



CÁLCULO DO CUSTO NIVELADO DE ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA DIFERENTES LOCALIZAÇÕES

TIAGO MIGUEL DA COSTA CUNHA

outubro de 2023

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

DISSERTAÇÃO
MESTRADO EM ENERGIAS SUSTENTÁVEIS

CÁLCULO DO CUSTO NIVELADO DE ENERGIA
EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA
DIFERENTES LOCALIZAÇÕES

Tiago Miguel da Costa Cunha



POLITÉCNICO DO PORTO

Outubro 2023

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

DISSERTAÇÃO
MESTRADO EM ENERGIAS SUSTENTÁVEIS (MES)

CÁLCULO DO CUSTO NIVELADO DE ENERGIA
EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA
DIFERENTES LOCALIZAÇÕES

Nome do autor: Tiago Miguel da Costa Cunha

Número de estudante: 1181282

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis.

Orientador:

Professora Doutora Zita Maria Almeida Vale

Professora Coordenadora Principal do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP)

Co-orientador:

Doutor Pedro Nuno Silva Faria

Outubro 2023

RESUMO

O panorama energético tem vindo a evoluir nas últimas décadas, apresentando cada vez mais uma maior componente de produção através de fontes de energias renováveis, e mesmo tempo, os custos de energia elétrica para o consumidor têm atingindo preços máximos históricos.

A presente dissertação foca-se no cálculo do custo nivelado de energia (LCOE) para a energia fotovoltaica por diferentes métodos e para diferentes países, de modo a entender como este pode variar em diferentes localizações. Para o efeito, procedeu-se ao dimensionamento de um sistema fotovoltaico, que será aplicado a cada localização para efetuar a análise com base na mesma tipologia de unidade.

Parâmetros como a irradiação solar ou o Fator de Capacidade (CF) têm grande impacto na produção da unidade fotovoltaica, que irá afetar o LCOE. A taxa de desconto aplicada também pode ser decisiva na viabilidade da instalação de determinada unidade, pelo que se deve procurar o valor mínimo para a taxa de desconto que está diretamente relacionada com a taxa de juro de financiamento para este tipo de projetos. O custo evitado nivelado de energia (LACE) reforça a posição do LCOE, relacionado as possíveis novas unidades a instalar com as condições existentes da rede elétrica dentro de uma localização, permitindo assim concluir se é benéfica a sua implementação.

No fim, após análise dos resultados obtidos e respetiva comparação dos mesmos, verifica-se que nem sempre é benéfico a instalação de uma nova unidade de geração, apesar de se obter menor LCOE com a instalação de uma nova unidade comparativamente com outras unidades existentes, isto porque o rácio do LACE pelo LCOE pode não ser positivo. Para o caso de estudo aplicado na Alemanha utilizando o LCOE mais elevado dessa localização, embora menor que o custo do mercado de distribuição e significando assim que estaria em paridade com a rede, a sua instalação não seria benéfica pois é obtido um valor de LACE inferior tendo em conta o preço marginal de energia naquela localização. Para as restantes localizações estudadas seria benéfica a instalação de unidades de geração de energia elétrica desta tipologia.

Palavras-Chave:

Custo nivelado de energia; Energia fotovoltaica; Geração de Eletricidade; Impacto da localização; Paridade de rede.

ABSTRACT

In the last decades the energy landscape has changed, increasingly featuring a greater proportion of production through renewable energy sources, and at the same time, the electricity costs have reached historic highs.

This dissertation focuses on the calculating of levelised cost of energy (LCOE) for photovoltaic using different methods and for different countries, in order to understand how it can vary in different locations. To this end, a photovoltaic system was been designed, which will be applied to each location to do the analysis based on the same unit type.

Parameters such as the solar radiation or the capacity factor (CF) have a significant impact on the production of the photovoltaic unit, which will affect the LCOE. The discount rate applied in the LCOE calculation can be decisive for the feasibility of installing a specific unit in certain location, therefore should be seek the minimum value for the discount rate, which is directly related to the interest rate for these types of projects. The levelized avoided cost of energy (LACE) reinforces the position of the LCOE, relating it to the potential new units to be installed with the existing conditions of the grid, thus allowing to conclude whether its implementation is beneficial.

In the end, after analyzing the results and comparing them, it is verified that the installation of a new generation unit is not always beneficial, even if a lower LCOE is achieved with the installation of a new unit compared to other existing units, because the ratio of LACE to LCOE may not be positive. Applied the case study in Germany, using the higher LCOE at that location, although lower than the cost of the distribution market and thus meaning that it would be on grid parity, its installation would not be beneficial because a lower LACE value is obtained, taking into account the marginal energy price in that location. For the others studied locations, the installation of this kind of electricity generation units would be beneficial.

Keywords

Grid Parity; Levelized cost of Energy; Location impact; Photovoltaic; Power generation.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos aqueles que tornaram possível a realização deste trabalho, tanto a nível direto como com apoio emocional.

Aos meus orientadores, Prof. Doutora Zita Vale e Prof. Doutor Pedro Faria, pelo seu apoio, orientação e disponibilidade demonstrada ao longo do trabalho.

Deixo os meus agradecimentos ao Centro de Investigação GECAD (Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento) por disponibilizar os meios necessários para a realização da dissertação.

Ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) por me ter disponibilizado todos os meios e condições durante o percurso académico, assim como a todos os docentes que partilharam dos seus conhecimentos para o meu desenvolvimento intelectual e pessoal que serão úteis nas várias áreas profissionais e pessoais ao longo da minha vida.

Aos meus pais e irmão, um muito obrigado pelos incentivos constates e por sempre me proporcionarem as condições para atingir os meus objetivos, em especial a minha mãe por todo o ânimo e chamadas de atenção que foram bem necessárias. O vosso apoio foi fundamental neste percurso, como em tudo ao longo da minha vida.

À Inês, que foi o meu pilar nesta jornada. Por toda a paciência que teve comigo e por ser incansável e incrível, pela força, incentivo e motivação que me deu durante a realização deste trabalho, principalmente nas fases mais difíceis.

Tiago Miguel da Costa Cunha

ÍNDICE GERAL

RESUMO	ii
ABSTRACT	iv
AGRADECIMENTOS	vi
ÍNDICE GERAL	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABELAS	xii
LISTA DE ABREVIATURAS	xiv
LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES	xvi
CAPÍTULO 1	1
1 - Introdução	1
1.1 - Enquadramento do tema	1
1.2 - Objetivos da dissertação	3
1.3 - Estrutura da dissertação	3
CAPÍTULO 2	5
2 - Revisão bibliográfica	5
2.1 - Panorama da energia elétrica e energia fotovoltaica em Portugal	5
2.2 - Posição ambiental.....	8
2.3 - Licenças ambientais e custos de emissões.....	10
2.4 - Custo nivelado de energia.....	12
2.4.1 - sLCOE – Método 1	14
2.4.2 - LCOE ₁ – Método 2	15
2.4.3 - LCOE ₂ – Método 3	15
2.4.4 - LCOE ₃ – Método 4	16
2.5 - Efeito da variabilidade das fontes renováveis	18
2.6 - Fator de capacidade	19
2.7 - Custo evitado nivelado de energia	20
2.8 - Custo nivelado de energia <i>versus</i> Custo evitado nivelado de energia	22
2.9 - Custo nivelado de energia ajustado	22
2.10 - Paridade de rede	23
2.11 - Flexibilidade	25

CAPÍTULO 3	27
3 - Metodologia	27
3.1 - Definição de parâmetros	28
3.2 - Dados de implementação da Unidade fotovoltaica e do custo nivelado de energia	29
3.2.1 - Custo inicial e configuração da instalação	29
3.2.2 - Irradiação solar e produção de energia	29
3.2.3 - Custos de O&M	31
3.2.4 - Custos Financeiros	32
3.3 - Implementação do Custo evitado nivelado de energia	33
CAPÍTULO 4	35
4 - Caso de estudo, resultados e discussão	35
4.1 - Dimensionamento da Unidade fotovoltaica – Caso de Estudo.....	35
4.1.1 - Método analítico de dimensionamento fotovoltaico.....	35
4.1.2 - Dados de projeto.....	37
4.1.3 - Configuração Unidade fotovoltaica	39
4.1.4 - Produção estimada	42
4.2 - Análise e discussão de resultados	45
CAPÍTULO 5	51
5 - Conclusões e trabalhos futuros	51
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	55
APÊNDICES	61
APÊNDICE A - FICHA TÉCNICA DO PAINEL	61
APÊNDICE B – FICHA TÉCNICA DO INVERSOR	63
APÊNDICE C – DADOS PVGIS – PORTUGAL.....	65
APÊNDICE D – DADOS PVGIS – ALEMANHA	66
APÊNDICE E – DADOS PVGIS – ESPANHA	67
APÊNDICE F – DADOS PVGIS – FRANÇA	68
APÊNDICE G – DADOS PVGIS – GRÉCIA	69
APÊNDICE H – DADOS PVGIS – ITÁLIA.....	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Escala de Mercados Fotovoltaicos para 2020-2022 (retirado de EU Market Outlook For Solar Power, 2022).....	6
Figura 2 - Crescimento previsto da Energia FV para 2023-2026 (retirado de EU Market Outlook For Solar Power, 2022).....	6
Figura 3 - Comparação da distribuição GEE por setores (Adaptado de EUROSAT, 2022).	9
Figura 4 - Evolução das emissões específicas de CO2 e do preço médio de CO2 entre 2019 e 2022 (Adaptado de APREN, 2022).....	11
Figura 5 - Paridade da Rede (retirado de Zhang & Zhang, 2020).	24
Figura 6 - Metodologia - Etapas principais.	27
Figura 7 - Irradiação Solar na Europa (retirado de Solar resource maps of Europe, 2021).	30
Figura 8 - Capacidade de produção FV (retirado de Solar resource maps of Europe, 2021).	30
Figura 9 - Perfil de Consumo diário do edifício entre 15/04/2019 a 07/06/2019.	38
Figura 10 - Dia normal versus dia sem ocupação.	39
Figura 11 - Ficha técnica do Painel (retirado de Just solar 460W, 2023).....	62
Figura 12 - Ficha técnica do Inversor (retirado de SOLAR.HUAWEI, 2020).	64
Figura 13 - Dados PVGIS Portugal (retirado de PVGIS 5, 2022).....	65
Figura 14 - Dados PVGIS Alemanha (retirado de PVGIS 5, 2022).	66
Figura 15 - Dados PVGIS Espanha (retirado de PVGIS 5, 2022).....	67
Figura 16 - Dados PVGIS França (retirado de PVGIS 5, 2022).....	68
Figura 17 - Dados PVGIS Grécia (retirado de PVGIS 5, 2022).	69
Figura 18 - Dados PVGIS Itália (retirado de PVGIS 5, 2022).	70

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Enquadramento da Unidade FV.	40
Tabela 2 - Características e Tipologia da Instalação.....	41
Tabela 3 - Descrição de custos da Unidade FV.....	41
Tabela 4 - Irradiação solar (PVGIS 5, 2022).	43
Tabela 5 - Produção estimada para cada localização (PVGIS 5, 2022).	44
Tabela 6 - Fator de capacidade para cada localização.....	45
Tabela 7 - Parâmetros para cálculo do LCOE.....	46
Tabela 8 - Resultados LCOE para as diferentes localizações.	47
Tabela 9 - Resultados LACE para as diferentes localizações.....	48
Tabela 10 - Rácio LACE/LCOE.....	49

LISTA DE ABREVIATURAS

APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis

CAPEX – Despesas de capital

CE - Comissão europeia

CELE - Comércio Europeu de Licenças de Emissões

CENSE - Centro de pesquisa de ambiente e sustentabilidade

CF – Fator de capacidade

DC - Corrente Contínua

DECEX – Despesas de descomissionamento

DSGP – Paridade de rede do lado da procura

ECJRC – Centro conjunto de pesquisa da comissão europeia

EE - Energia Elétrica

EIA - Administração de informação de energia

ENTSO-E - Rede Europeia de Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade

FV - Fotovoltaica

GEE - Gases de efeito estufa

IRENA - Agência Internacional de Energia Renovável

LACE - Custo evitado nivelado de energia

LCOE – Custo nivelado de energia

NEA - Agência de Energia Nuclear

NREL - Laboratório Nacional de Energia Renovável

OPEX – Despesas operacionais

O&M – Operação e Manutenção

PNEC – Plano Nacional de Energia e Clima

RE – Rede elétrica

SSGP – Paridade de rede do lado da oferta

TEP - Tonelada equivalente de Petróleo

UE - União Europeia

VALCOE - Custo nivelado de energia ajustado

VRE - Variabilidade da Energia renovável

LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES

A - Ampere

CO₂ - Dióxido de Carbono

gCO₂eq - Gramas de dióxido de carbono equivalente

GW - Gigawatt

GWp - Gigawatt pico

kWh - Quilowatt hora

m² - Metro quadrado

MtCO₂eq - Megatonelada de dióxido de carbono equivalente

TonCO₂ - Tonelada de dióxido de carbono

wdc - Watt em corrente contínua

Wp - Watt pico

CAPÍTULO 1

1 - Introdução

1.1 - Enquadramento do tema

Numa época em que os consumos mundiais de energia elétrica são cada vez maiores e os seus custos atingem preços máximos históricos, onde os preços de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e os preços dos combustíveis são igualmente elevados, o significado das fontes renováveis têm maior impacto no mercado de energia. Nos próximos anos as energias renováveis e a energia nuclear dominarão o crescimento do fornecimento global de eletricidade (International Energy Agency, 2023). Deste modo, uma solução e por isso, o futuro face aos elevados consumos energéticos atuais passa por aumentar a capacidade de produção por fontes renováveis. A comissão europeia tem implementado medidas para acelerar a implantação de energia limpa. A nível interno, muitos países têm introduzido medidas para amortecer os efeitos dos altos preços de eletricidade (International Energy Agency, 2023).

O desafio atual está em eletrificar todos os sistemas energéticos, de modo a fazer face ao aumento dos consumos em horas de pico, e porque cada vez mais estas permanecerem por um maior período durante o dia. Estes factos provocam o aumento do preço da energia no mercado, principalmente em horas cheias onde indústrias (empresas ou comércios) e habitações têm os maiores consumos. Com este rumo, uma percentagem considerável das despesas de fábricas, comércios e habitações é para o fornecimento de eletricidade. A nível industrial, do ponto de vista do consumidor de energia, é fulcral entender o mercado de eletricidade. A título de exemplo tem se que, se as empresas aproveitarem a oportunidade para realizar mais tarefas de produção quando o preço da energia estiver baixo, a economia de custos será significativa, implicando em um alto nível de recompensa (Yi et al., 2022). Por isso, para conseguir responder a estas necessidades, é importante não depender das flutuações do mercado e conseguir gerar a própria energia para consumo, e deste modo, gerir de uma forma mais eficiente estes custos.

Pode encontrar-se a solução tanto a nível industrial como a nível doméstico. Empresas que não sejam autossuficientes ou não produzam parte da energia que consomem perdem competitividade. A nível doméstico, vive-se numa época onde cada vez se mais se faz notar a pobreza energética, sem condições de aquecimento ou arrefecimento no interior das habitações. Na União Europeia (UE) registou-se um declínio de 3,5% do consumo em 2002, pelo facto de esta região estar afetada com elevados preços de energia, levando a uma diminuição de consumos durante o inverno e uma redução da procura entre os consumidores industriais (International Energy Agency, 2023).

Tal como foi descrito, as fontes renováveis podem ser uma solução, nomeadamente o aproveitamento solar. Para empresas e habitações produzirem o que consomem e/ou alimentar a rede com o excedente de produção, com possibilidade de ter retorno financeiro, pode equilibrar as contas e controlar os gastos localizados. Ao mesmo tempo, isto pode contribuir para a descentralização de pontos de produção de energia.

É importante notar que é necessária a correta gestão e interligação à rede destes tipos de unidade de produção, como por exemplo, a energia fotovoltaica (FV), com as restantes fontes de energia, com o objetivo de garantir um abastecimento mais abrangente e benéfico.

Por isso, é relevante ter em conta a localização e capacidades adequadas da rede para as novas unidades de produção de energia. A abordagem hierárquica no controlo central das redes de distribuição de energia existentes tem evoluído no sentido de um paradigma de rede de energia inteligente, em que os picos imprevistos da produção local de energia distribuída e a incerteza das energias renováveis podem ser geridos de forma adequada (Abrishambaf, Lezama, Faria, & Vale, 2019). Como tal, a descentralização de pontos de fornecimento de energia através de pequenas unidades de produção pode ser benéfica, se bem geridas, abastecendo pontos necessários ou idealmente próximos da zona de produção.

Nesta dissertação é calculado o custo nivelado de energia (LCOE) em várias localizações, tendo em conta as características solares e do mercado elétrico nessas regiões, sendo assim possível o estudo da viabilidade em aplicar sistemas deste tipo nesses locais de forma a mitigar os elevados custos energéticos e contribuir para o aumento da capacidade de produção de energia através de fontes renováveis.

1.2 - Objetivos da dissertação

O trabalho descrito nesta dissertação tem como objetivo conhecer o preço para a produção de energia elétrica a partir da energia FV, tendo em conta fatores como:

- Localização:
 - Pretende-se conhecer em que localizações a energia tem um menor custo de geração para diferentes países da Europa, assim como a viabilidade na utilização deste tipo de sistemas considerando as características de cada um, baseado nos fatores mais importantes, como por exemplo a fonte de energia/exposição solar, preço da energia e capacidade da energia FV.
- Variabilidade das energias renováveis (VRE):
 - Neste trabalho é considerada a variabilidade da energia renovável utilizada, e como está afeta a geração e o valor de custo da Energia Elétrica (EE).
- Custos de produção, operação e manutenção (O&M).

Destacando os objetivos principais do presente trabalho:

- Definição do sistema FV a implementar para o edifício estudado, tendo em conta as suas necessidades, os seus consumos e formulação de uma solução aplicável;
- Comparação, entre os países estudados, a localização onde a produção de energia seria mais efetiva;
- Calcular o LCOE e o custo evitado nivelado de energia (LACE) para as diferentes localizações em estudo e posteriormente analisar os efeitos desses resultados;
- Posicionamento no mercado grossista, tendo em conta os preços elevados por *MWh*, as mais valias e as oportunidades para unidades FV desta capacidade, e como se podem posicionar no *mix energético*.

1.3 - Estrutura da dissertação

A dissertação está dividida em cinco capítulos. No capítulo 1 é introduzido enquadramento geral do tema, assim como as motivações

para a realização da dissertação, o que procura abordar e os objetivos principais que se pretendem atingir.

No capítulo 2 é apresentada uma análise bibliográfica de todas as temáticas de base para do projeto, abordando conceitos teóricos utilizados ao longo do trabalho. São abordados temas como características e fatores de instalação e são introduzidos os métodos do LCOE aplicados neste trabalho. São apresentados os fatores que podem afetar diretamente o preço da energia elétrica como GEE, a flexibilidade das Energias Renováveis, a procura pela energia ou quando se atinge a paridade da rede.

