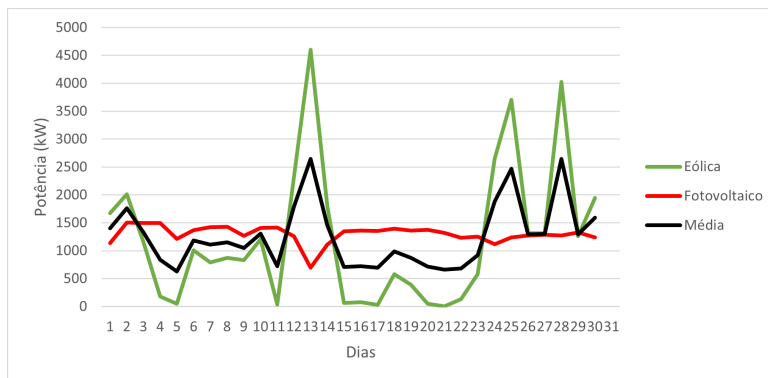


Figura III.70: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 2 de 10 523 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

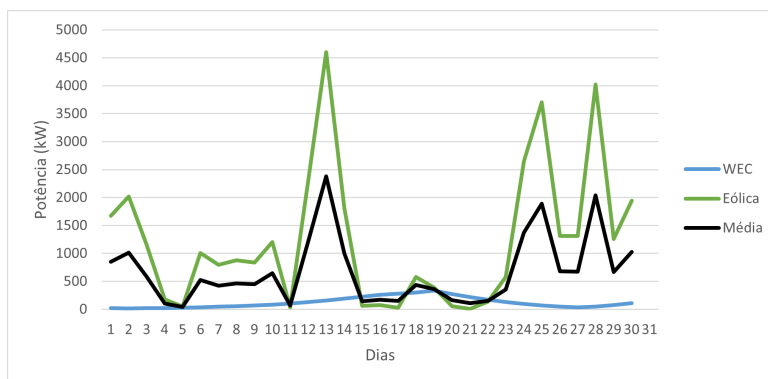


Figura III.71: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de setembro, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

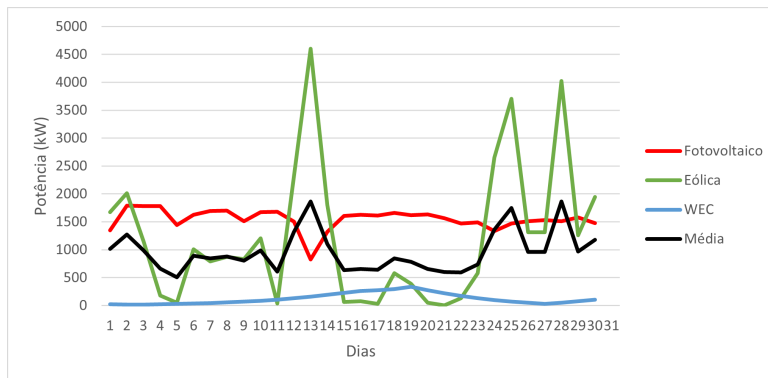


Figura III.72: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de agosto, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 12 521 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

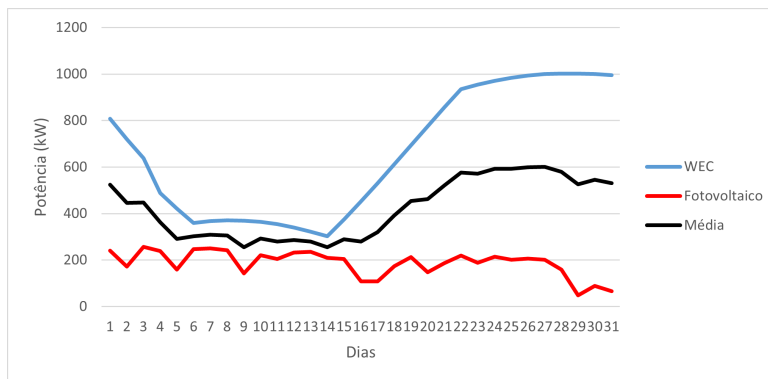


Figura III.73: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 1 de três dispositivos CEO e 2 353 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

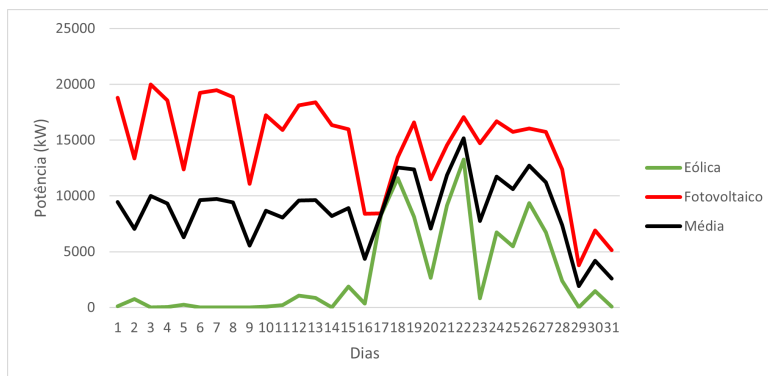


Figura III.74: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 1 de 183 505 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