O capítulo 3 descreve a metodologia implementada neste trabalho, abordando os parâmetros utilizados e como estes são afetados. São apresentados e descritos os dados de implementação e as considerações assumidas que são apoiadas pela literatura bibliográfica.

No capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos pelos diferentes métodos nas condições das várias localizações estudadas. É realizada uma análise dos resultados obtidos. O caso de estudo também é definido que serve de base aos cálculos realizados.

Por último, no capítulo 5 é feita uma breve conclusão do estudo desenvolvido e apresentados trabalhos futuros a realizar neste âmbito.

A energia FV pode ser uma ótima opção para produção de energia de forma a não depender dos preços praticados no mercado grossista. Além disso, a aposta neste tipo de tecnologia reforça a capacidade de produção através de fontes renováveis, contribuindo para a descarbonização e evitando-se custos por emissões de CO_2 . Ainda assim, pode não ser uma mais-valia a aplicação de uma unidade de produção FV em determinado local, e por isso é importante calcular o LCOE e o LACE para entender se determinada unidade é uma boa solução a aplicar em determinada localização.

CAPÍTULO 2

2 - Revisão bibliográfica

Neste capítulo são apresentadas as premissas e as bases teóricas para a elaboração deste projeto. Inicialmente é feita uma abordagem aos fatores ambientais, tendo em conta os impactos e os custos económicos das emissões de GEE na produção de EE, e a forma como a energia FV pode mitigar esses impactos.

São apresentados os modelos matemáticos para determinar o LCOE e indicados os fatores a considerar para a obtenção dos resultados. É explicada a razão pela qual são usados, as suas mais valias e limitações. São também indicadas outras possíveis avaliações de modo a combater as limitações dos modelos considerados, de modo a aproximar o estudo ao máximo ao caso real.

Por fim aborda-se o posicionamento da energia FV no *mix energético*. A sua importância para atingir a flexibilidade da rede tendo em conta a variabilidade das energias renováveis e como isso impacta o mercado elétrico.

2.1 - Panorama da energia elétrica e energia fotovoltaica em Portugal

Em 2022, a capacidade total instalada de produção de energia FV na UE era cerca de 208,9GW (sem e com ligação à rede), o que traduz numa produção plena corresponde a 5% do consumo total de EE consumida nesta região. Considerando apenas a energia FV instalada com conexão à rede, a UE conta com 140,5GW, sendo assim possível a distribuição de energia além do ponto de produção da mesma. A capacidade deste tipo de fonte de produção de energia aumentou gradualmente nos últimos anos, já que em 2021 houve um aumento de 25,9GW de capacidade FV conectada a rede (Renewable Energy Agency, 2022).

A nível individual, o país europeu com maior capacidade de produção de EE através de energia FV é a Alemanha, com uma potência

pico instalada de 68,5GWp. Comparando com Portugal, este conta com uma potência de 4,2GWp (*EU Market Outlook For Solar Power, 2022*).

Portugal tem vindo a ganhar mais consistência na aposta da energia FV através do aumento gradual da capacidade instalada. Na figura 1 são apresentados 3 gráficos que definem, nos diversos anos de análise, os países que se encontram entre os mercados com 5GW, 10GW e 12GW de potência instalada. Neste momento, como é apresentado na figura 1, o mercado português encontra-se com uma presença de 6% em mercados com 10GW e 4% em mercados de 12GW de potência instalada de energia FV.

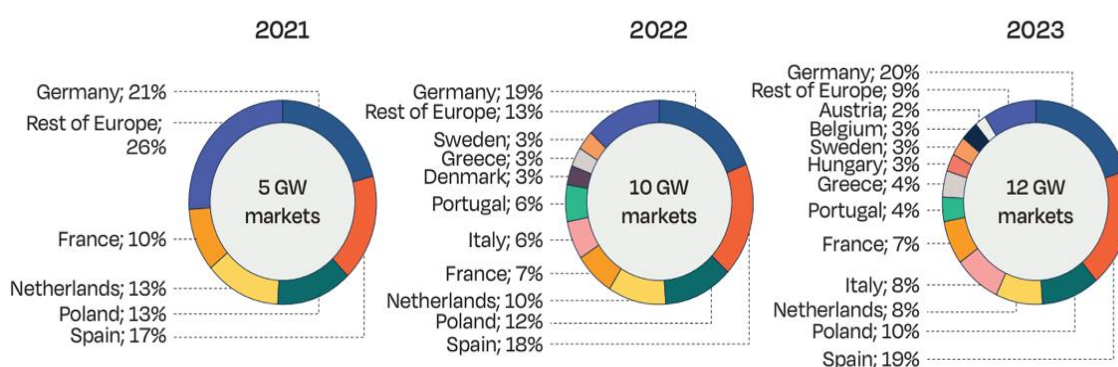


Figura 1 - Escala de Mercados Fotovoltaicos para 2020-2022 (retirado de EU Market Outlook For Solar Power, 2022).

Na figura 2 é apresentado o crescimento esperado até 2026, em capacidade FV instalada para vários países da UE:

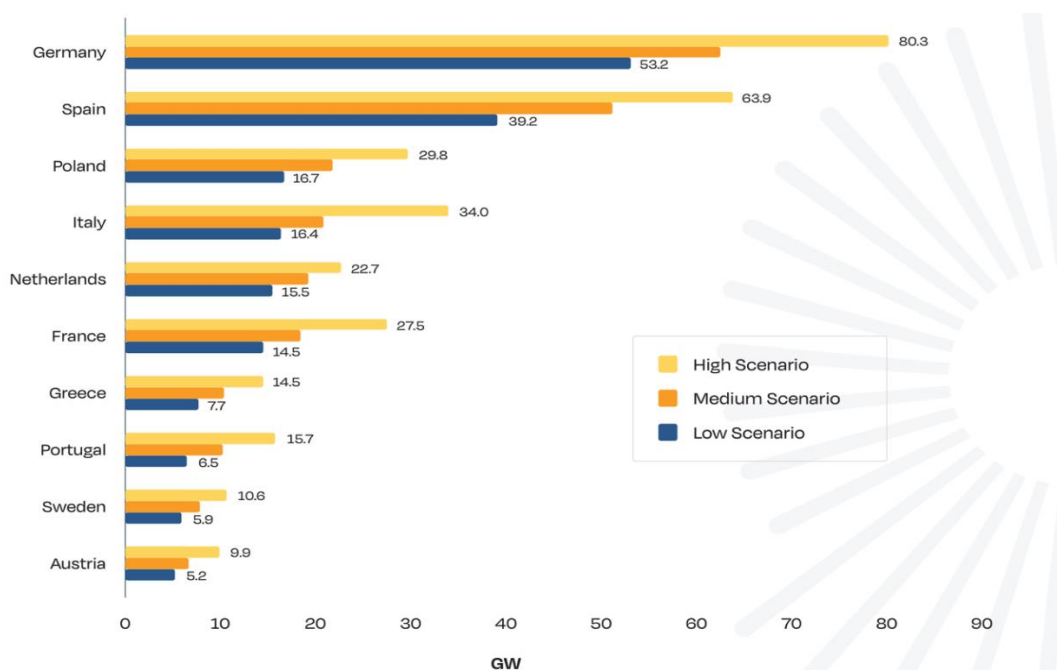


Figura 2 - Crescimento previsto da Energia FV para 2023-2026 (retirado de EU Market Outlook For Solar Power, 2022).

Como é possível verificar na figura 2, o cenário mais modesto para Portugal será aumentar em 50% a potência atual instalada (4,2GWp), enquanto o cenário mais otimista é superar o triplo da potência atualmente instalada. Significa assim, que Portugal tem potencial para crescer e isso deve-se também à expansão da energia FV na tipologia de instalação em telhado, possuindo versatilidade para aplicação em diferentes tipos de edifícios. Além disso, a eletricidade solar poder ser combinada com bombas de calor permitindo aquecimento de espaços. Outras tecnologias com grandes subsídios podem criar sinergias com a energia FV, como a produção de hidrogénio verde, que para ser considerado desta forma deve ser alimentado por energia totalmente renovável. A energia FV torna-se assim num grande aliado para este tipo de plantas, pela necessidade de alimentação EE. A energia solar sob a forma de eletricidade, calor ou hidrogénio é fundamental para eliminar progressivamente o consumo de gás natural russo (COMISSÃO EUROPEIA, 2022).

É natural que a tecnologia FV tenha capacidade para maior crescimento e maior capacidade de ligação a rede. Em sentido inverso estão as energias com fontes em combustíveis fósseis, com alguns sistemas a serem extintos ou a serem substituídos por fontes renováveis de baixo custo. A maturação das energias renováveis também as torna com custos mais competitivos contrabalançando com a tendência do aumento dos custos dos combustíveis fósseis a devido à escassez desses recursos (Kåberger, 2018).

A energia FV está a emergir como uma das fontes mais competitivas da nova capacidade de geração após uma década de reduções drásticas de custos. Um declínio de 74% no total de custos instalados foi observado entre 2010 e 2018. Preços mais baixos de módulos FV e reduções contínuas nos custos de equilíbrio do sistema continuam a ser os principais responsáveis pela redução do custo da eletricidade de energia solar FV (International Renewable Energy Agency, 2019) .

Existem 3 motivos principais para o aumento da aposta na energia FV, segundo a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) (International Renewable Energy Agency, 2019) :

1. Maior tendência na implementação em regiões com maiores níveis de irradiação solar;
2. Aumento do uso de sistemas de monitorização;

3. Melhorias no desempenho dos sistemas e perdas nos sistemas, como exemplo as melhorias na eficiência do inversor.

Começam cada vez mais a surgir modelos inovadores adaptados a cada tipo de necessidade, principalmente com a FV como opção, sendo possível implementar sistemas domésticos de menor potência, sistemas com maior potência capazes de suprimir todas as necessidades de fábricas ou edifícios empresariais e sistemas de grande produção como centrais FV de larga escala. A energia FV é versátil a nível de implementação, dado que permite fornecer energia elétrica a partir de fonte renovável em vários locais mesmo com opções limitadas, desde que haja condições para tal.

2.2 - Posição ambiental

Nesta secção é apresentado o impacto que a produção de energia provoca no ambiente e como se procura minimizar todos os efeitos negativos. Uma forma direta de mitigar emissões dos GEE é a produção de energia por fontes renováveis.

Historicamente, a suposição básica de um sistema de energia desenvolvido foi a geração de energia para despacho, isto é, responder a procura da rede elétrica (RE) de acordo com as necessidades de mercado. Tais tecnologias, como geração de energia baseada em vapor, turbinas a gás e geração de energia hidroelétrica foram feitas de forma a poder seguir essas instruções. Esta condição ocorre porque o lado da procura flutua, portanto, o lado da oferta deve seguir a ordem de despacho. À medida que as mudanças climáticas se tornam o problema mundial, a solução é reduzir a emissão de gases de efeito estufa (Marbun et al., 2022).

A nível nacional é pretendido atingir um nível de redução dos GEE de 50% a 55% até 2030, e em 2050 é ambicionada uma redução de 85% a 90% (*PNEC 2030, 2019*).

Está definido o objetivo de eliminar as centrais de carvão até 2030. Para isso a energia FV pode contribuir fortemente. Também com a perspectiva da diretiva das energias renováveis, existe o objetivo para que entre 2030 e 2050, o setor electroprodutor sem praticamente 100% renovável (*PNEC 2030, 2019*).

Em estudos recentes podem-se tirar algumas ilações, de acordo com o CENSE (Centro de pesquisa de ambiente e sustentabilidade), num

estudo efetuado para a APREN (Associação Portuguesa de Energias Renováveis), verificou-se que para atingir os objetivos de descarbonização em 2030 a energia renovável deve contribuir para a produção de EE entre 80% a 94% em 2050 (CENSE, 2018).

Na figura 3 é apresentada a distribuição dos GEE na Europa e em Portugal.

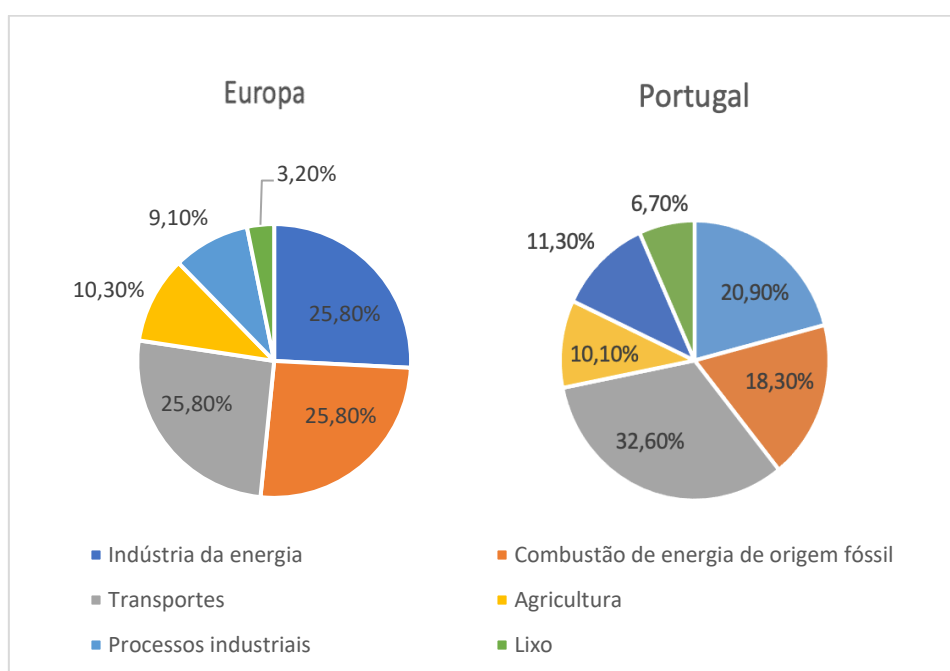


Figura 3 - Comparação da distribuição GEE por setores (Adaptado de EUROSAT, 2022).

As formas de emissão de GEE dividem-se em cinco grandes grupos, sendo eles os seguintes (EUROSAT, 2022):

- **Indústrias da energia:** Emissões através combustão de energias fósseis, como produção de energia elétrica, produção de calor ou frio e em refinarias.
- **Combustão de energias de origem fóssil:** Usadas para indústria de confeção e construção de pequena escala, aquecimentos de água quente para residências, edifícios comerciais, para agricultura e silvicultura. Transportes não são considerados.
- **Transporte:** Emissões geradas por meios de transporte, em viagens dentro do país como transporte rodoviário, ferroviário, marítimo e viagens de avião nacionais e internacionais.
- **Agricultura:** Emissões no ciclo digestivo dos animais, na produção e gestão dos adubos e emissões dos solos agrícolas.

- Processos indústrias: Emissões na criação e produção de vários materiais durante fase de produção.

Para acompanhar o resto da Europa na diminuição dos GEE, Portugal deve essencialmente mudar as formas e fontes de obtenção de energia quer a nível industrial ou a nível de transportes, pois é onde os valores são mais elevados de acordo com a figura 3.

Vários fatores contribuem para a energia FV ser uma solução viável a utilizar, tratando-se de uma energia limpa, silenciosa, abundante, sustentável e renovável. A implementação de energia baseada em energia FV contribui em benefícios ambientais substanciais quando comparada com outras fontes de energia. O uso desta tecnologia tem vários impactos positivos a nível ambiental, como na redução das emissões de CO_2 , não emitem ruído e com benefícios positivos para saúde, entre outros. A implementação de unidades de produção FV está diretamente ligada com o aumento da saúde das populações. Ao contrário de outras energias, também são sistemas seguros tanto na sua implementação como na exploração (Hosenuzzaman et al., 2015).

Fontes de energia renovável têm sido consideradas a melhor solução para mitigar as crescentes preocupações ambientais, como por exemplo a poluição, o aquecimento global ou as emissões de carbono. A energia FV denota a maior contribuição entre todas as fontes renováveis, no entanto, fica para trás devido a certos deméritos, como natureza intermitente e geração de energia zero à noite (Government College of Engineering et al., 2020). A poluição visual também pode ser considerada, mas apenas para centrais fotovoltaicas de maiores dimensões que ocupam grande áreas, enquanto, para o autoconsumo e pequena produção, pode ser uma excelente alternativa de tornar telhados, coberturas de habitações e parques automóveis utilizáveis.

2.3 - Licenças ambientais e custos de emissões

As licenças ambientais para emissões de CO_2 têm atingido valores cada vez mais altos. Entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2022, as emissões específicas atingiram os $137 \text{ gCO}_2\text{eq/kWh}$, enquanto o total de emissões do setor electroprodutor atingiu as $6 \text{ MtCO}_2\text{eq}$. Registou-se no Mercado Europeu CELE (Comercio Europeu de Licenças de Emissão), um preço médio de $80,9\text{€}/\text{TonCO}_2$, sendo um aumento bastante elevado face ao período homólogo de 2021 (APREN, 2022).

A evolução do preço de CO_2 torna-se evidente na figura 4, onde é apresentado o valor das emissões específicas e o preço de CO_2 desde 2019 até 2022.

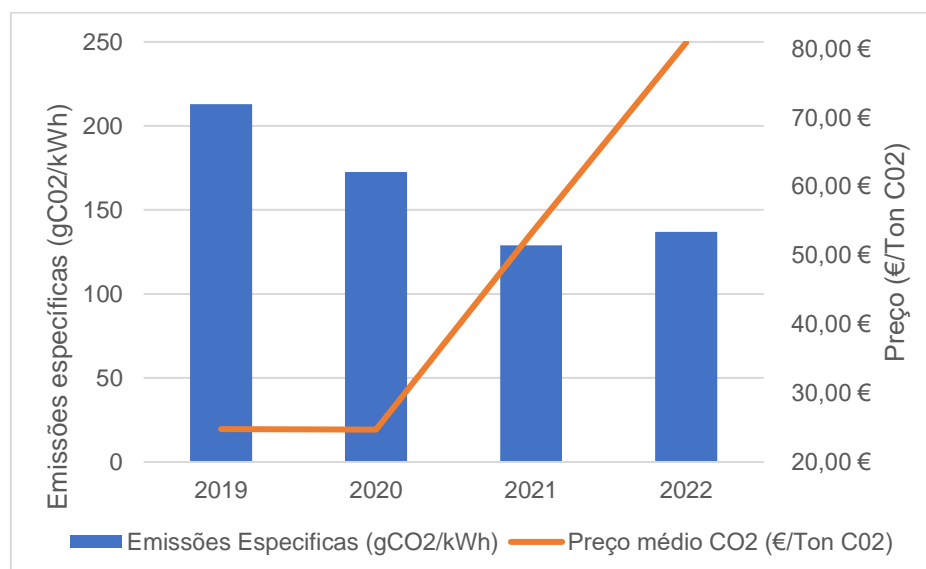


Figura 4 - Evolução das emissões específicas de CO_2 e do preço médio de CO_2 entre 2019 e 2022 (Adaptado de APREN, 2022).

Verifica-se que os custos para emissões de CO_2 , nos últimos anos, tem vindo a aumentar penalizando a produção de energia por tecnologias poluentes. Apenas em 2019 e 2020 os preços médios foram constantes, sendo que em 2021 o valor duplicou e em 2022 os aumentos foram superiores a 50% em comparação com o ano anterior em período homólogo (APREN, 2022).

O decréscimo no acumulado de emissões anuais de CO_2 também tem vindo a baixar consideravelmente. Em 2019 verificavam-se valores acumulados totais anuais de 10,4 milhões de toneladas de CO_2 , sendo que no último ano registaram-se 6 milhões de toneladas de CO_2 , tal como registado em 2021. Ao mesmo que tempo as emissões específicas também reduziram em 76 gCO_2eq/kWh desde 2019 até 2022, significando assim que a geração de EE por combustíveis fósseis diminuiu neste período (APREN, 2019, 2022).

Entrelaçando a neutralidade carbónica que se pretende atingir em 2050 com a diminuição de utilização de combustíveis fósseis, várias medidas de ação são adotadas para atingir os objetivos pretendidos. A fiscalidade para a descarbonização do setor energético é uma dessas medidas, pretendendo eliminar progressivamente os incentivos

prejudiciais ao ambiente, nomeadamente os subsídios aos combustíveis fósseis, incluindo a revisão dos benefícios fiscais e outros incentivos associados a estes tipos de energias. Estas medidas têm em vista as metas muito ambiciosas para 2030, para que pretendem cumprir (*PNEC 2030*, 2019):

- Consumo final bruto com 47% de incorporação de energias de fontes renováveis no consumo final;
- 80% da produção de EE através de fontes renováveis;
- 20% de energia renovável incorporada nos transportes;
- 38% de energia renovável incorporada em aquecimento/arrefecimento.

2.4 - Custo nivelado de energia

Para garantir a competitividade de novos projetos de geração de energia estes não devem ter custos superiores aos que existem atualmente. Isto leva a que os participantes do setor de energia reúnam esforços para construir e operar instalações com a melhor relação custo/produção. O problema aparece na comparação dos custos de eletricidade de unidades de produção como a nuclear, solar ou eólica. Todas estas unidades usam diferentes fontes de energia e incorrem em diferentes custos de operação, que se refletem no preço final (Filimonova et al., 2022). Por isso, é de extrema importância avaliar os custos de cada solução a aplicar bem como o mercado energético em que será inserida, de forma que seja possível aumentar a competitividade e diversidade dentro deste.

O LCOE é a principal ferramenta que permite comprar os custos unitários, em €/kWh para diferentes tecnologias de diferentes potências de base ao longo da sua vida útil de operação (*Projected Costs of Generating Electricity*, 2020).

O cálculo do LCOE, utiliza parâmetros como o custo da instalação, custos de O&M, energia produzida e desgaste ou manutenção necessária da unidade produtora. Estes fatores tornam assim o LCOE um ótimo mecanismo para obter os custos de produção de EE independentemente das tecnologias utilizadas. O LCOE será tanto menor, quanto maior for a produção de energia elétrica e menores os custos associados para a obtenção da mesma.

Por outro lado, o LCOE pode tornar-se ineficaz para uma estimativa realista, principalmente no que toca às estimativas para energias renováveis, porque estão diretamente ligadas a condições ambientais que podem variar ao longo da vida útil de exploração de uma central de produção de energia. Da mesma forma, mas para sistemas produtores de fontes não renováveis, podem existir alterações nos custos dos combustíveis e nas emissões de GEE, e assim variar consideravelmente os custos operacionais na vida útil da central. O LCOE convencional tem várias deficiências que o tornam espacial e temporariamente estático (Rhodes et al., 2017).

Estimativas a longo prazo podem induzir em erro os valores reais para os custos de geração de energia, além disso, o local de construção de um sistema produtor de energia também confere características e próprias à unidade. Por isso, considerar fatores de capacidade constantes ao longo da vida útil também pode não ser uma boa estratégia, pois ao longo dos anos de exploração as tecnologias perdem rendimento e as necessidades da rede podem não ser adequadas no futuro.

Nestes parâmetros seria importante medir as consequências provocadas por GEE. Países que já contribuem em demasia com emissão de GEE e conseqüentemente com elevados custos por este fator, apostarem em energias não poluentes pode ser uma grande vantagem para não serem ainda mais prejudicados nesse ponto e contribuir para as metas de descarbonização.

Em relação aos custos associados à infraestrutura de qualquer forma de geração de energia na RE, estes são referidos como custos de integração, especialmente nos custos adicionais para integrar a geração FV. O custo total real da geração de energia FV englobado pelo LCOE inclui: custo de rede, custo de balanceamento, custo de adequação e efeito de utilização. (Marbun et al., 2022).

Várias lacunas de diferentes autores são atribuídas às incertezas do LCOE para as diferentes tecnologias. As limitações de uma análise de LCOE é a análise da variabilidade das energias renováveis, e como esta métrica não compara a capacidade de despacho das tecnologias renováveis para as tecnologias convencionais (Ueckerdt et al., 2013).

Neste trabalho serão utilizadas diferentes equações para obter o LCOE que serão apresentadas nos próximos subcapítulos (2.4.1, 2.4.2,

2.4.3 e 2.4.4). As variáveis das equações utilizadas para o cálculo do LCOE têm diferentes significados e são avaliadas de forma diferentes dependendo da tecnologia da unidade de produção de EE considerada, obtendo-se assim resultados mais distintos entre diferentes tecnologias de produção de energia. Fontes de energia renováveis não terão consumos de combustível (FT) e contarão com custos de O&M previsivelmente mais baixos, pois para estes tipos de tecnologias o LCOE depende principalmente do custo de implementação e da energia produzida.

2.4.1 - sLCOE – Método 1

O LCOE simplificado (sLCOE), é apresentado pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) que indica que este é condicionado pelo facto de não considerar custos de financiamento, taxa de desconto, custos de comissionamento ou de degradação das unidades. Este método permite ter uma comparação para o custo de geração de energia, a partir da equação 1 (NREL, 2010):

$$sLCOE = \sum_{t=1}^n \frac{OCC \times CRF + O\&M_F}{8760 \times CF + O\&M_V} \quad (1)$$

Onde,

- OCC define os custos de capital por potência instalada (€/kw) – representa os custos de construção da unidade de produção de energia;
- $O\&M_F$ definem as despesas fixas de operação e manutenção (€);
- $O\&M_V$ representam as despesas variáveis de operação de manutenção (€);
- CF representa o fator de capacidade;
- N é a vida útil do sistema – Vida útil do sistema, normalmente estimado de 15 a 25 anos;
- CRF define o fator de recuperação de capital:

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (1.1)$$

- i representa a taxa de Juro.

2.4.2 - LCOE₁ – Método 2

Outra forma para calcular o LCOE é a partir da seguinte da equação (2):

$$LCOE_1 = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\frac{E_t}{(1+r)^T}} \quad (2)$$

Onde:

- I_t são as despesas de Investimento do ano 0;
- M_t são as despesas de operação e manutenção (custos associados ao ciclo de utilização da unidade de geração, salários, custos de mão de obra e custos de manutenção corretiva e preventiva) (€);
- F_t representa os gastos de combustível no ano t - fonte primária de energia aplicada a plantas convencionais (para energias renováveis este custo é zero) (€);
- E_T é a produção de EE no ano t (produção expectável) (kWh);
- N é a vida útil do sistema – Vida útil do sistema, normalmente estimado de 15 a 25 anos;
- i representa a taxa de juro;
- r é taxa de desconto:

$$r = \frac{1}{1+i} \quad (2.1)$$

2.4.3 - LCOE₂ – Método 3

Outra forma possível de obter o LCOE é demonstrada na equação 3, apresentando-se como método “*discounting*” que expressa a igualdade entre o valor descontado no total das receitas e o valor descontado no total dos custos, incluindo os pagamentos aos financiadores (Projected Costs of Generating Electricity, 2020):

$$\sum P_{MWh} \times MWh \times (1+r)^t = \sum (Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) \times (1+r)^t \quad (3)$$

Onde,

- P_{MWh} representa a remuneração do sistema para o produtor de eletricidade (€);
- MWh define a produção anual de eletricidade em MWh ;
- $(1 + r)^t$ descreve a taxa de desconto no ano t ;
- $Capital_t$ representa o custo total da instalação (€);
- $O\&M_t$ definem os custos de operação e manutenção no ano t (€);
- $Fuel_t$ representam os custos de combustíveis no ano t (€);
- $Carbon_t$ definem os custos por emissão de carbono no ano t (€);
- D_t é o custo de descomissionamento e gestão de resíduos no ano t (€);
- N é a vida útil do sistema – Vida útil do sistema, normalmente estimado de 15 a 25 anos.

Se P_{MWh} for constante ao longo do tempo, este pode ser retirado da equação (3), obtendo-se a seguinte equação (4):

$$LCOE_2 = \frac{\sum(Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) \times (1+r)^{-t}}{\sum MWh \times (1+r)^{-t}} \quad (4)$$

2.4.4 - LCOE₃ – Método 4

Este método, demonstrado na equação 5, será utilizado para determinar o LCOE tendo em conta os custos de geração, custos integração e custos de balanceamento para a geração de EE (Wang et al., 2022):

$$LCOE_3 = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{GC_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{GF_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{BC_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (5)$$

Para determinar os custos de geração GC_t é utilizada a equação (6):

$$GC_t = I_t \times CA + OM_t + F_t \quad (6)$$

Onde,

- I_t é o custo total da instalação (€);

- CA é a capacidade da instalação FV (kWp);
- OM_t são os custos de operação e manutenção no ano (€);
- F_t representa os custos de financiamento no ano t (€), apresentado na equação (7):

$$F_t = I_0 \times R_{loan} \times r \times \left[1 - \frac{(t-1)}{RP} \right] \quad (7)$$

- I_0 define o custo total da instalação no ano zero (€);
- R_{loan} é a percentagem do empréstimo bancário em relação ao custo total da instalação;
- r representa a taxa de juro;
- RP define o período de amortização, em anos.

Os custos de integração estão relacionados com a necessidade de garantir a infraestrutura necessária de conexão à rede. A conexão à rede refere-se à conexão de uma planta ao ponto mais próximo de alta tensão existente. O Custo de infraestrutura pode ser calculados pela seguinte equação (OECD Nuclear Energy Agency. & Organisation for Economic Co-operation and Development., 2012). Os custos de integração são apresentados na equação 8 (Wang et al., 2022):

$$GF_t = gf \times E_t \quad (8)$$

Onde:

- GF_t são os custos totais de integração em €;
- gf são os custos de infraestrutura para conexão à rede em (€), segundo a Agência de Energia Nuclear (NEA), o custo de 0,0019 (€/kWh) (OECD Nuclear Energy Agency. & Organisation for Economic Co-operation and Development., 2012) - Valor de referência para França que é assumido para as outras localizações);
- E_t representa a produção de EE no ano t (€/kWh).

Embora os custos de integração sejam residuais à escala residencial pelo facto de as estruturas já existirem e a energia fornecida à rede não incrementar novas necessidades, contudo estes custos foram

considerados a esta escala de produção. Naturalmente, se a unidade de produção operar sem entrega de excedente à rede, estes custos devem ser eliminados, porque não haverá qualquer interferência com a RE.

- BC_t – Custos de Balanceamento.

Neste trabalho não é considerado qualquer sistema de armazenamento ou aproveitamento da energia através de sistemas de bombagem, pelo que os custos de balanceamento não se aplicam ao caso de unidades FV.

2.5 - Efeito da variabilidade das fontes renováveis

O LCOE ignora a variabilidade das energias renováveis na produção de EE, pois a partir destas fontes não é possível controlar e gerir os *inputs* na RE sem outros mecanismos de controlo. Deste modo, o LCOE não permite conhecer os custos de integração da energia. Para prever com maior exatidão o preço de energia para um novo sistema de geração, devem-se incorporar os custos de integração, onde são incluídos:

- Custos de balanceamento;
- Custos de ligação a rede;
- Custos de adequação.

É impossível tornar a eletricidade quantificável ao nível de armazenamento ou disponibilidade, dado que não é uma energia homogênea no tempo (Ueckerdt et al., 2013). As necessidades também são variáveis o que torna impossível o controlo da procura, e por enquanto o armazenamento não é eficaz energeticamente nem economicamente. Estes factos são refletidos na flutuação diária do custo de EE, dependendo da procura e da oferta dentro do mercado.

Um sistema de geração de energia com menor dependência de VRE, torna-o mais flexível e com capacidade de incorporar a baixo custo outros sistemas com maior dependência de VRE. Os parâmetros chave de sistemas com dependência de VRE são a variabilidade dos recursos em função de condições meteorológicas e a sua incapacidade de fornecer energia em qualquer momento de acordo com a procura, e por

isso estes contam com custos de integração mais elevados (*Projected Costs of Generating Electricity*, 2020).

2.6 - Fator de capacidade

O CF tem extrema importância, porque a partir dele é possível conhecer o aproveitamento de uma unidade de produção.

O CF é utilizado, diretamente ou indiretamente, em determinados métodos para o cálculo do LCOE (no caso o sLCOE utilizado neste trabalho). Este dá indicação sobre o tempo real em que uma unidade está a produzir energia. O CF é definido como a razão entre a produção anual real da energia produzida por uma unidade de produção de energia e a quantidade de energia que a unidade solar fotovoltaica geraria se operasse em plena potência nominal (P_{AC}), isto é, a capacidade instalada por 24h/dia durante um ano (8760 horas totais durante um ano). O CF pode ser obtido pela equação 9 (Masters, 2013):

$$CF = \frac{ENERGY}{P_{AC} \times 24 \times 365} = \frac{E_{AC}}{P_{AC} \times 8760} \quad (9)$$

Onde,

- P_{AC} representa a potência instalada AC (kW);
- E_{AC} define a energia produzida AC (kWh).

Caso não seja conhecida a P_{AC} utilizada na equação (9), recorre-se à seguinte equação:

$$P_{AC} = \frac{Energia_{real}}{360 \times Pico \text{ solar diário}} \quad (10)$$

Onde:

- $Energia_{real}$ representa a energia gerada pela unidade em kWh/ano ;
- $Pico \text{ solar diário}$ representa o valor máximo da irradiação solar para um determinado local em kW/m^2 .

O CF irá variar aos longos dos anos de vida útil da unidade FV seja, neste caso, por variações na irradiação solar absorvida ou pela energia gerada à saída do inversor. Mas este valor apenas se pode prever com o estudo dos valores registados para cada localização da unidade de produção de energia.

O fator de capacidade de uma unidade de produção de energia afeta o LCOE, porque um maior CF significa maior capacidade de geração de energia, o que reduz efetivamente o LCOE para determinada tecnologia (Kabeyi & Olanrewaju, 2023).

De forma a melhorar os o CF, podem-se implementar sistemas de seguimento do sol de forma a captar o máximo de irradiação solar diária, bem como procurar fazer manutenção preventiva destes sistemas e verificação dos sistemas adaptando-os às estações do ano tendo em conta as características do clima. A temperatura afeta o funcionamento dos painéis FV, sendo a temperatura padrão das células solares 25°C, verificando-se temperaturas acima desta pode contribuir para a diminuição de produção. A velocidade do vento também pode ter impacto na performance dos painéis FV, isto porque contribui para a redução da temperatura ambiente, e se esta for abaixo do 25°C o painel já não opera nas condições ótimas. A limpeza dos painéis solares também pode contribuir para um melhor aproveitamento solar e aumentar o CF (Samal et al., 2022). O armazenamento de energia também é uma solução para o aumento do CF de forma indireta, mas que não será explorado neste trabalho.

2.7 - Custo evitado nivelado de energia

Para superar as limitações e potenciais fraquezas do LCOE, a Administração de informação de energia (EIA), propôs o uso do LACE, que permite avaliar de uma forma mais aproximada um novo projeto de geração de energia. Este método permite apresentar os custos evitados de um sistema de energia, deste modo torna-se um grande complemento ao cálculo do LCOE.

A utilização do LACE permite determinar os potenciais impactos, sejam positivos ou negativos, que o projeto oferece ao sistema de energia. Isto é, qual a importância e impacto que terá a construção de um novo projeto na RE, e se pode substituir outras fontes de produção de energia menos vantajosas, quer por questões técnicas, económicas ou ambientais. Novos projetos podem oferecer novas condições à RE a nível

de segurança, conferindo menos interferências na alimentação da rede, suporte durante períodos de pico de procura e substituindo unidades de geração menos adequadas. Assim sendo, o LACE torna-se bastante completo, não avaliando apenas o desempenho económico do projeto, mas também as suas características operacionais e de desempenho. Deste modo, usar LACE e LCOE juntos, fornecem uma indicação mais intuitiva de competitividade económica para cada tecnologia do que qualquer métrica separadamente (U.S Energy Information Administration, 2020).

O cálculo do LACE permite contabilizar o custo evitado em (€/kWh) com integração da nova unidade de produção de EE. O valor obtido corresponde aos custos evitados ao operar o sistema como um todo, este cálculo é definido pela EIA (Eia, 2013) e pode ser obtido a partir da seguinte equação (11):

$$LACE = \frac{\sum_{t=1}^n (Marg. gen. price_t \times Disp.hours_t) + (capacity payment \times capacity credit)}{annual expected generation hours} \quad (11)$$

Onde,

- *Marg. gen. price_t* representa o preço marginal de geração em (€). Os custos em conta serão os do mercado grossista;
- *Disp.hours_t* são as horas em que a unidade alimenta a RE;
- *Capacity payment* define o pagamento de capacidade de reserva, que representa o valor necessário a pagar para compensar os recursos de energia despachável de forma a atender a picos de procura regional de energia em (€);
- *Capacity credit* representa as reservas de garantia do sistema. Este valor varia entre 0-100%, pois para energias convencionais pode-se controlar a energia produzida, enquanto energias renováveis dependem dos recursos naturais de uma determinada região e são variáveis ao longo de um dia.
- *annual expected generation hours* é o número de horas em operação esperadas durante o ano (*t*).

O LACE é mais difícil de obter dado que é calculado considerando o valor marginal de energia e a capacidade que resultaria da adição de uma unidade de determinada tecnologia ao sistema conforme ele existe ou é projetado. O LACE representa o valor potencial disponível para o proprietário do projeto para satisfazer os requisitos de energia e

capacidade, sendo que compara o recurso de uma nova geração em perspectiva com a combinação de geração e capacidade da nova e da existente que ele substituiria (Energy Information Administration, 2022).

2.8 - Custo nivelado de energia *versus* Custo evitado nivelado de energia

Aliar ao LCOE o LACE torna o estudo mais completo e aproxima o resultado da realidade, em casos de estudo do custo real da eletricidade para sistemas de produção de energia.