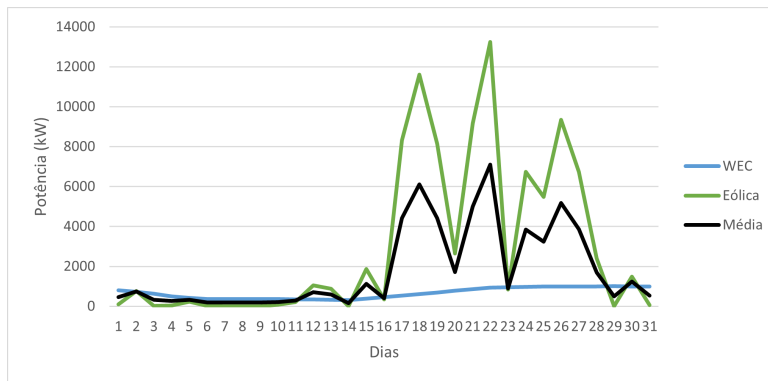


Figura III.75: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

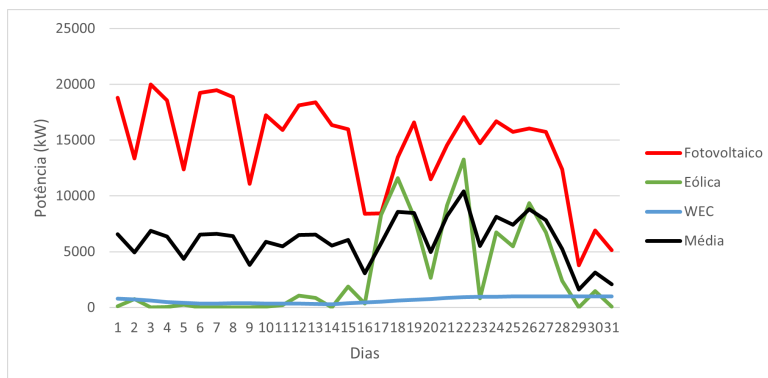


Figura III.76: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 105 742 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

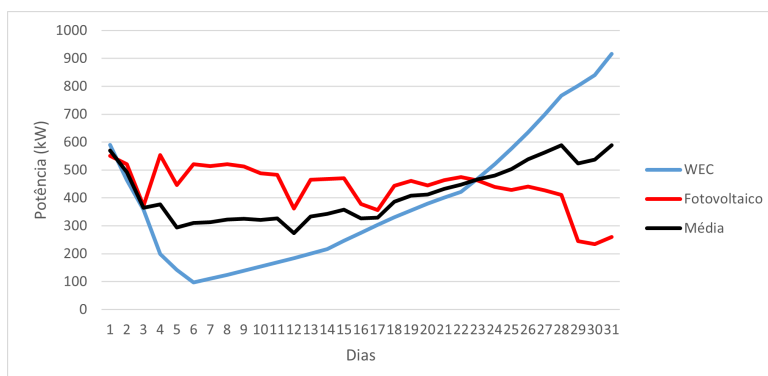


Figura III.77: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 2 de três dispositivos CEO e 4 678 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

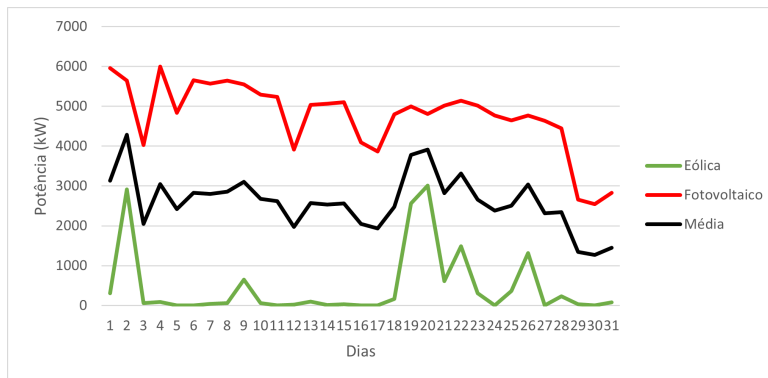


Figura III.78: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 2 de 50 657 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

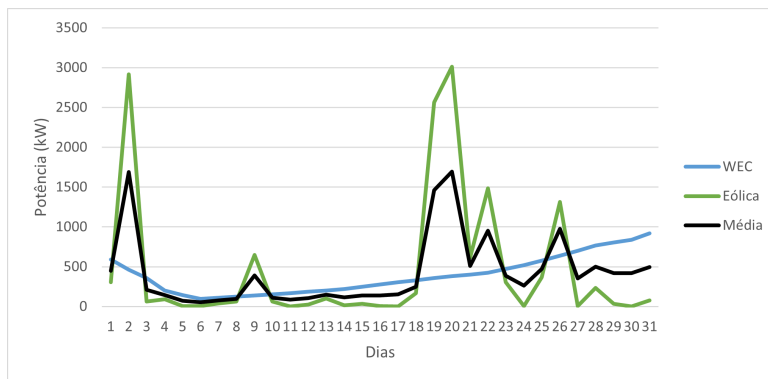


Figura III.79: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

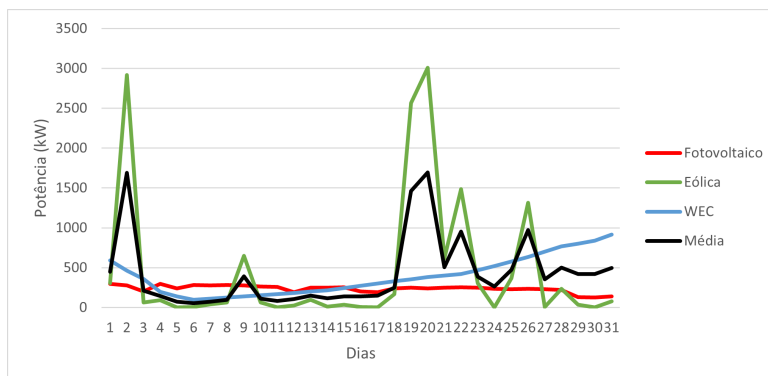


Figura III.80: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de outubro, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 2 512 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

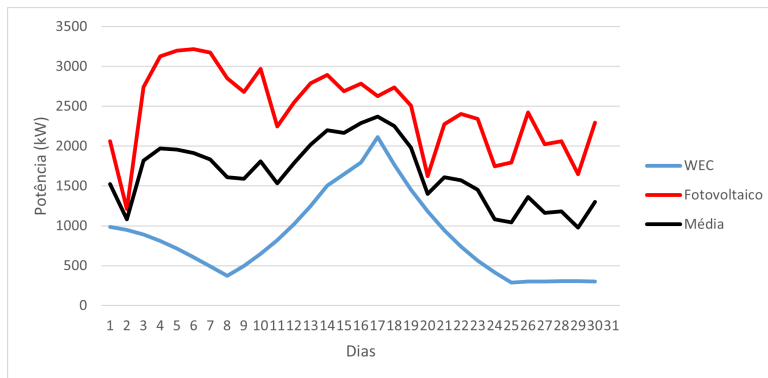


Figura III.81: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 1 de três dispositivos CEO e 39 620 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

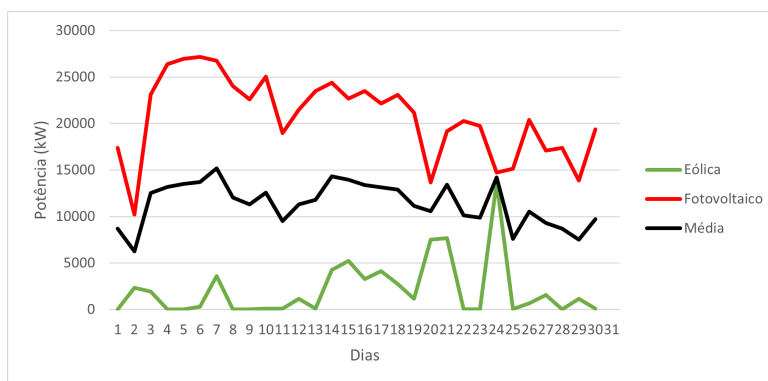


Figura III.82: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 1 de 334 126 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