Quando o LACE de um ativo proposto excede o seu LCOE num determinado momento e local, esse ativo geralmente será economicamente atraente para construir. E, embora as decisões de investimento na prática sejam mais complexas do que uma simples comparação de LCOE com o LACE, num alto nível, a diferença entre o LACE e o LCOE fornece uma medida razoável de viabilidade econômica (Energy Information Administration, 2023).

Uma relação valor/custo maior que 1 indica que a nova unidade trará um valor maior que o seu custo, sendo positiva a substituição das unidades de geração existentes de capacidade mais cara. Pelo contrário, se índice de valor/custo for menor que 1 indica que o custo marginal da nova unidade excede o valor atual de geração (Energy Information Administration, 2023). Este rácio é óbito através da equação (12):

$$\text{rácio valor/custo} = \frac{LACE}{LCOE} \quad (12)$$

2.9 - Custo nivelado de energia ajustado

O custo nivelado de energia ajustado (VALCOE) permite comparar diferentes tipos de tecnologia de produção de energia focado no LCOE, e com base em 3 fatores: energia, capacidade e flexibilidade. Esta nova métrica surge no âmbito do *2018 World Energy Outlook*, identificando a importância de ir além do LCOE, permitindo tecnologias cruzadas e comparações com sistemas de energia em evolução (*Projected Costs of Generating Electricity*, 2020).

O LCOE e VALCOE estão próximos, variando apenas com a flexibilidade da unidade de produção de energia. Considerando a VRE o VALCOE depende principalmente do perfil de recursos disponíveis para produção de energia, como se enquadra na procura de outras energias no mercado, e se este já conta com a participação de renováveis no sistema. O LCOE sozinho não diz nada sobre a concorrência da eficiência económica. A principal razão é que a eletricidade não é um bem homogêneo no tempo, porque a procura é variável e o armazenamento de eletricidade é caro. Isso reflete-se nos preços de eletricidade, que variam amplamente em escalas de tempo em minutos e horas, dependendo da situação real de oferta e procura. Portanto, a VRE depende do momento em que a sua produção é entregue a RE (Ueckerdt et al., 2013).

Existem várias razões pelas quais o LCOE, de diferentes ou iguais tecnologias de geração de energia, difere para diferentes regiões e em diferentes momentos do dia, isso influencia o efeito de comparação entre elas por este método. Por exemplo (Mowers & Mai, 2021):

- Horas de carga total - Diferentes tecnologias de geração de energia têm diferentes horas de carga total, dependendo do tipo de recurso, como a energia hidroelétrica, solar, eólico ou por fontes de combustíveis fósseis, variando também o tipo de geração de carga média ou de pico;
- Custos - Todas as tecnologias de combustão incorrem em custos de combustível, que tem diferentes graus de volatilidade risco associado e dependem do tipo de contrato de entrega e/ou região geográfica, além dos custos de emissões de GEE que devem ser compensados;
- Procura - Variações de procura;
- Localização - Variação de energia centralizada ou descentralizada;
- Recursos - Precisão da previsão do tempo para geração de energia solar;
- Legislação - Regulamentos de mercado e oportunidades de negociação.

2.10 - Paridade de rede

A paridade é estabelecida quando a energia elétrica de fonte renovável tem o mesmo ou menor valor de LCOE do que qualquer outro

recurso convencional. Ou seja, verificando-se paridade de rede, há uma confirmação da viabilidade da aposta em energias renováveis.

Paridade de rede é uma situação no mercado FV que depende de vários fatores dinâmicos, como por exemplo o custo de emissões, condições ambientais, o recurso solar, o custo de eletricidade, o custo de geração de energia FV e custos relacionados com a rede (Kamran et al., 2019). Acontecendo a paridade da rede para a energia FV, significa que energia solar se encontra ao preço de energias não renováveis ou convencionais.

O LCOE pode ser extremamente importante na identificação e/ou previsão de existência de paridade da rede na produção com a implementação de novas unidades de geração de EE, independentemente da tecnologia, dada a sua capacidade de avaliação da relação custo-benefício validando se esta está em paridade com a rede (Filimonova et al., 2022).

A paridade da rede também pode ser vista por dois prismas de interesse, isto é, do lado da procura de energia e do lado da oferta. Desta forma, alguns autores dividem a paridade em paridade de rede do lado da procura (DSGP) e em paridade de rede do lado da oferta (SSGP).

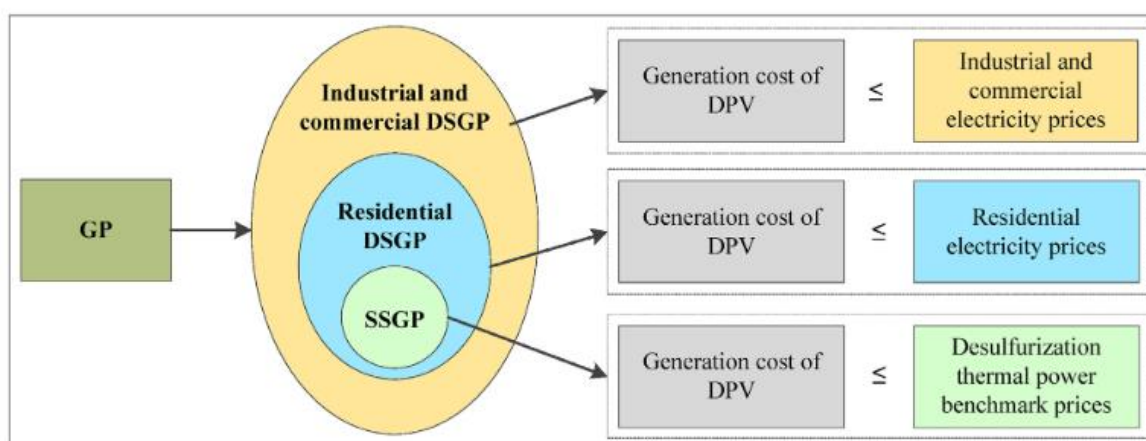


Figura 5 - Paridade da Rede (retirado de Zhang & Zhang, 2020).

DSGP significa que o custo de geração dos sistemas de distribuição de energia deve ser menor ou igual a preços de eletricidade no mercado grossista, incluindo residencial, industrial e preços comerciais de eletricidade. Do lado da oferta, a paridade de rede requer que o custo de geração dos sistemas de distribuição deve ser menor ou igual ao custo de geração de EE a partir de carvão (Zhang & Zhang, 2020).

Quando a geração de energia por fontes FV tem preços inferiores aos custos *benchmark* de fornecimento do lado da oferta ou fornecimento de EE, pode-se afirmar que se atingiu paridade da rede no lado do fornecimento, como se verificado na figura 5.

2.11 - Flexibilidade

A energia renovável é uma solução para a sustentabilidade energética, e adaptando-se será cada vez ser mais determinante para o *mix* energético devido aos seus preços atrativos e contribuições para as metas ambientais. Para que isso aconteça, é necessário ultrapassar as incertezas na produção, que flutua com base nas condições meteorológicas locais e pode levar a incompatibilidades entre a oferta e a procura. Portanto, a evolução da RE passa por ser mais flexível e ter capacidade suficiente para sustentar esta intermitência de forma confiável, para que seja possível controlar a variabilidade e incerteza na produção através de fontes renováveis e também na procura atingindo uma fiabilidade razoável (Hussain et al., 2023).

Por isso, devem-se ter diferentes opções na RE, onde a flexibilidade da rede existe quando a potência disponível a partir de fontes convencionais pode diminuir à medida que aumenta a presença das energias renováveis variáveis, e assim haja um controlo favorável entre as diferentes fontes de EE (Kawajiri et al., 2019). Assim, a flexibilidade da rede determina os limites de capacidade de energia renovável variável sem quaisquer restrições ou energia desperdiçada.

Apesar da intermitência da energia gerada a partir de fontes solares, esta tem-se destacado devido a facilidade de instalação e aos benefícios dos seus utilizadores, por isso a previsão de produção FV tem recebido mais atenção (Tavares et al., 2022).

A energia FV tem vindo a crescer a nível de capacidade instalada e ligação à rede. Os menores custos de implementação, a maturação da tecnologia e os objetivos em reduzir os GEE devido as metas de descarbonização contribuem para esta aposta. Devido à preocupação ambiental, têm vindo a ser implementados maiores custos para emissões de CO_2 o que pesa na decisão da escolha de novos sistemas de geração de energia, tornando as fontes emissoras de CO_2 menos competitivas economicamente.

Neste trabalho o LCOE é o método estudado para estimar os custos de energia gerada por novas unidades no âmbito da energia FV. A energia FV não conta com emissões de CO_2 ou outros contributos de emissões por GEE, evitando assim estes custos para o custo de geração de EE. Porém, estudando uma tecnologia que depende da VRE, outras considerações devem ser feitas para os custos associados à geração de energia e como esta será gerida no mercado em que será inserida. Assim como utilização do LACE também é importante nessa medida.

Além dos custos associados a geração de energia, é importante perceber as necessidades da RE a nível da oferta e da procura. Idealmente, obter energia a menor custo é o desejo dos consumidores, mas na mesma medida que se procuram preços mais competitivos também é fulcral garantir disponibilidade da rede combinada com todas as tecnologias de geração que dela fazem parte.

CAPÍTULO 3

3 - Metodologia

Neste capítulo são introduzidos os métodos utilizados na obtenção de resultados apresentados nos próximos capítulos. O trabalho envolve o dimensionamento de uma unidade FV que será tratado como o caso de estudo, onde será aplicada a metodologia definida neste capítulo. Assim serão apresentados resultados aplicados numa unidade em que se conhecem as condições de capacidade instalada, produção de EE, configuração, CF e custo inicial. O dimensionamento não é mandatório para a aplicação da metodologia usada neste trabalho, pois esta pode ser aplicada caso sejam conhecidas as condições da unidade a implementar. O dimensionamento neste trabalho permite validar, a partir de dados reais, uma forma detalhada de calcular LCOE num caso prático.

A metodologia e sequência seguida nesta dissertação é resumida na Figura 6.

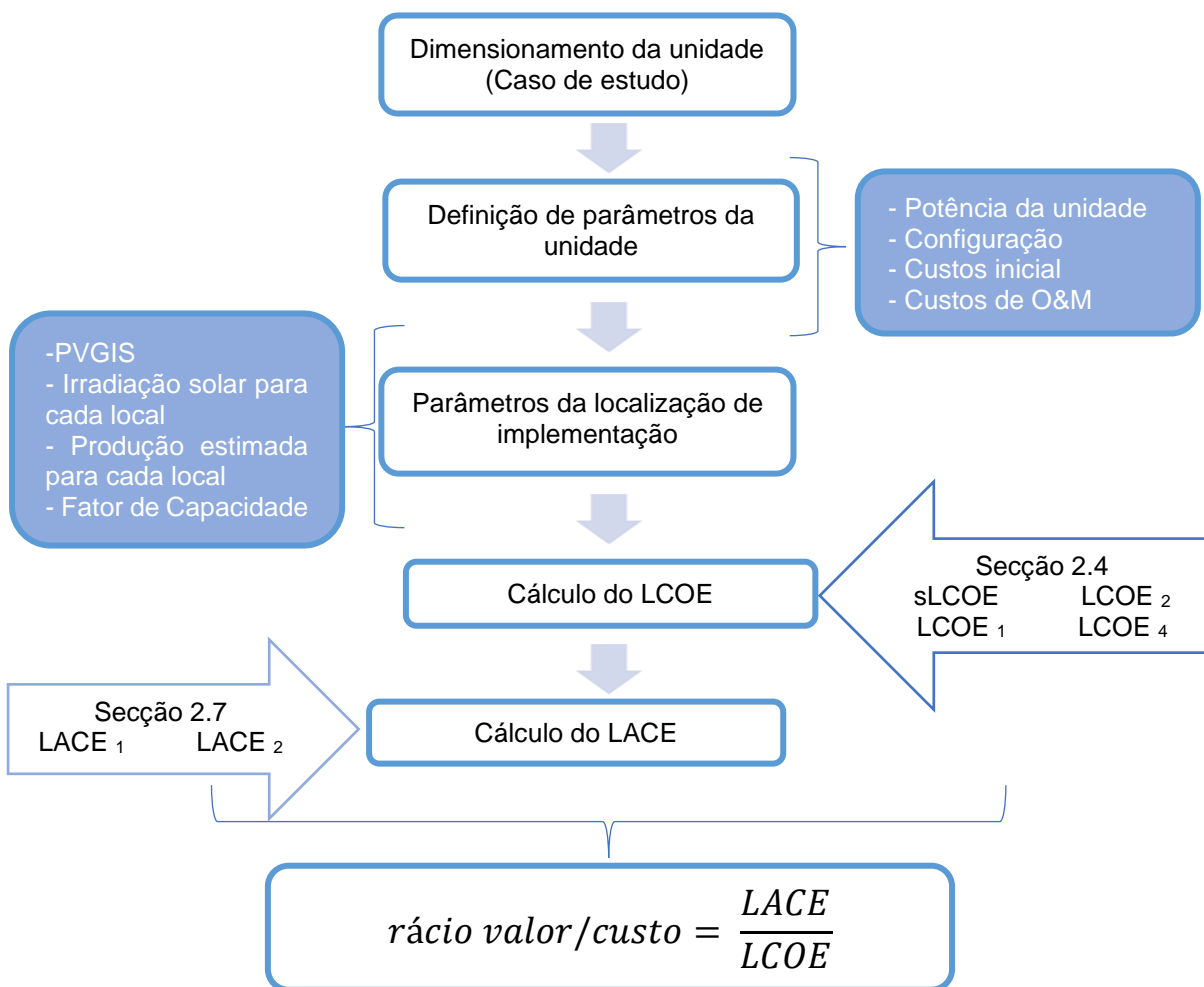


Figura 6 - Metodologia - Etapas principais.

3.1 - Definição de parâmetros

Neste trabalho foi determinada a capacidade necessária a implementar na unidade FV, por conseguinte, foi calculada a produção estimada, tendo em conta a potência pico instalada.

A capacidade necessária foi obtida em função dos consumos reais de um edifício de bens e serviços, que foram registados a cada 5 minutos entre 15/04/2019 e 07/06/2019. Com base nos consumos é conhecida a potência necessária a instalar de forma a suprir as necessidades de energia do edifício, essa potência é sobredimensionada em 10% de forma a assegurar possíveis perdas do sistema.

Após a configuração da unidade FV, que será apresentada no caso de estudo, é possível estimar a energia prevista produzida pelo sistema em cada período. Para este cálculo é necessário conhecer a irradiação solar do local onde está instalada a unidade FV, que é um dos fatores com impacto direto na produção da energia FV. As irradiações solares são obtidas com recurso ao software PVGIS, que ao introduzir a potência pico do sistema e restantes características da instalação devolve a produção total anual em base mensal da unidade FV. Desta forma foi calculada a energia produzida esperada para o tempo útil de vida da unidade FV, de 25 anos. Para esta cálculo acumulado de geração de EE foi tido em conta a degradação dos painéis solares, desta forma, a cada ano a produção foi reduzido em 1% a eficiência da unidade FV devido a perda de rendimento dos painéis solares.

Desta forma é possível determinar o LCOE, pois nesta fase são conhecidas todas as variáveis necessárias para efetuar o cálculo:

- Total do investimento inicial (€);
- Energia produzida;
- Custos de OM (€);
- Custos de combustível;
- Fator de capacidade;
- Taxas de juro e taxas de desconto sobre capital investido.

Após o cálculo do LCOE é determinado o LACE que reforça a metodologia do LCOE para cada localização.

3.2 - Dados de implementação da Unidade fotovoltaica e do custo nivelado de energia

3.2.1 - Custo inicial e configuração da instalação

No caso de estudo são determinadas as características técnicas necessárias para os equipamentos a aplicar na unidade FV, de forma que esta cumpra com os objetivos energéticos desejados.

Desta forma devem-se procurar no mercado as soluções a nível de equipamentos e todos os outros elementos necessários à instalação de forma a apurar os custos totais da unidade FV.

Conhecendo os equipamentos a aplicar também é possível configurar a disposição da instalação. Esta configuração que resulta no número ótimo de painéis a instalar permite determinar a área necessária para colocação dos painéis.

3.2.2 - Irradiação solar e produção de energia

O potencial FV depende em grande parte das horas de sol equivalentes e da irradiação solar (kWh/m^2) de cada local. Portugal apresenta-se no panorama europeu como um dos países com mais capacidades para explorar a energia FV devido a sua localização geográfica, recebendo uma média anual de cerca de $1,8 MWh/m^2$. Neste trabalho estudaram-se países com proximidade geográfica e que são referências na Europa para a tecnologia FV.

Naturalmente, para a produção de EE com recurso a energia solar, existem locais onde será mais vantajosa e impactante a obtenção da irradiação solar. Os locais com maior potencial, devem por isso ser mais requisitados de forma a contribuir com maior impacto para a produção de energia. Na figura 7 e figura 8, apresenta-se a irradiação solar *versus* a Capacidade de produção FV para os países da UE. Verifica-se que os países com maior potencial para sistemas que recorrem a energia solar estão situados maioritariamente sobre a linha do equador, e consequentemente têm melhor relação de produção de energia (kWh/kWp) por irradiação solar (kWh/m^2), como se pode verificar por comparação entre ambas as figuras, sendo coincidente a irradiação solar com a capacidade de produção FV.

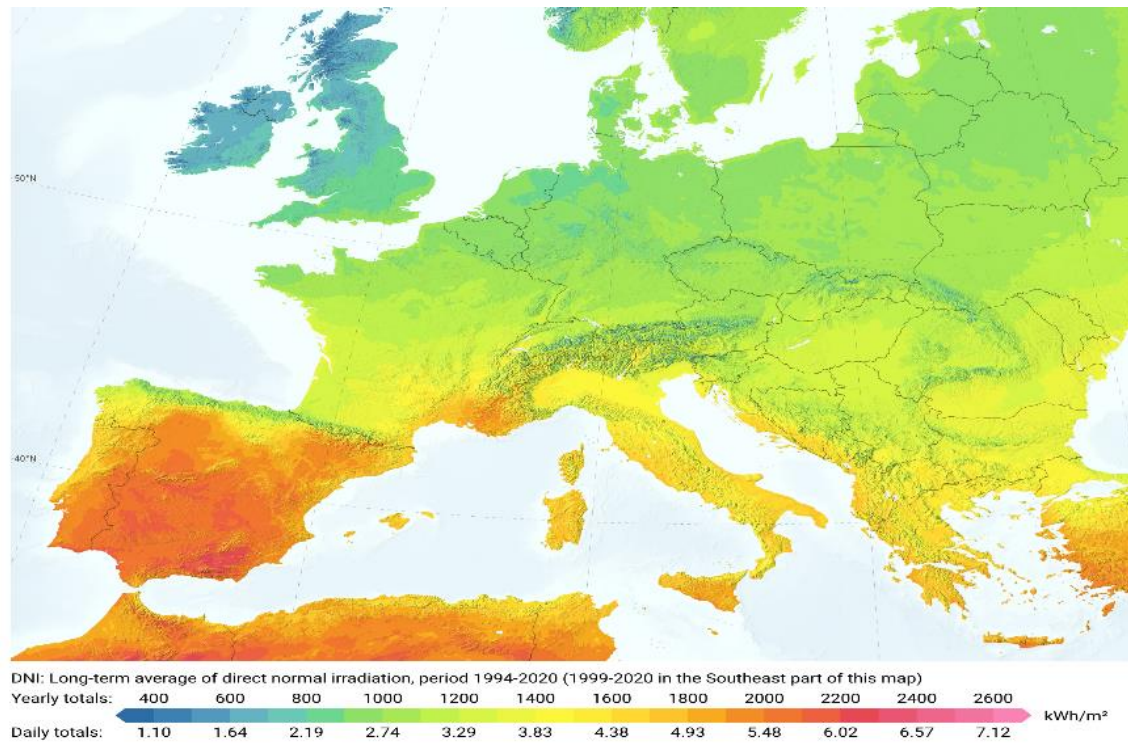


Figura 7 - Irradiação Solar na Europa (retirado de Solar resource maps of Europe, 2021).