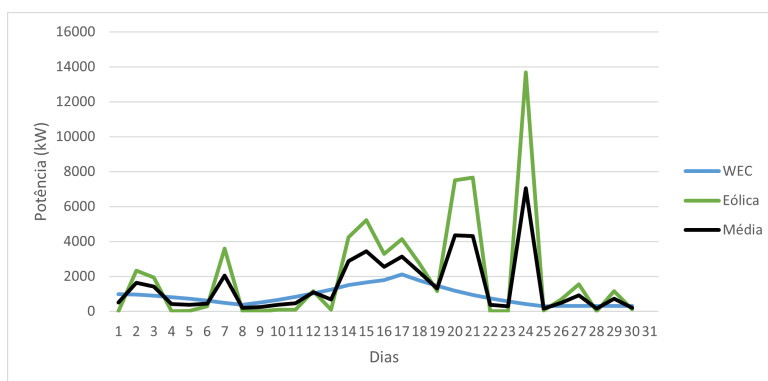


Figura III.83: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

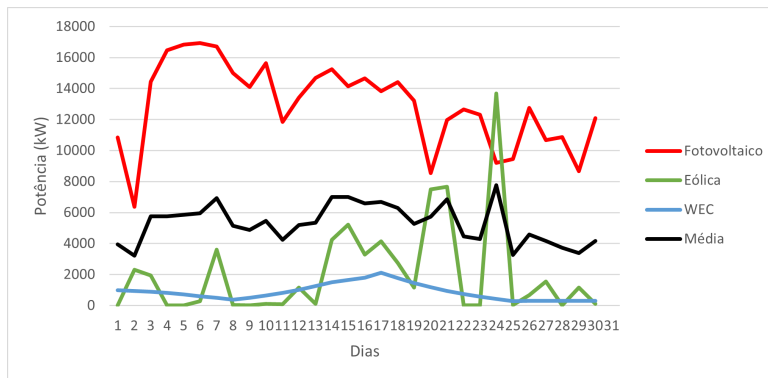


Figura III.84: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 208 563 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

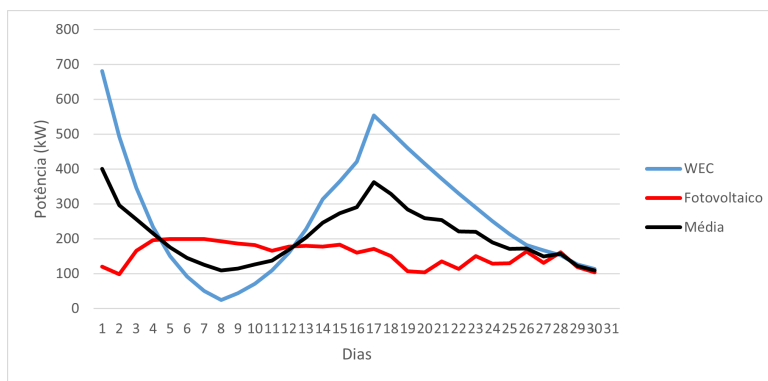


Figura III.85: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 2 de três dispositivos CEO e 2 228 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

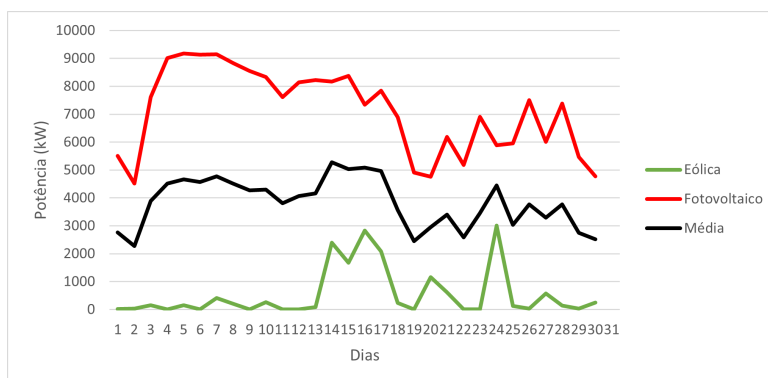


Figura III.86: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 2 de 102 256 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

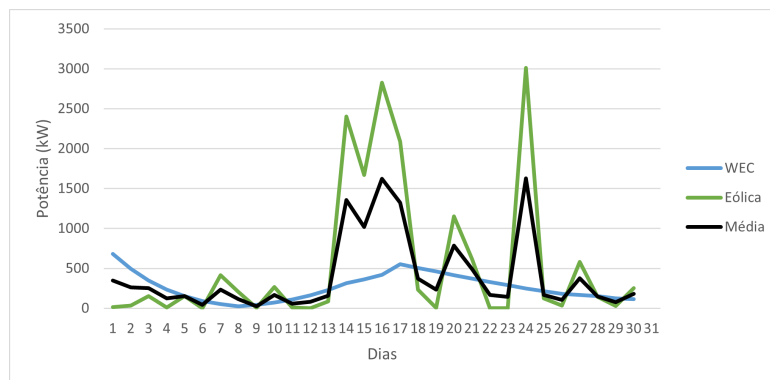


Figura III.87: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

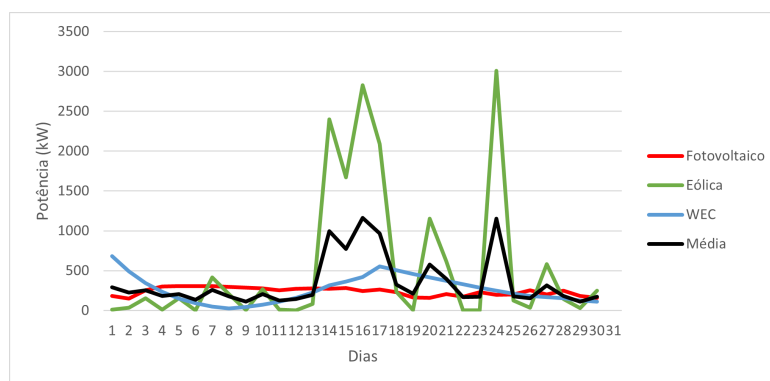


Figura III.88: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de novembro, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 3 430 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

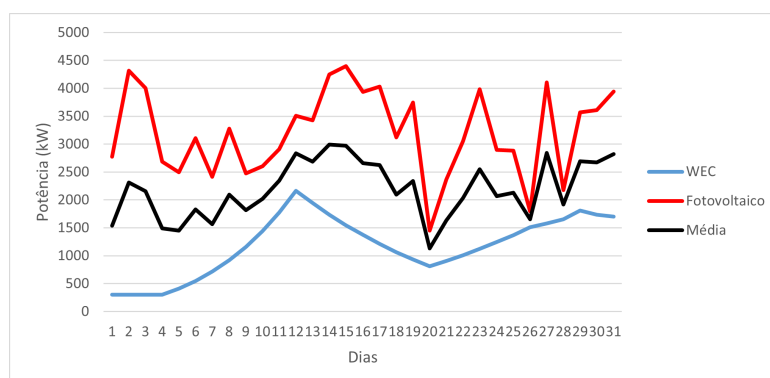


Figura III.89: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 1 de três dispositivos CEO e 74 486 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

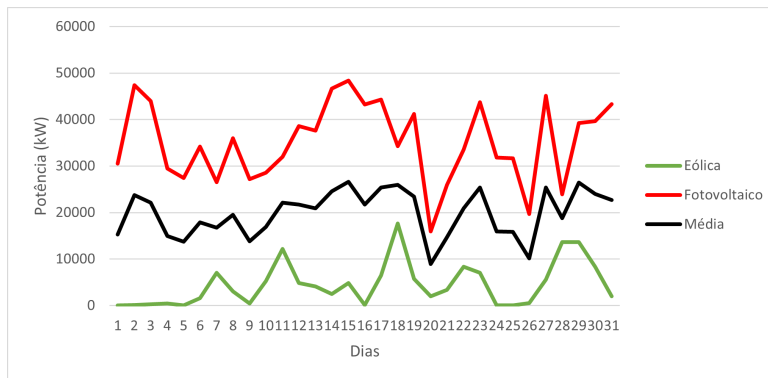


Figura III.90: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 1 de 818 134 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

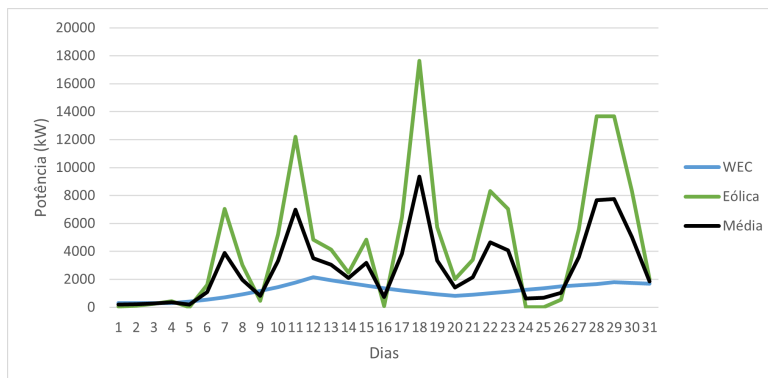


Figura III.91: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 1 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

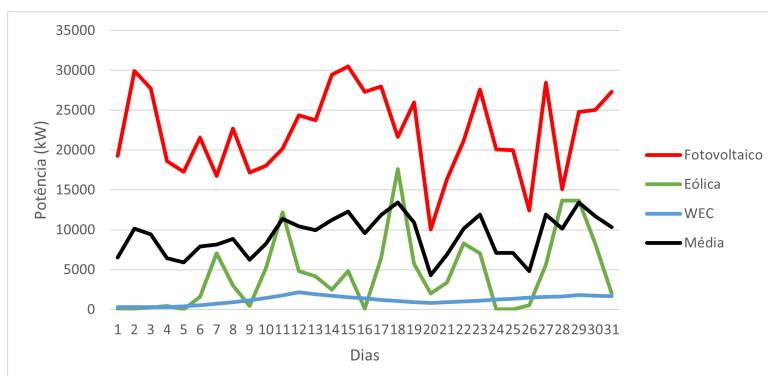


Figura III.92: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 1 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 516 505 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