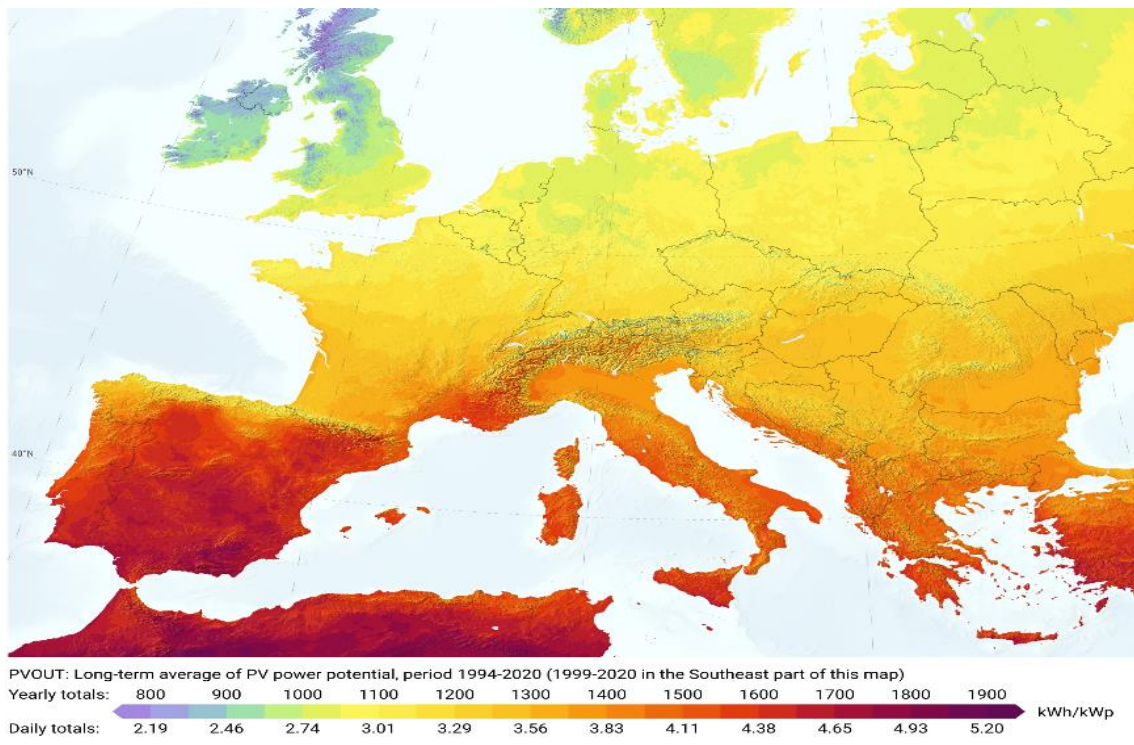


Figura 8 - Capacidade de produção FV (retirado de Solar resource maps of Europe, 2021).

A irradiação solar além de estar diretamente relacionada com a produção de energia em energia real produzida, esta também relacionada com o tempo em que essa energia estará disponível. É importante conseguir a maior produção possível a partir da unidade FV, mas também

durante o maior tempo possível, principalmente se objetivo da unidade for para o uso em autoconsumo. Porque se isso se verificar, é possível atingir uma geração de energia em paralelo com o habitual perfil de consumo (habitação familiar ou edifício de serviços).

Este facto está interligado com a capacidade de produção de EE da unidade produção, traduzido no tempo real em que a unidade estará disponível para produção de energia, sendo esta grandeza de medida o CF que foi demonstrado anteriormente. O CF é fulcral para a avaliação do LCOE de uma unidade de produção de EE, sendo este um parâmetro importante para o cálculo do mesmo.

A irradiação solar foi obtida do PVGIS Online Tool. Esta ferramenta é disponibilizada pelo Centro conjunto de pesquisa da comissão europeia (ECJRC). Introduzindo a potência desejada a instalar, determinada anteriormente, é possível obter a produção estimada anual em base mensal para cada localização. O valor obtido da produção anual de EE será de extrema importância para no resultado do LCOE da unidade.

3.2.3 - Custos de O&M

De forma a maximizar o aproveitamento da energia solar pela unidade FV é fundamental aplicar medidas para garantir o bom desempenho da instalação com o objetivo de obter produções de energia adequadas a capacidade do sistema, aumentando o seu tempo de vida útil e mitigando todas as possibilidades de interrupções do sistema. Algumas das boas práticas que se podem tomar do ponto de vista de o O&M as seguintes (Renewable Energy Laboratory et al., 2018):

- Limpeza dos painéis solares de forma periódica, para remover poeira acumulada, folhas e outros detritos depositados na superfície dos painéis. Pode também incluir-se a limpeza do ambiente envolvente dos painéis, como árvores ou vegetação que criam sombras desfavoráveis a produção;
- Inspeção regulares à instalação com o objetivo de verificar se todos os equipamentos estão a funcionar corretamente e nas condições adequadas, tais como o inversores, cabos elétricos e conexões;
- Leitura adequada da produção, monitorizando as produções reais da instalação garantindo que tudo está a funcionar corretamente. Se existir algum problema com a instalação, os problemas podem ser retificados em tempo útil mitigando ao máximo possíveis perdas de produção.

Estas tarefas devem estar bem definidas e devem ser cumpridas de acordo com os requisitos dos fabricantes dos principais equipamentos, de forma periódica dependendo da unidade FV e das condições em que está implementada. Recomenda-se que os custos de O&M considerados devem corresponder a 1% do custo inicial do sistema por ano para pequenos sistemas FV (Renewable Energy Laboratory et al., 2018).

Para efeitos de cálculo, os custos de O&M foram considerados anualmente e têm impacto direto no LCOE. Neste trabalho no ano 0, ano correspondente à instalação da unidade de produção não foram considerados custos de O&M. Após o primeiro ano de operação foi considerado o valor de 1% para os custos de O&M do custo total da Unidade FV. Nos seguintes anos de operação até ao final da vida útil da instalação, o valor O&M é incrementado em 1%, devido ao facto de a unidade necessitar de mais manutenção com a evolução dos anos de exploração.

3.2.4 - Custos Financeiros

Como LCOE é a despesa total descontada, incluindo despesas de capital (CAPEX), despesas operacionais (OPEX) e despesas de descomissionamento (DECEX), divididos pela produção de energia esperada descontada ao longo do ciclo de vida do projeto, é importante usar as taxas apropriadas para custos financeiros e taxas de desconto. (Johnston et al., 2022). A taxa de desconto engloba os possíveis ganhos com a implementação da unidade FV, considerando os valores da inflação, isto é, o valor do dinheiro ao longo do tempo útil de exploração será menor que o valor no ano de investimento. Assim, a taxa de desconto desempenha um papel muito importante para o cálculo do LCOE já que indica a rentabilidade do sistema.

Dado que o trabalho aborda sistemas FV a serem implementados em edifícios comerciais ou domésticos, o investimento a esta escala é menor, portanto a taxa de desconto será maior para sistemas FV com maiores capacidades ou para outro tipo de tecnologia, dado que são investimentos a outras escalas. A dimensão económica de cada país também tem impacto na taxa de desconto, porque os custos financeiros são significativamente mais altos em países em desenvolvimento quando comparados com países desenvolvidos (Johnston et al., 2022).

Pode-se assumir que, investimentos em pequena escala, normalmente, são totalmente liquidados quando é realizada a instalação, ou nos primeiros anos de exploração, tornando os valores de custos de capital menos elevados. Porém, neste trabalho segue-se uma linha

conservadora, e será usada a taxa de desconto de 3%, 6% e 9% para o cálculo do LCOE. Desde modo, também se pode entender o impacto dos custos financeiros associados para investimento deste tipo, e como estes se refletem no custo na produção de EE.

3.3 - Implementação do Custo evitado nivelado de energia

Ao implementar o estudo do LACE são considerados os custos marginais de geração de EE, a receita da unidade em produção e as capacidades de reserva para essa unidade. Essencialmente, o LACE esclarece se é benéfica, ou não, a construção de determinada unidade numa certa região tendo em conta as características dessa nova unidade e das condições do mercado de energia.

O preço marginal de geração de EE nesse local, é um uma variável de extrema importância no cálculo do LACE, mas que é diariamente volátil. Por isso, neste trabalho foram considerados os preços médios mensais por cada região em todas as variáveis, de forma a minimizar possíveis desvios na obtenção dos resultados. Estes custos de geração de EE foram obtidos na base de dados disponibilizada pela ENTSO-E (Rede Europeia de Operadores de Redes de Transporte de Eletricidade) (ENTSO-e, 2022).

Assim, o estudo do LACE é feito em base mensal durante um ano (os preços de geração considerados no cálculo são de 2022), resultando no LACE com os valores estimados ao longo de um ano inteiro de produção, para que desta forma também seja possível incorporar as variações de produção de EE, que são variáveis ao longo do ano, para a energia FV. Desta forma, para apurar as horas de alimentação a partir da unidade em estudo também foram considerados os CF mensais, pois estes também variam ao longo do ano. O mesmo procedimento foi considerado para as horas esperadas de alimentação, onde foram consideradas 8h para meses de menor duração solar e 9h e 10h para meses nas estações de maior presença solar diária.

Como o LACE considera as reservas de garantia de alimentação da RE de forma que esta possa responder às suas necessidades, o pagamento por capacidade será calculado com base no custo mais alto do LCOE obtido por cada localização em estudo (obtendo-se o $LACE_1$) e também pelo preço marginal de geração de EE para aquela região (obtendo-se o $LACE_2$). Desta forma permite a comparação entre o LACE se a compensação energética é feita através energias existentes naquele

mercado ou se é mais interessante compensar com mais unidades do tipo que está a ser estudado. Foi considerado 15% das capacidades de reserva a serem garantidas de forma a atender às necessidades da RE.

É importante definir com rigor os parâmetros de entrada para o cálculo do LCOE e do LACE, para estes resultarem em valores confiáveis e serem confrontados com os valores presentes em cada mercado de energia. Diferentes localizações oferecem condições diferentes para a geração de energia, assim como diferentes condições na RE. Por isso, tanto o lado da oferta como o lado da procura devem estar presentes no estudo da competitividade de uma unidade de geração de EE e utilizando o LCOE e o LACE ambos os lados são tidos em conta.

CAPÍTULO 4

4 - Caso de estudo, resultados e discussão

O objetivo deste caso de estudo é realizar um dimensionamento que torne o edifício autossuficiente a nível energético, e posteriormente estudar essa unidade FV para diferentes localizações da EU e comparar os valores de LCOE obtidos. Para cumprir este objetivo, 6 países foram estudados, com alguma proximidade entre eles para existirem condições semelhantes entre eles e onde a energia FV já tem uma significativa penetração e maturação.

4.1 - Dimensionamento da Unidade fotovoltaica – Caso de Estudo

Várias simulações são efetuadas para encontrar a melhor solução a implementar para um sistema FV num determinado local. A localização e disposição do sistema FV tem extrema importância a nível de implementação deste, definindo-se a melhor orientação solar de forma a tirar o máximo benefício das horas de sol do local. Evitam-se zonas sombreadas, procura-se o posicionamento com estrutura adequada ao sistema e respetiva configuração otimizada, tendo em conta o número de fileiras para a área disponível da instalação. O dimensionamento será baseado nos cálculos para a potência pico do sistema (kWp).

É importante conhecer os equipamentos a utilizar na configuração do sistema FV. Devem-se ter por base os dados técnicos dos equipamentos, de forma a implementar um sistema com uma relação ótima de eficiência, qualidade e preço.

4.1.1 - Método analítico de dimensionamento fotovoltaico

Este método de (Andrade, 2018) é seguido para realizar o dimensionamento da unidade FV. Inicialmente é determinada a capacidade de potência à saída do inversor a instalar, pois esta é a energia entregue para consumo ao edifício ou entregue a RE. Sendo o inversor o equipamento responsável pela conversão da corrente contínua (DC), para a corrente alternada (AC), este deve ter capacidade suficiente para os valores máximos de produção da unidade.

Assim, o inversor a instalar deve estar de acordo com a potência pico da Unidade FV, baseado:

$$0,7xP_{(máx,PV)} < P_{máx,INV(DC)} < 1,2x P_{(máx,PV)} \quad (13)$$

Onde:

- $P_{(máx,PV)}$ representa a potência Pico do Sistema FV (kWp);
- $P_{máx,INV(DC)}$ define a potência DC máxima do Inversor (kW).

Para calcular a potência DC (corrente contínua), do inversor utiliza-se a equação 14:

$$P_{máx,INV(DC)} = \frac{P_{máx,INV(AC)}}{\eta_{inv}} \quad (14)$$

Onde:

- $P_{máx,INV(AC)}$ define a potência AC máxima do inversor;
- η_{inv} é o rendimento do inversor.

Conhecendo-se a potência a instalar para o sistema, deve-se considerar o número de módulos FV a instalar, sendo que podem estar ligados em paralelo ou em série. A potência do sistema FV corresponde à potência do conjunto dos módulos FV. Assim é possível determinar o número de módulos a instalar da potência desejada para o sistema, como é apresentado na equação 15:

$$N^a \text{ Módulos} = \frac{P_{(máx,PV)}}{P_{mód.}} \quad (15)$$

Onde:

- $N^a \text{ Módulos}$ é o número de módulos;
- $P_{(máx,PV)}$ representa a potência Pico do Sistema FV (kWp);
- $P_{mód.}$ defina a potência do módulo FV utilizado (kW).

O inversor deve ter a capacidade de receber a potência máxima do sistema FV em DC, e converter em AC, que habitualmente se usa nas

habitações. Por diversas razões podem usar-se um ou vários Inversores, sendo que o cálculo do número de inversores é descrito na equação 16:

$$N^{\text{a}} \text{ Inversores} = \frac{P_{(max,PV)}}{P_{(max,INV (AC))}} \quad (16)$$

Onde:

- $P_{(max,INV (AC))}$ define a potência máxima AC do Inversor (kW).

Para não ultrapassar o limite máximo de corrente de entrada pelo inversor, deve-se ter em conta o número de fileiras do sistema FV. Este valor, na equação, caso seja necessário deve-se arredondar por defeito, e utilizar o número mínimo de inversores, pois reduz o custo total final da instalação, já que o inversor é o elemento de custo mais elevado da unidade. Na equação 17 é possível determinar o número de fileiras de uma unidade:

$$N^{\text{a}} \text{ fileiras} = \frac{I_{(max,INV)}}{I_{(max,FIL)}} \quad (17)$$

Onde:

- $I_{(max,INV)}$ define a corrente máxima suportada pelo Inversor (V);
- $I_{(max,FIL)}$ é o valor máximo da corrente na fileira (V).

Esta disposição final da unidade é determinada pelo número de fileiras a aplicar. Deve-se ter em conta o espaço disponível para colocação de todos os elementos da unidade de acordo com o que o resultado do dimensionamento.

4.1.2 - Dados de projeto

Para o caso de estudo utilizaram-se dados reais recolhidos entre 15 de abril de 2019 e 07 de junho de 2019. A energia consumida pelo edifício foi registada numa base de dados com leituras de 5 minutos de intervalo.

O edifício é um espaço empresarial, com ocupação predominante entre as 8 horas até às 20 horas e normalmente não funciona aos fins de semana e feriados.

Atendendo às características da instalação, assume-se uma inclinação de 35° graus, azimute de 0° graus e com orientação a Sul. Como se trata de um edifício empresarial, o perfil de consumo é constante durante o ano, registando um consumo médio diário entre 30 *kWh* a 35 *kWh*, como é possível verificar na figura 9. É previsível que aconteçam maiores consumos energéticos nos meses de inverno e de verão devido a gastos de aquecimento/arrefecimento e iluminação. Por outro lado, também foi tido em consideração que durante fins de semana, feriados e épocas festivas os consumos serão mínimos. Estimou-se um consumo anual de 12 354,49 *kWh* atendendo aos perfis de consumo registados.

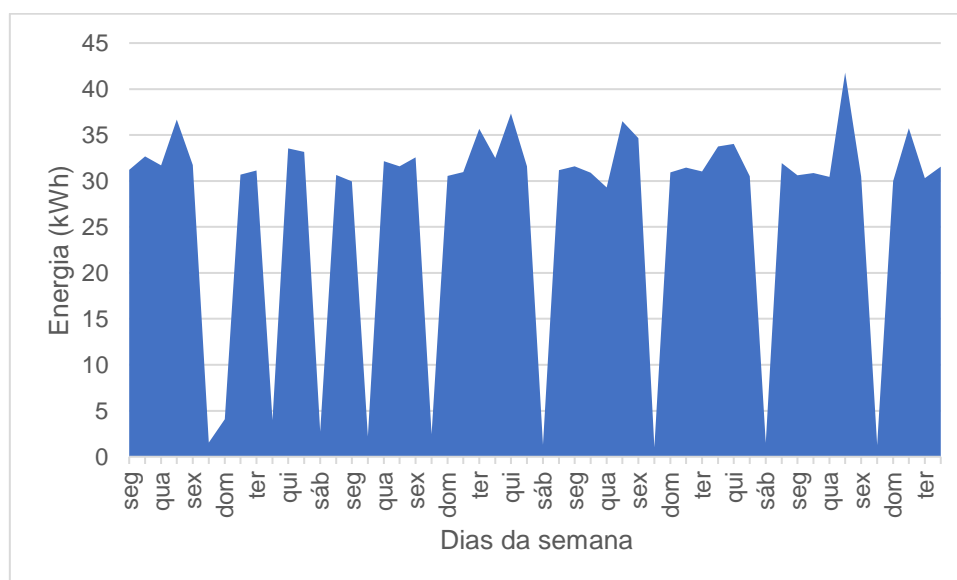


Figura 9 - Perfil de Consumo diário do edifício entre 15/04/2019 a 07/06/2019.

Naturalmente verificam-se consumos muito inferiores durante os fins de semana e feriados devido a não utilização do edifício. Nos dias com maior frequência de utilização, isto é, durante a semana laboral são atingidos valores de consumo horário entre os 3 *kWh* e 4 *kWh*, como se pode verificar na figura 10:

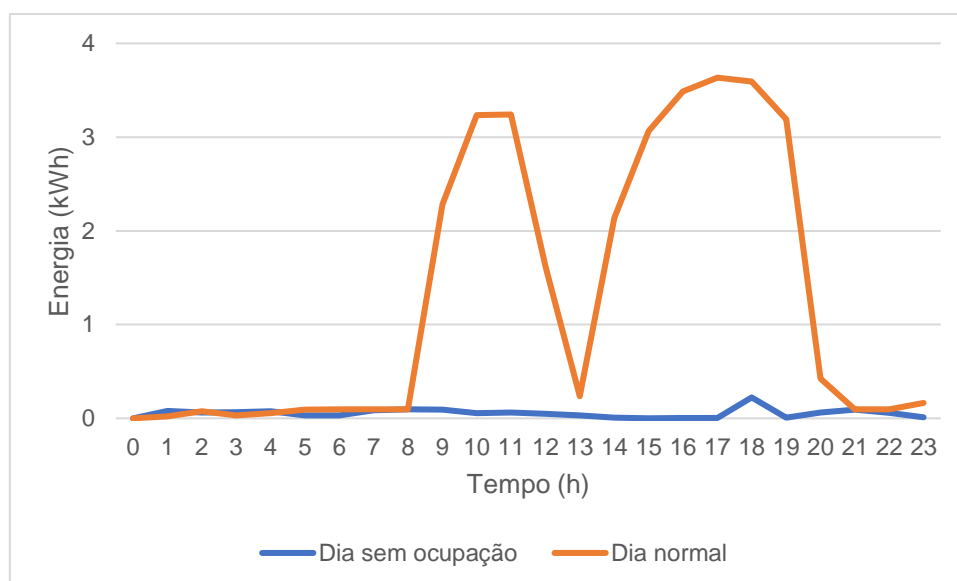


Figura 10 - Dia normal versus dia sem ocupação.

Os dias considerados para exemplo foram os dias 12/05/2019 (domingo) e 13/05/2019 (segunda-feira), onde se verifica um consumo constante durante o tempo de maior presença no edifício, havendo um decréscimo acentuado na hora de almoço e posteriormente, é retomado o consumo constante durante a tarde de trabalho até ao final do dia. Nos dias sem ocupação, o consumo intra horário é praticamente zero.

Baseado nos consumos do edifício, a fim de garantir que as suas necessidades energéticas são supridas de acordo com o exemplo base do estudo, considerando esta unidade instalada num edifício em Portugal, utilizar uma unidade FV com 11 200 W (que corresponde a 12 320 W_p devido ao sobredimensionamento) de potência torna o edifício autossuficientes numa grande parte do ano, assegurando os consumos de todos os meses do ano a exceção de janeiro, fevereiro, novembro e dezembro.

Esta configuração será aplicada nas outras localizações estudadas, esperando-se resultados diferentes devido às capacidades de produção FV distintas, por isto, uma unidade FV com a mesma configuração confere resultados distintos. Neste trabalho, as premissas de entrada serão as mesmas de Portugal, os outputs da unidade FV é que serão baseadas nas condições do local onde a unidade está inserida.

4.1.3 - Configuração Unidade fotovoltaica

É fulcral avaliar o consumo do edifício para determinar a potência da Unidade FV, mas outros fatores são imprescindíveis como a área suficiente para instalação dos painéis solares para a potência desejada e

a garantia de produção dos mesmos, isto é, garantir exposição solar no posicionamento dos painéis solares, correta orientação de forma a otimizar o aproveitamento da irradiação solar absorvida.

Prevê-se que a potência de 12 320 W_p torne o edifício autossuficiente e toma-se como boa prática o sobredimensionamento da potência obtida de forma a garantir perdas dos equipamentos. Assim, resulta a seguinte configuração para a unidade FV apresentada na tabela 1:

Tabela 1 - Enquadramento da Unidade FV.

Características Gerais	
Potência Pico do Sistema (W_p)	11200
Potência Base (Sobredimensionada) (W_p)	12 320
Potência Painel (W)	460
Pot. AC Máx. do Inversor (W)	12 000
Valor máximo de corrente (A)	22
Valor máximo da corrente (A)	10,98
$P_{(max,INV (AC))}$ (W)	12 244,90
Área Painel (m^2)	2,17

Com base na potência de cada painel instalado é determinado o número de painéis necessários para cumprir com a potência desejada para a Unidade. Da equação (15) é obtido o número de módulos fotovoltaicos, da equação (16) obtém-se o número de inversores. Assim, nesta possível solução utilizam-se no total 27 painéis com uma potência de 460 W e um inversor com potência DC máxima de 12 000 W . A utilização da equação (14) é uma boa prática optar pelo valor arredondado em excesso com vista a garantir que a energia produzida pelo sistema não é perdida por limitações do inversor, isto é, minimizar o efeito de *clapping*.

Por fim, para determinar a configuração da Instalação é encontrado o número de fileiras utilizando a equação (17), que dita como é feita a disposição dos painéis na instalação. A instalação terá a estrutura apresentada na tabela 2:

Tabela 2 - Características e Tipologia da Instalação.

Características e Tipologia da Instalação	
Número de Painéis	27
Número de Inversores	1
Número de Fileiras	2
Área total de Instalação (m^2)	58
Rendimento do sistema	0,212

Um fator fundamental a detetar-se de antemão é verificar a existência de espaço suficiente para instalar todos os módulos na configuração de fileiras obtida. Isto porque, não existindo a área necessária para instalação destes equipamentos pode ser necessário alterar os equipamentos a utilizar, como por exemplo, utilizar painéis com maior potência ou reduzir a potência da unidade.

Definindo as características do sistema FV, é possível obter o seu rendimento previsto a partir da equação 18:

$$\eta_{Unidade\ FV} = \frac{Pot.\ painel}{Área\ painel \times 1000} \quad (18)$$

Após determinar a configuração e tipologia da unidade a instalar, inclusive os equipamentos e as características dos mesmos, faz-se um estudo e procura no mercado pelas melhores soluções técnicas a utilizar, em termos de performance, qualidade e custo. De forma a calcular o LCOE é fundamental estimar o custo da unidade. Os custos para os equipamentos e montagem são apresentados a tabela 3:

Tabela 3 - Descrição de custos da Unidade FV.

Custo de Instalação	
Custo de Painéis (€)	4 928,00 €
Custo de Inversores (€)	2 031,84 €
Custo de Suportes (€)	2 480,00 €
Custo de montagem (€)	2 000,00 €
Custo Total (€)	11 439,84 €

O custo dos painéis apresentado é o custo das 27 unidades para atingir a potência desejada para a unidade FV. O painel FV considerado para a instalação foi o painel *Just Solar 460 W (JST-M6/144H-460)*, de acordo com a figura 11 do Apêndice A. O sistema será composto por um

Inversor Huawei SUN 200-12KTL-M2 como apresentado na figura 12 do Apêndice B. O custo da instalação engloba ainda a estrutura de suporte para os painéis e o custo de montagem onde também são incluídos custos de cablagem, proteções e outros suportes menores para a instalação de todos os componentes.

Os equipamentos indicados podem ser consultados nas Fichas de Dados dos fabricantes, de onde foram consultados e utilizados os dados técnicos de serviço para os cálculos realizados para este dimensionamento.

Para a configuração obtida, o custo por Wp da unidade FV é de 0,92 €/Wp que é praticamente metade do valor considerado pela NREL para um sistema do mesmo tipo com 7,90 kW de potência instalada, que se fixa entre 2,55 \$/wdc e 2,95 \$/wdc (em euros corresponde a 2,40 €/wdc e 2,77 €/wdc) (Ramasamy et al., 2022). Os preços de aquisição dos equipamentos e outros materiais, montagem dos mesmos e mão-de obra empregada na montagem destes sistemas acompanham a inflação, pelo que o aumentando também se verificar ao longos dos anos.

4.1.4 - Produção estimada

Estimar a produção da unidade FV é essencial para entender se a instalação e operação é eficiente e sustentável em determinado local. Estes fatores são imprescindíveis para o cálculo do LCOE, que está diretamente relacionado com a produção de EE e o preço dessa geração. Assim, após determinar os custos do sistema e a produção energética, conhece-se o panorama de económico de produção para todo o tempo útil de vida da unidade. Desta forma a tomada de decisão é baseada na capacidade de produção, produção real da unidade e custo de investimento.

Colocando em perspetiva a capacidade geradora da unidade, podem-se identificar alguns possíveis problemas de desempenho, como o ângulo de inclinação, orientação desajustados, sombreamento excessivo ou potência insuficiente.

Neste trabalho são estudados 6 países com condições solares diferentes. Consequentemente a localização afetará de forma direta a produção energética gerada para cada uma das unidades, apesar destas contarem com as mesmas características técnicas. A irradiação solar foi obtida do *PVGIS Online Tool*, de acordo com as figuras 13, 14, 15, 16, 17

e 18 dos Apêndices C, D, E, F, G e H. Na obtenção das radiações solares não foram determinados pontos ótimos para cada localização geográfica, foram geradas coordenadas aleatórias integrantes da localização em estudo.

Os valores para cada local são apresentados na tabela 4:

Tabela 4 - Irradiação solar (PVGIS 5, 2022).

Mês	Irradiação Solar [kWh/m ²]					
	Portugal	Alemanha	Espanha	França	Grécia	Itália
Jan	104,00	39,50	122,60	57,70	103,10	90,30
Feb	122,90	60,00	134,70	81,60	107,70	106,90
Mar	153,40	108,30	173,30	129,70	152,10	146,10
Abr	168,00	153,50	183,90	155,20	176,90	166,10
Mai	193,50	161,40	201,90	160,80	198,50	183,70
Jun	191,10	165,70	210,20	169,10	209,30	195,20
Jul	210,90	173,00	232,40	183,30	228,90	215,60
Ago	208,80	156,00	225,20	174,80	225,80	206,00
Set	187,70	126,70	196,80	150,70	182,20	170,70
Oct	143,20	85,30	163,10	105,60	153,60	138,10
Nov	105,30	44,20	123,60	69,10	110,70	92,70
Dic	101,70	32,10	117,50	58,50	96,60	82,00
TOTAL	1 890,50	1 305,70	2 085,20	1 496,10	1 945,40	1 793,40

Naturalmente Portugal, Espanha, Grécia e Itália têm condições mais favoráveis em comparação com a França e Alemanha que são países localizados mais a norte e com menor exposição solar anual.

Da mesma forma que se obteve a irradiação solar para cada localização, foi possível conhecer também a produção estimada da unidade FV usando o mesmo software (*PVGIS Online Tool*) com base nas características previamente dimensionadas no capítulo 4.1.

Para estimar a produção da unidade no seu tempo de vida útil (considerados 25 anos), foi reduzida a produção em 1% em relação ao ano anterior e assim sucessivamente até ao final dos 25 anos. Nesta redução de produção está incluída a perda de eficiência dos sistemas FV e a incerteza da irradiação solar.

Na tabela 5 mostra-se a produção estimada para os 25 anos de funcionamento desta unidade FV, considerando as mesmas características nas diferentes localizações:

Tabela 5 - Produção estimada para cada localização (PVGIS 5, 2022).

Ano	Portugal	Alemanha	Espanha	França	Grécia	Itália
1	16683,60	11693,70	18204,70	13317,30	16757,80	15682,00
2	16516,76	11576,76	18022,65	13184,13	16590,22	15525,18
3	16351,60	11461,00	17842,43	13052,29	16424,32	15369,93
4	16188,08	11346,39	17664,00	12921,76	16260,08	15216,23
5	16026,20	11232,92	17487,36	12792,55	16097,48	15064,07
6	15865,94	11120,59	17312,49	12664,62	15936,50	14913,43
7	15707,28	11009,39	17139,36	12537,97	15777,14	14764,29
8	15550,21	10899,29	16967,97	12412,59	15619,36	14616,65
9	15394,70	10790,30	16798,29	12288,47	15463,17	14470,48
10	15240,76	10682,40	16630,31	12165,58	15308,54	14325,78
11	15088,35	10575,57	16464,00	12043,93	15155,45	14182,52
12	14937,47	10469,82	16299,36	11923,49	15003,90	14040,69
13	14788,09	10365,12	16136,37	11804,25	14853,86	13900,29
14	14640,21	10261,47	15975,01	11686,21	14705,32	13761,28
15	14493,81	10158,85	15815,26	11569,35	14558,27	13623,67
16	14348,87	10057,26	15657,10	11453,66	14412,69	13487,44
17	14205,38	9956,69	15500,53	11339,12	14268,56	13352,56
18	14063,33	9857,12	15345,53	11225,73	14125,87	13219,04
19	13922,69	9758,55	15192,07	11113,47	13984,61	13086,84
20	13783,47	9660,97	15040,15	11002,34	13844,77	12955,98
21	13645,63	9564,36	14889,75	10892,31	13706,32	12826,42
22	13509,18	9468,71	14740,85	10783,39	13569,26	12698,15
23	13374,08	9374,03	14593,44	10675,56	13433,57	12571,17
24	13240,34	9280,29	14447,51	10568,80	13299,23	12445,46
25	13107,94	9187,48	14303,03	10463,11	13166,24	12321,00
Total	370673,96	259809,04	404469,55	295881,96	372322,52	348420,54

Tal como esperado, os locais com maior irradiação solar são os maiores produtores de EE neste contexto. Dessa forma, o CF está diretamente relacionado com a irradiação solar e conseqüentemente com a produção de EE, pois tem em conta a energia obtida no inversor. Os valores do CF são apresentados na tabela 6:

Tabela 6 - Fator de capacidade para cada localização.

Ano	Portugal	Alemanha	Espanha	França	Grécia	Itália
1	0,170	0,119	0,186	0,136	0,171	0,160
2	0,168	0,118	0,184	0,134	0,169	0,158
3	0,167	0,117	0,182	0,133	0,167	0,157
4	0,165	0,116	0,180	0,132	0,166	0,155
5	0,163	0,114	0,178	0,130	0,164	0,154
6	0,162	0,113	0,176	0,129	0,162	0,152
7	0,160	0,112	0,175	0,128	0,161	0,150
8	0,158	0,111	0,173	0,127	0,159	0,149
9	0,157	0,110	0,171	0,125	0,158	0,147
10	0,155	0,109	0,170	0,124	0,156	0,146
11	0,154	0,108	0,168	0,123	0,154	0,145
12	0,152	0,107	0,166	0,122	0,153	0,143
13	0,151	0,106	0,164	0,120	0,151	0,142
14	0,149	0,105	0,163	0,119	0,150	0,140
15	0,148	0,104	0,161	0,118	0,148	0,139
16	0,146	0,103	0,160	0,117	0,147	0,137
17	0,145	0,101	0,158	0,116	0,145	0,136
18	0,143	0,100	0,156	0,114	0,144	0,135
19	0,142	0,099	0,155	0,113	0,143	0,133
20	0,140	0,098	0,153	0,112	0,141	0,132
21	0,139	0,097	0,152	0,111	0,140	0,131
22	0,138	0,097	0,150	0,110	0,138	0,129
23	0,136	0,096	0,149	0,109	0,137	0,128
24	0,135	0,095	0,147	0,108	0,136	0,127
25	0,134	0,094	0,146	0,107	0,134	0,126

4.2 - Análise e discussão de resultados

Em todos os métodos utilizados para obter o LCOE foram consideradas as mesmas características técnicas da instalação e tidos em conta os parâmetros de entrada que são comuns entre as várias localizações. Naturalmente, diferentes cenários são obtidos devido a diferentes condições em cada uma das localizações.

Também são aplicados diferentes métodos de cálculo para o LCOE para comprovar se os parâmetros de entrada resultam em valores consistentes para cada local em estudo.

O LCOE será calculado para uma vida útil do sistema de 25 anos, sendo este período o normal para unidades deste tipo e para a durabilidade dos equipamentos utilizados.

Os dados de entrada para o LCOE são expostos na tabela 7:

Tabela 7 - Parâmetros para cálculo do LCOE.

Parâmetro	Valor
Potência Instalada	13 200 W_p
Custos da unidade FV	11 439,84 €
Produção de energia	De acordo com tabela 5
Perdas de eficiência	1%/ano
Custos de O&M	1% Custo da instalação a partir do 1º ano
Taxa de desconto	3,0%, 6% e 9%
Fator de capacidade	De acordo com tabela 6
Custos de acesso as redes	0,0019 €/kWh
Vida útil	25 anos

Conclui-se que o LCOE determinado pelo método 3 resulta na mesma equação apresentada no método 2. A EE gerada através da tecnologia FV não acarreta custos de emissão de carbono ($Carbon_t$) nem foram considerados neste trabalho custos de descomissionamento e gestão de resíduos para esta instalação (devido a escala estudada). Assim, os métodos que consideram a equação (3) e equação (4) são iguais.

Na tabela 8 são apresentados os valores do LCOE obtidos nas diferentes localizações utilizando os vários métodos apresentados na secção 2.4. O método 1, o sLCOE, implica integrar o CRF , onde a taxa de juro aplicada é de 3%, 6% e 9%. O mesmo raciocínio é executado para os restantes métodos, onde a taxa de desconto aplicada é de 3%, 6% e 9%.

Tabela 8 - Resultados LCOE para as diferentes localizações.

	T. Des.	Portugal	Alemanha	Espanha	França	Grécia	Itália
sLCOE (€/kWh)	3%	0,0405	0,0558	0,0374	0,0493	0,0404	0,0429
	6%	0,0552	0,0760	0,0510	0,0672	0,0550	0,0584
	9%	0,0719	0,0989	0,0663	0,0874	0,0716	0,0760
LCOE _{2&3} (€/kWh)	3%	0,0503	0,0718	0,0461	0,0630	0,0501	0,0535
	6%	0,0629	0,0897	0,0576	0,0788	0,0626	0,0669
	9%	0,0764	0,1090	0,0700	0,0957	0,0761	0,0813
LCOE ₄ (€/kWh)	3%	0,0522	0,0737	0,0480	0,0649	0,0520	0,0554
	6%	0,0648	0,0916	0,0595	0,0807	0,0645	0,0688
	9%	0,0783	0,1109	0,0719	0,0976	0,0780	0,0832

Analisando o efeito das diferentes taxas de desconto aplicadas, é notório o grande impacto que estas têm no cálculo do LCOE. Como se verifica na tabela 8, para qualquer método, o LCOE é mais alto quanto mais alta a taxa de desconto aplicada. Portanto este deve ser um fator fundamental a ter em conta e que deve ser o mais baixo possível para contribuir para uma tecnologia de geração de EE mais competitiva a nível de custos de geração de energia.