ANEXO III. GRÁFICOS DA ANÁLISE DIÁRIA AO LONGO DE CADA MÊS DE UM ANO

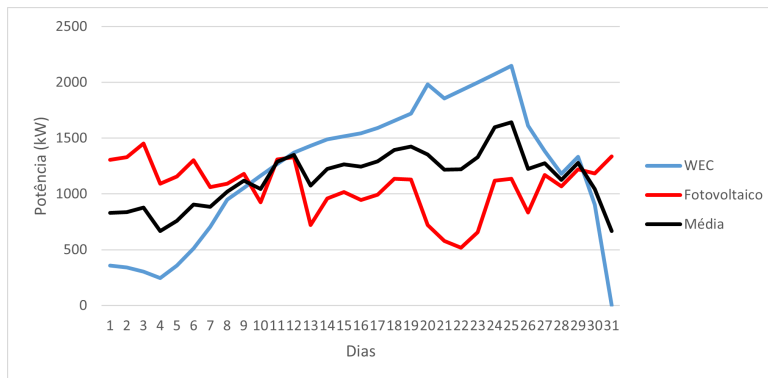


Figura III.93: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 2 de três dispositivos CEO e 20 104 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

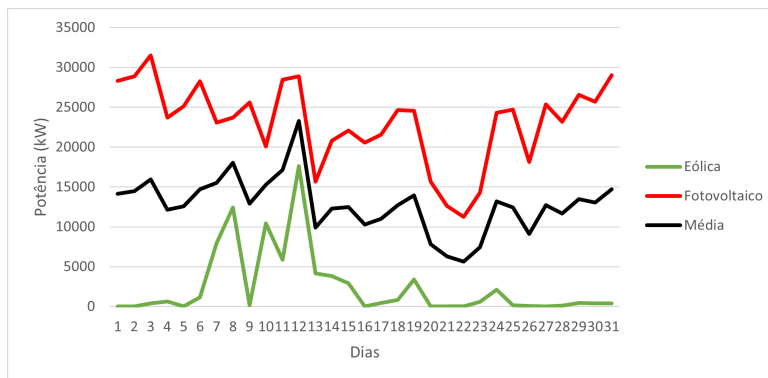


Figura III.94: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 2 de 436 614 painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, assim como a sua média.

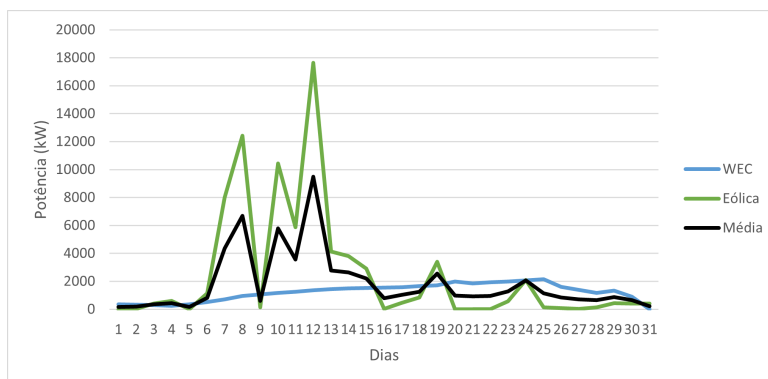


Figura III.95: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 2 de três dispositivos CEO e uma turbina eólica, assim como a sua média.

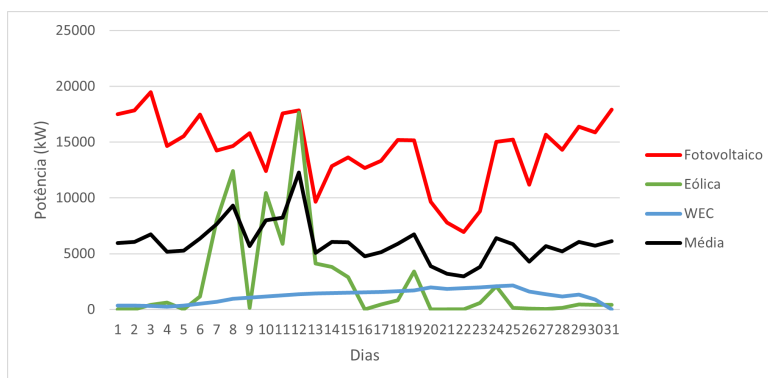


Figura III.96: Potência extraída em função dos dias ao longo do mês de dezembro, na localização 2 de três dispositivos CEO, uma turbina eólica e 269 602 painéis fotovoltaicos, assim como a sua média.