Apesar de se utilizar uma unidade FV com as mesmas características e considerando os mesmos parâmetros em custos financeiros e de O&M, foram obtidos resultados de LCOE distintos entre as localizações estudadas. Esta razão está diretamente relacionada com a capacidade de produção de EE em cada localização: Espanha, Grécia e Portugal são as localizações com maior EE gerada, e também se destacam com os menores valores de LCOE obtidos.

Significa assim, que os resultados obtidos demonstram que as condições específicas climatéricas têm grande impacto na capacidade dos sistemas FV, pois a maior capacidade de produção fará amortizar o custo de produção por cada unidade de energia produzida.

Analisando os resultados obtidos por cada método utilizado, o que apresenta melhores resultados para todas as localizações é o sLCOE (método 1). Por outro lado, o LCOE₄ (método 4) é o que resulta em custos maiores para a geração de EE, o que é previsível, pois este método engloba além dos custos de geração também os custos de integração, logo o custo unitário de energia será maior.

Na tabela 9, são apresentados os resultados do LACE₁ e LACE₂ para os diferentes países:

Tabela 9 - Resultados LACE para as diferentes localizações.

	Portugal	Alemanha	Espanha	França	Grécia	Itália
LACE ₁ (€/kWh)	0,0837	0,0881	0,0907	0,1140	0,1401	0,1445
LACE ₂ (€/kWh)	0,0900	0,0952	0,0980	0,1248	0,1549	0,1600

Os valores do LACE não seguem o mesmo comportamento do LCOE. Portugal, Espanha e Grécia são as localizações com o menor valor de LCOE, registando valores abaixo dos 0,08 €/kWh. Relativamente ao LACE, Grécia e Itália destacam-se de Portugal e Espanha, apesar de estes terem produções estimadas de energia e CF similares. Este facto deve-se essencialmente ao preço a pagar pela EE elétrica naquelas localizações. Portugal e Espanha contam com preços marginais de energia médios de 168,00 €/MWh e 167,63 €/MWh, respetivamente, enquanto o valor médio na Grécia é de 279,39 €/MWh e em Itália de 303,07 €/MWh, significa assim que implementação da unidade em estudo têm maior impacto nas localizações em que os preços de energia sejam mais elevados.

Dos resultados obtidos, conclui-se que a produção de energia estimada e o CF têm um grande impacto no resultado do LACE em cada localização, mas o parâmetro com maior peso é o preço da EE nesse mercado, que pode ser determinante na decisão entre certa unidade ser atrativa, ou não, de implementar nesse local.

Quando se verifica o LACE superior ao LCOE significa que a implementação desse sistema será uma ótima opção, e será tanto mais confiável quanto maior for a diferença entre ambos.

Recorrendo a equação 12, é possível verificar onde é mais efetiva a instalação de uma unidade de geração de EE. Para obtenção deste resultado apenas será tido em conta o valor do LACE₂ que considera o preço marginal de energia daquela localização como capacidade de reserva. Em relação ao LCOE, será utilizado o valor mais elevado (LCOE₄) e o valor ótimo (sLCOE) de forma a perceber em que a diferença entre casos ideais e casos menos favoráveis.

Tabela 10 - Rácio LACE/LCOE.

	Portugal	Alemanha	Espanha	França	Grécia	Itália
Rácio ₁	2,22	1,71	2,62	2,53	3,83	3,73
Rácio ₂	1,15	0,86	1,36	1,28	1,99	1,92

Conclui-se que a partir dos resultados apresentados na tabela 10, que em praticamente todos os casos a implantação desta unidade de produção de energia seria benéfica, levando em conta os preços praticados nesses locais e os preços obtidos para o custo de energia gerado pela unidade FV. Apenas na Alemanha, esta unidade não traria vantagens para o *mix energético* quando considerado o LCOE₄, pelo facto de este sistema ter um custo maior de geração de energia do que as unidades existentes. Esse facto deve-se essencialmente á menor capacidade solar desta região, e conseqüentemente, a menor geração de EE pela tecnologia FV neste tipo localizações. Outro fator relevante, é que a Alemanha também apresenta um dos menores preços marginais de geração de EE, o que implica que só uma unidade competitiva pode contribuir positivamente para o menor custo de geração de energia nesta localização.

Estes resultados reforçam a importância de aplicar estes métodos para novas unidades que se pretendam instalar em determinada localização, para que esta possa ser competitiva e útil para os seus consumidores.

CAPÍTULO 5

5 - Conclusões e trabalhos futuros

A implementação sistemática dos métodos LCOE e LACE para estudar os custos associados a geração de EE permite aos *stakeholders* um conhecimento mais aproximado do comportamento de determinada unidade em determinada localização ao longo da sua vida útil de operação.

Fatores de maior importância como a alta capacidade solar ou o CF de determinado local permite obter resultados mais satisfatórios. Neste trabalho, se fossem selecionados locais ótimos com melhores registros de irradiações solares em cada país estudado seriam obtidos valores otimizados para o LCOE. O objetivo deste trabalho não pretende obter os melhores resultados para o LCOE, mas sim perceber como este varia entre localizações e verificar porque se obtém diferentes custos considerando parâmetros iguais, e este foi concretizado.

A Alemanha, entre as localizações estudadas, é a que conta com maior potência instalada e ainda assim foi a única localização em que o rácio LACE/LOCE não é positivo para a aplicação de uma unidade deste tipo. Portanto o estudo prévio deve ser rigoroso de forma a perceber que tipo de soluções se devem aplicar se o objetivo é obter o menor custo de geração de EE.

A taxa de desconto também é extremamente importante, porque irá afetar e inflacionar sempre o custo de geração de energia, portanto será sempre benéfico a aplicação dos menores valores conseguidos junto dos financiadores. Neste trabalho, em que a unidade FV é direcionada para pequenos produtores a aplicar em edifícios domésticos, empresariais ou comerciais, onde o custo da instalação é um investimento relativamente baixo, o mais adequado seria aplicar uma taxa de desconto de 3%, onde se registaram os melhores valores de LCOE obtidos neste trabalho. Em geral, a taxa de desconto é mais sensível a maiores valores de capital investido, uma tecnologia com custos iniciais relativamente elevados está mais exposta a riscos do mercado, o que aumenta os custos de financiamento (*Projected Costs of Generating Electricity, 2020*). A taxa de

desconto desempenha assim um papel crítico na avaliação de implementação de unidade para geração de EE.

Como o CF da energia FV é relativamente baixo e intermitente ao longo do ano, embora com valores baixos de LCOE não é fácil a gestão e integração com RE. Este constitui um desafio sempre presente para tecnologias que dependem da VRE. Esta situação traz fragilidade a este tipo de sistemas, devido a este depender diretamente das energias convencionais de capacidade despachável. Por isso, devem-se incluir custos de integração ou outros custos quando se alimenta a RE, principalmente através de fontes renováveis, apesar de estes serem residuais, como comprovado pela pequena diferença entre os valores obtidos pelo LCOE_{2&3} e LCOE₄.

O LACE vêm mitigar a margem de erro associada ao facto do LCOE negligenciar a incerteza das energias renováveis e a capacidade e custo a pagar pelas fontes de energia com capacidade de resposta à procura da RE durante um determinado período. Assim, o LACE torna-se ainda mais importante quando se pretendem estimar os custos de geração de uma tecnologia como a FV.

Os resultados obtidos neste trabalho em relação ao LACE são positivos. Apenas em uma das localizações estudadas não seria vantajoso aplicar a tipologia que foi estudada. Estes valores podem ser otimistas, porque registaram-se preços marginais de energia elevados durante todo o ano de 2022, mas que se têm mantido durante 2023.

Verifica-se paridade de rede do lado da procura em todas as localizações estudadas para implementação de uma unidade FV com esta tipologia, pois o valor de geração de energia é menor do que o preço de eletricidade do mercado grossista. Já do lado da oferta, esta também resulta em menor custo em relação a outras tecnologias de geração convencionais, mas esta é limitada pelo facto não estar totalmente disponível a qualquer hora nem garantir uma produção constante.

Assim, a energia FV à escala estudada, para edifícios domésticos, empresariais ou comerciais, resulta numa opção ótima de geração de EE, principalmente para autoconsumo. Além disso, do ponto de vista económico-ambiental também é importante a redução dos GEE e consequentemente baixar nos custos das emissões e ao mesmo tempo contribuir para os objetivos nacionais e europeus no que respeita a geração de energia através de fontes renováveis.

Esta dissertação permite estabelecer uma metodologia para estimar o custo de geração de EE e comprar entre diferentes localizações onde seria mais rentável e eficaz a aplicação de uma unidade FV baseada no caso de estudo. A metodologia utilizada na realização deste trabalho não fica limitada a energia FV e pode ser implementada para outras tecnologias.

De forma a dar continuidade ao trabalho realizado, podem ser determinados pontos ótimos de geração de energia dentro de cada localização estudada, onde seria mais efetiva a energia FV, e como seriam afetados os custos de geração de EE em cada localização e o quanto esta teria impacto no *mix energético* em que estaria inserida.

Pensando em alargar o estudo, seria também importante determinar o LCOE de uma unidade FV com sistema de armazenamento de forma a minimizar o impacto da intermitência da VRE e contribuindo diretamente para o aumento da CF deste tipo de unidades, tornando-as mais versáteis e com capacidade de gestão da energia produzida. Esta análise a nível de disponibilidade *versus* custos da instalação seria importante, como estas variáveis são afetadas nas diferentes localizações, e onde esta tipologia de instalação poderia ser uma mais-valia.

Como verificado nesta dissertação, a taxa de desconto aplicada nos cálculos do LCOE tem extrema importância para determinar o custo da energia gerada por determinada unidade. Portanto, seria importante determinar a taxa de desconto mais adequada em cada localização de estudo, considerando todos os aspetos de cada local e de cada tipologia da unidade estudada de forma a obter resultados mais realistas para o custo da EE.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- International Renewable Energy Agency, I. (2019). *FUTURE OF SOLAR PHOTOVOLTAIC Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects A Global Energy Transformation paper About IRENA*. www.irena.org/publications.
- Andrade, A. (2018). *Mestrado em Energias Sustentáveis Módulo Energia Solar Fotovoltaica Dimensionamento de Sistemas FV (L4)*. www.renovaveisnagora.pt
- APREN. (2019). *ELETRICIDADE DE ORIGEM RENOVÁVEL*. www.apren.pt
- APREN. (2022). *Boletim Eletricidade Renovável 2022*. <https://www.apren.pt/contents/publicationsreportcarditems/boletim-renovaveis-dezembro-2022.pdf>
- CENSE. (2018). *Eletricidade Renovável*. www.apren.pt.
- COMISSÃO EUROPEIA. (2022). *COMUNICAÇÃO DA COMISSÃO AO PARLAMENTO EUROPEU, AO CONSELHO, AO COMITÉ ECONÓMICO E SOCIAL EUROPEU E AO COMITÉ DAS REGIÕES Estratégia da UE para a energia solar*.
- Eia. (2013). *Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement Levelized Cost of Electricity*.
- Energy Information Administration, U. (2022). *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022*.
- Energy Information Administration, U. (2023). *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook*. www.eia.gov
- ENTSO-e. (2022). *Wholesale electricity prices in Europe*. <https://ember-climate.org/data/data-tools/europe-power-prices/>
- EU Market Outlook For Solar Power*. (2022).

-
- EUROSAT. (2022). *Greenhouse gas emission*.
<https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-4a.html?lang=en#?lang=en>.
<https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-4a.html?lang=en#?lang=en>
- Filimonova, I. V., Kozhevin, V. D., Provornaya, I. V., Komarova, A. V., & Nemov, V. Y. (2022). Green energy through the LCOE indicator. *Energy Reports*, 8, 887–893.
<https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.165>
- Government College of Engineering, Keonjhjar. D. of E. E., Government College of Engineering, Keonjhjar. D. of C. S. and E., Institute of Electrical and Electronics Engineers. Kolkata Section. Bhubaneswar Subsection, & Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2020). *International Conference on Computational Intelligence for Smart Power System and Sustainable Energy (CISPSSE-2020) : (29-31, July 2020)*.
- Hosenuzzaman, M., Rahim, N. A., Selvaraj, J., Hasanuzzaman, M., Malek, A. B. M. A., & Nahar, A. (2015). Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 41, pp. 284–297). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.08.046>
- Hussain, S., Lai, C., & Eicker, U. (2023). Flexibility: Literature review on concepts, modeling, and provision method in smart grid. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 35.
<https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101113>
- International Energy Agency, I. (2023). *Electricity Market Report 2023*.
www.iea.org
- Johnston, B., Foley, A., Doran, J., Littler, T., & McAleer, M. (2022). Influence of input costs and levelised cost of energy on wind power growth. *Journal of Cleaner Production*, 373.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133407>
- Just solar 460W*. (2023). <https://suministrosdelsol.com/pt/paineis-de-405-a-460w/917-just-solar-460w-mono-perc-painel-solar-de-alta-eficiencia-com-9-barramentos.html>
-

- Kåberger, T. (2018). Progress of renewable electricity replacing fossil fuels. *Global Energy Interconnection*, 1(1), 48–52. <https://doi.org/10.14171/j.2096-5117.gei.2018.01.006>
- Kabeyi, M. J. B., & Olanrewaju, O. A. (2023). The levelized cost of energy and modifications for use in electricity generation planning. *Energy Reports*, 9, 495–534. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.06.036>
- Kamran, M., Rayyan Fazal, M., Mudassar, M., Adnan, M., Rukh Ahmed, S., Abid, I., Javed Sattar Randhawa, F., & Shams, H. (2019). Solar Photovoltaic Grid Parity: A Review of Issues and Challenges and Status of Different PV Markets Outcome Based Education System View project Techno-Economic Analysis of Distributed Generation for Micro grid application using HOMER Pro View project Solar Photovoltaic Grid Parity: A Review of Issues and Challenges and Status of Different PV Markets. Em *INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH Kamran M. et al* (Vol. 9, Número 1). <https://www.researchgate.net/publication/331951296>
- Kawajiri, K., Kondo, Y., Aki, H., & Murata, A. (2019). Simplified method to estimate grid flexibility: Application to Japanese electrical grids. *Energy*, 167, 26–34. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.09.154>
- Marbun, M. P., Salile, A. Y., & Diana, D. R. (2022). Solar PV Total Cost Calculation in Jawa-Madura-Bali System. *ICT-PEP 2022 - International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power: Advanced Technology for Transitioning to Sustainable Energy and Modern Power Systems, Proceedings*, 301–304. <https://doi.org/10.1109/ICT-PEP57242.2022.9988911>
- Masters, G. M. (2013). *RENEWABLE AND EFFICIENT ELECTRIC POWER SYSTEMS*.
- Mowers, M., & Mai, T. (2021). A relative value framework: Why do different electricity system technologies have different economic value? *Electricity Journal*, 34(8). <https://doi.org/10.1016/j.tej.2021.107007>
- NREL. (2010). *Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation*. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>
-

OECD Nuclear Energy Agency., & Organisation for Economic Co-operation and Development. (2012). *Nuclear energy and renewables : system effects in low-carbon electricity systems*. OECD.

PNEC 2030. (2019). <https://bcsdportugal.org/wp-content/uploads/2020/12/PNEC-2030-Plano-Nacional-Energia-e-Clima.pdf>

Projected Costs of Generating Electricity. (2020).

PVGIS 5. (2022). https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-releases/pvgis-5_en

Ramasamy, V., Zuboy, J., O'shaughnessy, E., Feldman, D., Desai, J., Woodhouse, M., Basore, P., & Margolis, R. (2022). *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022*. www.nrel.gov/publications.

Renewable Energy Agency, I. (2022). *Renewable power generation costs in 2021*. www.irena.org

Renewable Energy Laboratory, N., National Laboratory, S., Alliance, S., & National Laboratory Multiyear Partnership, S. (2018). *Best Practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic and Energy Storage Systems; 3rd Edition*. www.nrel.gov/publications.

Rhodes, J. D., King, C., Gulen, G., Olmstead, S. M., Dyer, J. S., Hebner, R. E., Beach, F. C., Edgar, T. F., & Webber, M. E. (2017). A geographically resolved method to estimate levelized power plant costs with environmental externalities. *Energy Policy*, 102, 491–499. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.025>

Samal, K. B., Pati, S., Sharma, R., & Lenka, L. R. (2022). A Low Cost monitoring System for PV Panel Based on IOT. *Proceedings - 3rd IEEE India Council International Subsections Conference: Impactful Innovations for Benefits of Society and Industry, INDISCON 2022*. <https://doi.org/10.1109/INDISCON54605.2022.9862838>

Solar resource maps of Europe. (2021). <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/europe>

- SOLAR.HUAWEI. (2020). <https://suministrosdelsol.com/en/grid-inverter/760-16092-solar-inverter-huawei-sun2000-12ktl-m2-three-phase-12kw.html>
- Tavares, I., Manfredini, R., Almeida, J., Soares, J., Ramos, S., Foroozandeh, Z., & Vale, Z. (2022). Comparison of PV Power Generation Forecasting in a Residential Building using ANN and DNN. *IFAC-PapersOnLine*, 55(9), 291–296. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2022.07.051>
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63, 61–75. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>
- U.S Energy Information Administration. (2020). *The Annual Energy Outlook explores long-term energy trends in the United States*. www.eia.gov/aeo
- Wang, R., Hasanefendic, S., Von Hauff, E., & Bossink, B. (2022). The cost of photovoltaics: Re-evaluating grid parity for PV systems in China. *Renewable Energy*, 194, 469–481. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.05.101>
- Yi, L., Langlotz, P., Hussong, M., Glatt, M., Sousa, F. J. P., & Aurich, J. C. (2022). An integrated energy management system using double deep Q-learning and energy storage equipment to reduce energy cost in manufacturing under real-time pricing condition: A case study of scale-model factory. *CIRP Journal of Manufacturing Science and Technology*, 38, 844–860. <https://doi.org/10.1016/j.cirpj.2022.07.009>
- Zhang, M., & Zhang, Q. (2020). Grid parity analysis of distributed photovoltaic power generation in China. *Energy*, 206. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118165>

APÊNDICES

APÊNDICE A - FICHA TÉCNICA DO PAINEL

JUST solar 460W
Mono PERC Module
JST-M6/144H-460

The 9 bus bar monocrystalline PERC cells offer a high power output, reducing yield losses due to shadowing and avoiding hot spots.

IEC 61215 Ed.2
IEC 61730
UL 1703

CE PV CYCLE PowerGuard

High conversion efficiency
High module efficiency to guarantee power output.