IV

FICHA TÉCNICA DO INVERSOR PREVISTO NO ACOPLAMENTO 1

SUN2000-100KTL-M1
Smart String Inverter



10
MPP Trackers



98.8% (@480V)
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



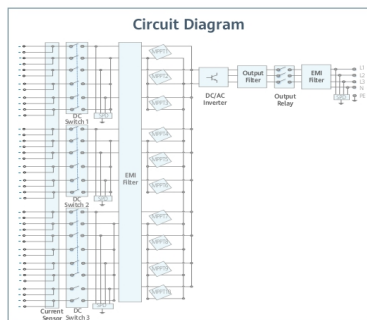
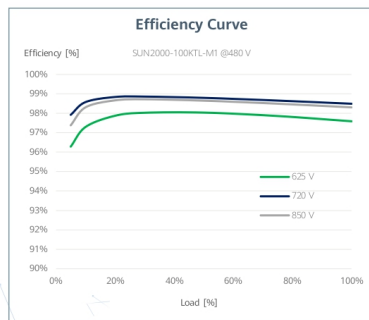
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SUN2000-100KTL-M1
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
Efficiency	
Max. efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of Inputs	20
Number of MPP Trackers	10
Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W

Standard Compliance (more available upon request)

Certificate
 Grid Connection Standards
 EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
 VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
²Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

Version No.:02-(20190512)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

SC5000HV-MV

System Type	SC5000HV-MV
DC side	
Max. DC voltage	1500 V
Min. DC voltage	800V
DC voltage range for nominal power	800 – 1500 V
Max. DC current	7016 A
Max. DC power	5612kW
No. of DC inputs	2 or 4 optional
AC side (Grid)	
AC output power	5500 kVA @ 45 °C / 5000 kVA @ 50 °C
Max.inverter output current	5772 A
AC voltage range	10 – 35 kV
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 1 leading – 1 lagging
Adjustable Reactive power	-100% – 100%
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
AC side (Off-Grid)	
Inverter port nominal AC voltage	550 V
Inverter port AC voltage range	484 – 625V
AC voltage Distortion	< 3 % (Linear load)
DC voltage component	< 0.5 % Un (Linear balance load)
Unbalance load Capacity	100%
Nominal Voltage frequency / Voltage frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Efficiency	
Inverter Max. efficiency / Inverter European efficiency	98.8 % / 98.5 %
Transformer	
Transformer rated power	5000 kVA
Transformer max. power	5500 kVA
LV/MV voltage	0.55 kV / 10 – 35 kV
Transformer vector	Dy1y1
Transformer cooling type	ONAN(Oil Natural Air Natural)
Oil type	Mineral oil(PCB free) or degradable oil on request
Protection	
DC input protection	Load break switch + fuse
inverter output protection	Circuit breaker
AC output protection	Circuit breaker
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
General Data	
Dimensions (W*H*D)	12192*2896*2438 mm
Weight	34.5 T
Degree of protection	IP54
Auxiliary power supply	220 Vac, 1.5 kVA / Optional: 480 Vac, 30 kVA
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 95 % (non-condensing)
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	1000 m(standard) > 1000 m (optional)
Display	Touch screen
Communication	Standard: RS485, CAN, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	CE, IEC 62477, IEC 61000
Grid support	L/HVRT, L/HFRT, active & reactive power control and power ramp rate control

CASH-FLOW PARA VALORES MÁXIMO E MÍNIMOS

CASH-FLOW PARA CUSTOS MAXIMIZADOS						
ANO	Cash-in (€)	Cash-out (€)	Cash-flow (€)	Cash-flow atualizado (€)	Cash-flow acumulado (€)	Cash-flow acumulado (k€)
0	0,00	10 664 718,23	-10 664 718,23	-10 664 718,23	-10 664 718,23	-10 664,72
1	0,00	184 147 292,72	-184 147 292,72	-177 064 704,53	-187 729 422,76	-187 729,42
2	24 816 026,43	6 940 521,73	17 875 504,70	16 526 908,93	-171 202 513,83	-171 202,51
3	24 567 866,16	6 940 521,73	17 627 344,44	15 670 645,02	-155 531 868,82	-155 531,87
4	24 322 187,50	6 940 521,73	17 381 665,77	14 857 920,75	-140 673 948,06	-140 673,95
5	24 078 965,63	6 940 521,73	17 138 443,90	14 086 551,61	-126 587 396,46	-126 587,40
6	23 838 175,97	6 940 521,73	16 897 654,24	13 354 461,60	-113 232 934,86	-113 232,93
7	23 599 794,21	6 940 521,73	16 659 272,48	12 659 677,92	-100 573 256,94	-100 573,26
8	23 363 796,27	6 940 521,73	16 423 274,54	12 000 325,84	-88 572 931,10	-88 572,93
9	23 130 158,31	6 940 521,73	16 189 636,58	11 374 623,91	-77 198 307,18	-77 198,31
10	22 898 856,72	6 940 521,73	15 958 335,00	10 780 879,32	-66 417 427,87	-66 417,43
11	22 669 868,16	11 999 764,59	10 670 103,57	6 931 095,82	-59 486 332,05	-59 486,33
12	22 443 169,47	6 940 521,73	15 502 647,75	9 682 908,04	-49 803 424,01	-49 803,42
13	22 218 737,78	6 940 521,73	15 278 216,05	9 175 700,64	-40 627 723,36	-40 627,72
14	21 996 550,40	6 940 521,73	15 056 028,67	8 694 481,41	-31 933 241,96	-31 933,24
15	21 776 584,90	6 940 521,73	14 836 063,17	8 237 939,24	-23 695 302,72	-23 695,30
16	21 558 819,05	6 940 521,73	14 618 297,32	7 804 828,45	-15 890 474,26	-15 890,47
17	21 343 230,86	6 940 521,73	14 402 709,13	7 393 965,54	-8 496 508,73	-8 496,51
18	21 129 798,55	6 940 521,73	14 189 276,82	7 004 226,06	-1 492 282,67	-1 492,28
19	20 918 500,56	6 940 521,73	13 977 978,84	6 634 541,76	5 142 259,09	5 142,26
20	20 709 315,56	6 940 521,73	13 768 793,83	6 283 897,77	11 426 156,86	11 426,16
21	20 502 222,40	11 999 764,59	8 502 457,82	3 731 164,19	15 157 321,05	15 157,32
22	20 297 200,18	6 940 521,73	13 356 678,45	5 635 922,42	20 793 243,47	20 793,24

Figura VI.1: Análise de *Cash – flow* para custos maximizados.

ANEXO VI. CASH-FLOW PARA VALORES MÁXIMO E MÍNIMOS

CASH-FLOW PARA CUSTOS MINIMIZADOS						
ANO	Cash-in (€)	Cash-out (€)	Cash-flow (€)	Cash-flow atualizado (€)	Cash-flow acumulado (€)	Cash-flow acumulado (k€)
0	0,00	4 423 193,23	-4 423 193,23	-4 423 193,23	-4 423 193,23	-4 423,19
1	0,00	183 286 546,16	-183 286 546,16	-176 237 063,62	-180 660 256,85	-180 660,26
2	24 816 026,43	3 039 128,65	21 776 897,78	20 133 966,14	-160 526 290,71	-160 526,29
3	24 567 866,16	3 039 128,65	21 528 737,51	19 138 969,26	-141 387 321,45	-141 387,32
4	24 322 187,50	3 039 128,65	21 283 058,85	18 192 847,90	-123 194 473,55	-123 194,47
5	24 078 965,63	3 039 128,65	21 039 836,98	17 293 212,33	-105 901 261,22	-105 901,26
6	23 838 175,97	3 039 128,65	20 799 047,32	16 437 789,22	-89 463 472,00	-89 463,47
7	23 599 794,21	3 039 128,65	20 560 665,56	15 624 416,01	-73 839 055,99	-73 839,06
8	23 363 796,27	3 039 128,65	20 324 667,62	14 851 035,55	-58 988 020,44	-58 988,02
9	23 130 158,31	3 039 128,65	20 091 029,66	14 115 690,94	-44 872 329,50	-44 872,33
10	22 898 856,72	3 039 128,65	19 859 728,07	13 416 520,69	-31 455 808,81	-31 455,81
11	22 669 868,16	8 098 371,51	14 571 496,65	9 465 366,36	-21 990 442,45	-21 990,44
12	22 443 169,47	3 039 128,65	19 404 040,82	12 119 706,65	-9 870 735,80	-9 870,74
13	22 218 737,78	3 039 128,65	19 179 609,13	11 518 776,22	1 648 040,43	1 648,04
14	21 996 550,40	3 039 128,65	18 957 421,75	10 947 438,70	12 595 479,12	12 595,48
15	21 776 584,90	3 039 128,65	18 737 456,25	10 404 244,33	22 999 723,45	22 999,72
16	21 558 819,05	3 039 128,65	18 519 690,40	9 887 814,11	32 887 537,56	32 887,54
17	21 343 230,86	3 039 128,65	18 304 102,21	9 396 836,36	42 284 373,92	42 284,37
18	21 129 798,55	3 039 128,65	18 090 669,90	8 930 063,39	51 214 437,31	51 214,44
19	20 918 500,56	3 039 128,65	17 879 371,91	8 486 308,43	59 700 745,74	59 700,75
20	20 709 315,56	3 039 128,65	17 670 186,91	8 064 442,64	67 765 188,38	67 765,19
21	20 502 222,40	8 098 371,51	12 403 850,89	5 443 226,57	73 208 414,95	73 208,41
22	20 297 200,18	3 039 128,65	17 258 071,53	7 282 136,24	80 490 551,19	80 490,55

Figura VI.2: Análise de Cash – flow para custos minimizados.