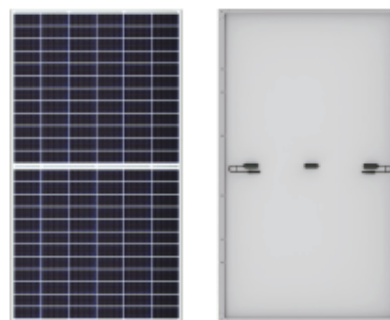
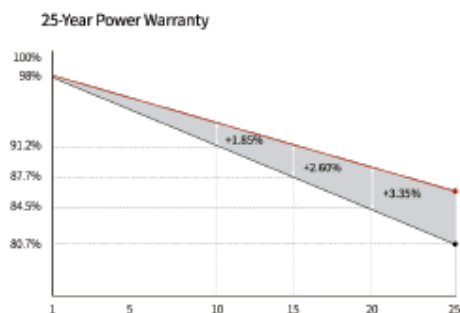
Self-cleaning glass
Coating glass for self-cleaning, reduce surface dust.

0 to +5W
0 to +5W positive tolerance
Detailed information in Electrical Specifications.

48
48-hour response service

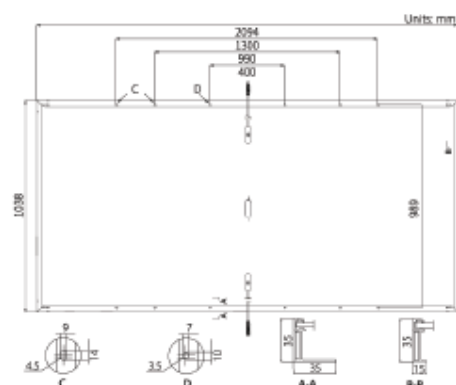
21.2% MAX MODULE EFFICIENCY
0~+5W POWER TOLERANCE
<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION
0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION
HALF-CELL
 Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	23.3kg
Dimension	2094×1038×35mm
Packaging	30pcs per pallet / 150pcs per 20' GP / 660pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C

Test uncertainty for P_{max}: ±3%

	430	435	440	445	450	455	460
Power Class	430	435	440	445	450	455	460
Maximum Power (P _{max} /W)	430	435	440	445	450	455	460
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	48.5	48.7	48.9	49.1	49.3	49.5	49.7
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	11.31	11.39	11.46	11.53	11.60	11.66	11.73
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	40.7	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7	41.9
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	10.57	10.64	10.71	10.78	10.85	10.92	10.98
Module Efficiency(%)	19.8	20.0	20.2	20.5	20.7	20.9	21.2

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	20A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.350%/°C

Figura 11 - Ficha técnica do Painel (retirado de Just solar 460W, 2023).

APÊNCICE B – FICHA TÉCNICA DO INVERSOR

Smart String Inverter



Seguridad activa

Protección contra arcos eléctricos active con tecnología de IA



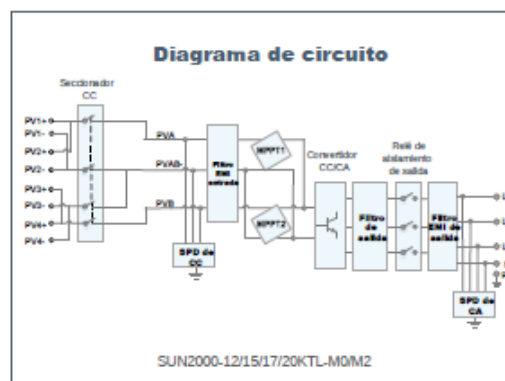
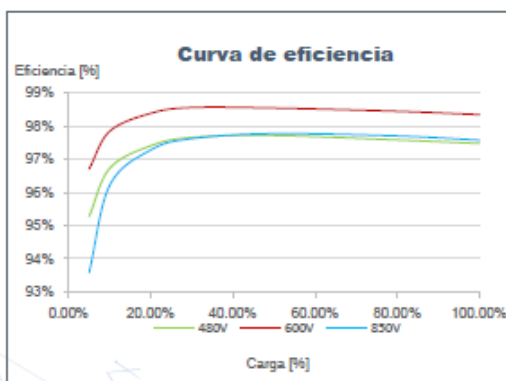
Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de energía con optimizadores ¹



Comunicación flexible

WiFi, Fast Ethernet, 4G
Comunicación soportada



¹ Solo aplicable al Inversor SUN2000-12, #ICN# 15, #Inversor # 17, #Inversor # 20KTL-M2.

SUN2000-12/15/17/20KTL-M2
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -12KTL-M2	SUN2000 -15KTL-M2	SUN2000 -17KTL-M2	SUN2000 -20KTL-M2
Eficiencia				
Máxima eficiencia	98.50%	98.65%	98.65%	98.65%
Eficiencia europea ponderada	98.00%	98.30%	98.30%	98.30%
Entrada				
Potencia FV máxima de entrada ¹	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp
Tensión máxima de entrada ²	1,080 V			
Rango de tensión de operación ³	160 V – 950 V			
Tensión de arranque	200 V			
Tensión nominal de entrada	600 V			
Intensidad de entrada máxima por MPPT	22 A			
Intensidad de cortocircuito máxima	30 A			
Cantidad de MPPTs	2			
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2			
Salida				
Conexión a red eléctrica	Tres fases			
Potencia nominal activa de CA	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W
Máx. potencia aparente de CA	13,200 VA	16,500 VA	19,700 VA	22,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W + N + PE			
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz			
Máx. intensidad de salida	20 A	25.2 A	28.5 A	33.5 A
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo			
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %			
Características y protecciones				
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí			
Protección anti-isla	Sí			
Protección contra sobrintensidad de CA	Sí			
Protección contra cortocircuito de CA	Sí			
Protección contra sobretensión de CA	Sí			
Protección contra polaridad inversa CC	Sí			
Protección contra descargas atmosféricas CC	Type II			
Protección contra descargas atmosféricas CA	Sí, Clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11			
Monitorización de corriente residual	Sí			
Protección contra fallas de arco	Sí			
Control del receptor Ripple	Sí			
Recuperación integrada de PID ⁴	Sí			
Datos generales				
Rango de temperatura de operación	-25 – + 60 °C			
Humedad de operación relativa	0 % RH – 100% RH			
Altitud de operación	0 - 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2,000 m)			
Ventilación	Convección natural			
Pantalla	LED Indicators; WiFi integrada + aplicación FusionSolar			
Comunicación	RS485; WLAN / Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)			
Peso (incluida ménsula de montaje)	25 kg			
Dimensiones (incluida ménsula de montaje)	525 x 470 x 262 mm			
Grado de protección	IP65			
Consumo de energía durante la noche	< 5,5 W ⁵			
Compatibilidad optimizadora				
DC MBUS optimizador compatible	SUN2000-450W-P			
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)				
Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2			
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, AS 4777.2, C10/11, ABNT, VFR 2019, RD 1699, RD 661, PO 12.3, TOR D4, IEC61727, IEC62116, DEWA			

¹ La potencia fotovoltaica máxima de entrada del Inversor es de 40.000 Wp cuando las cadenas largas se diseñan y se conectan completamente con el SUN2000-450W-P power optimizer inbound e abonada*.
² El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañará el Inversor.
³ Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del Inversor.
⁴ SUN2000-12-20KTL-M2 soporta potencial between PV- and ground to above zero through Integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly).
⁵ < 10 W cuando la función de recuperación PID está activada.

Figura 12 - Ficha técnica do Inversor (retirado de SOLAR.HUAWEI, 2020).

APÊNDICE C – DADOS PVGIS – PORTUGAL

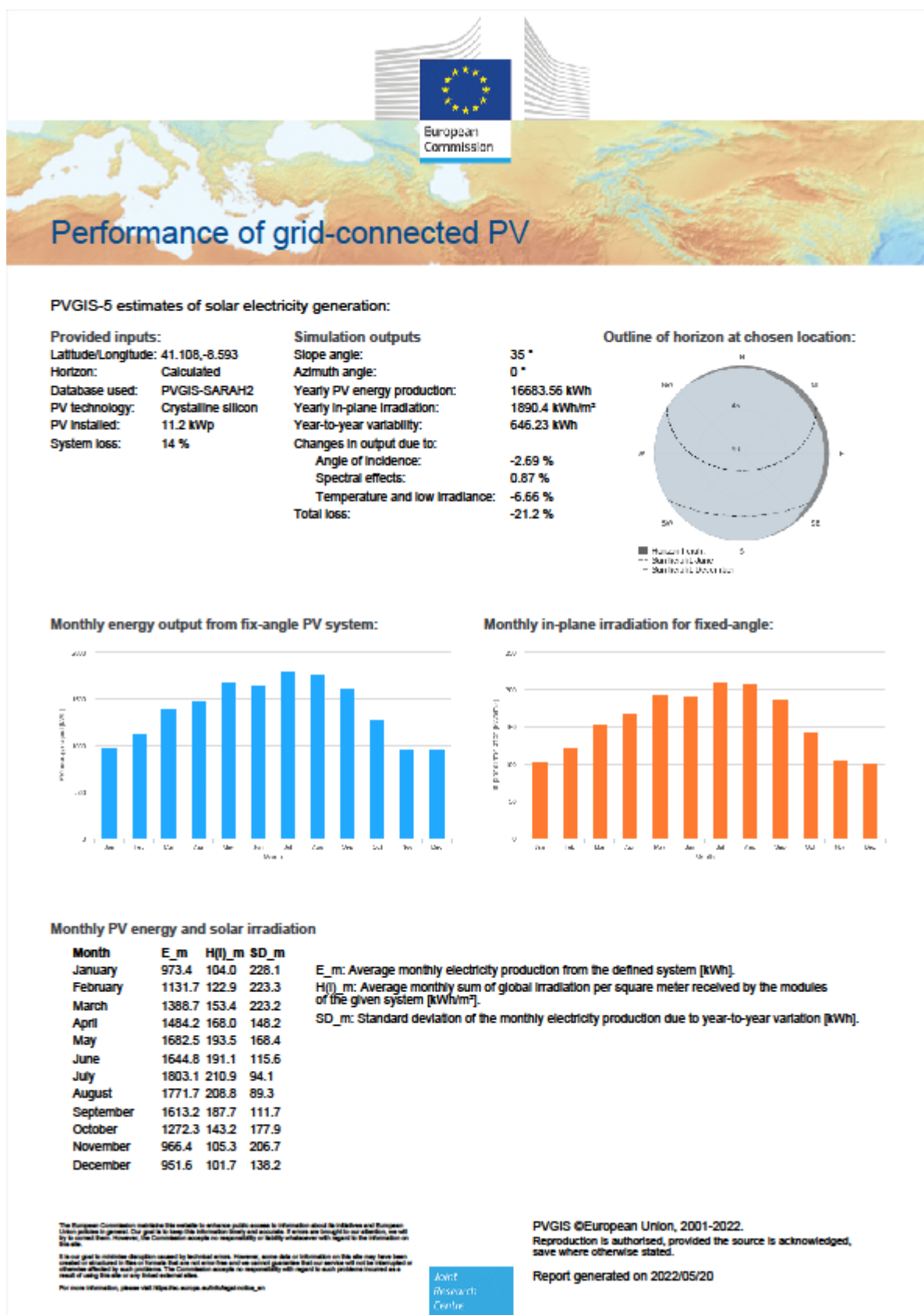


Figura 13 - Dados PVGIS Portugal (retirado de PVGIS 5, 2022).

APÊNDICE D – DADOS PVGIS – ALEMANHA

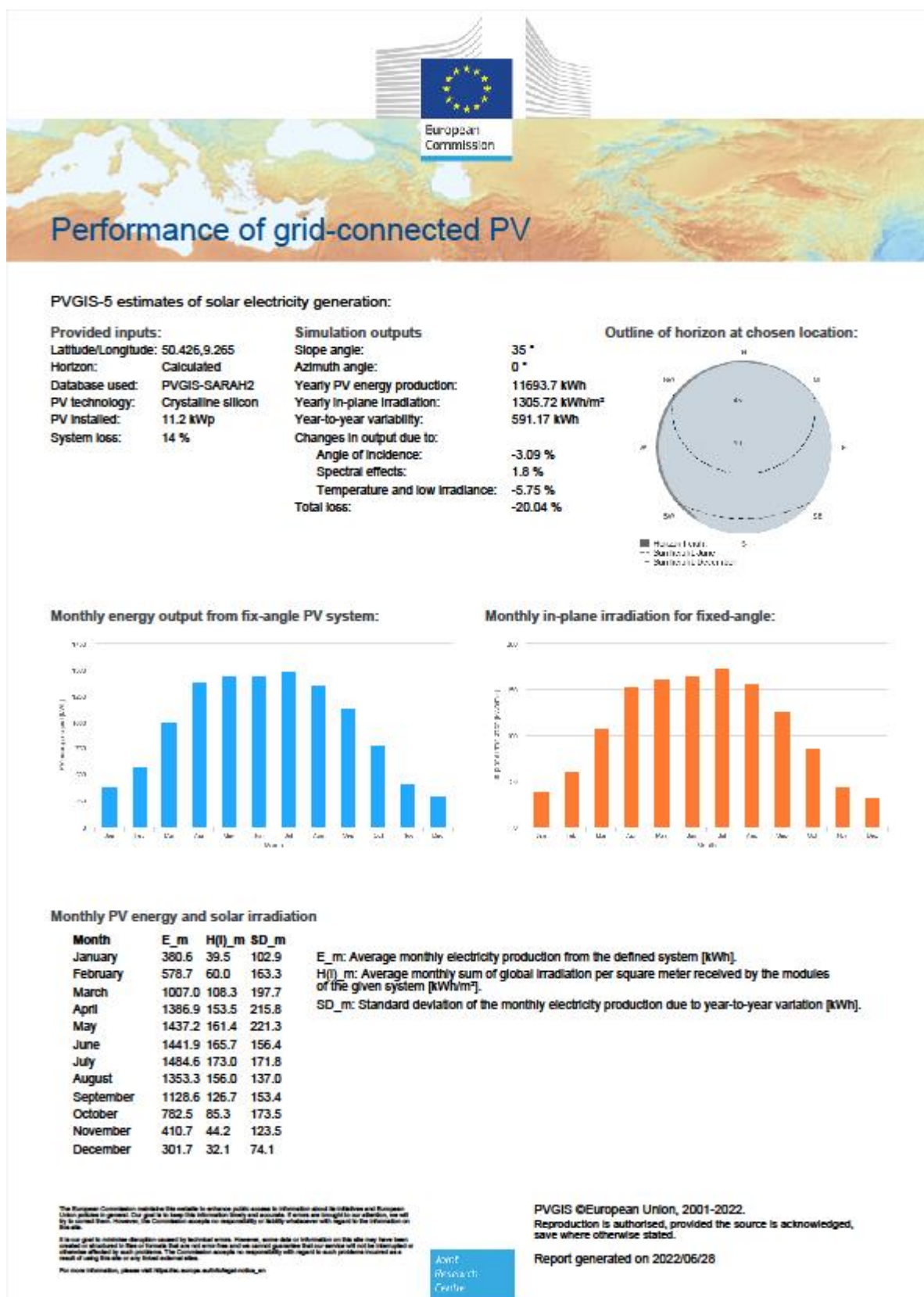


Figura 14 - Dados PVGIS Alemanha (retirado de PVGIS 5, 2022).

APÊNDICE E – DADOS PVGIS – ESPANHA

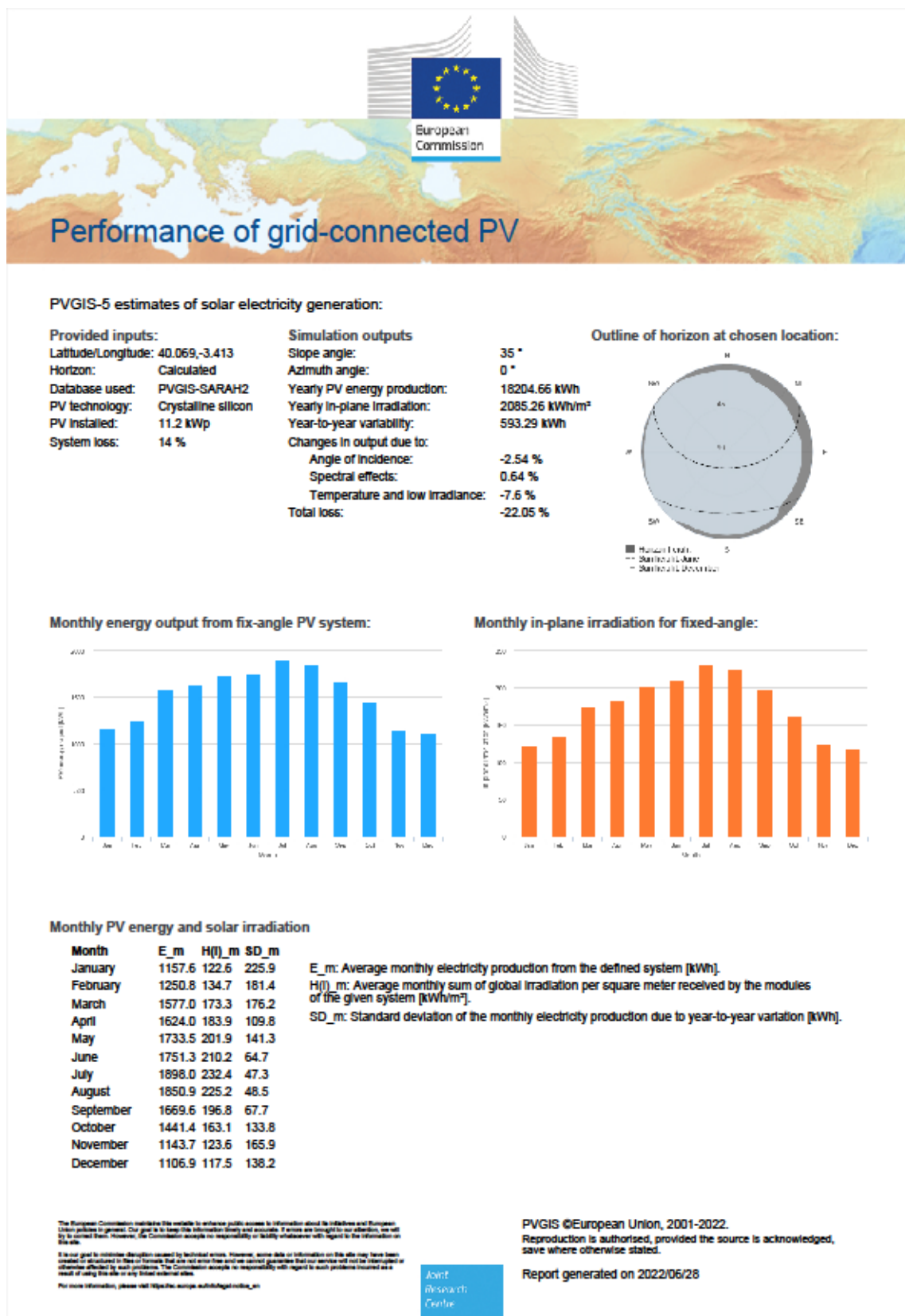


Figura 15 - Dados PVGIS Espanha (retirado de PVGIS 5, 2022).

APÊNDICE F – DADOS PVGIS – FRANÇA

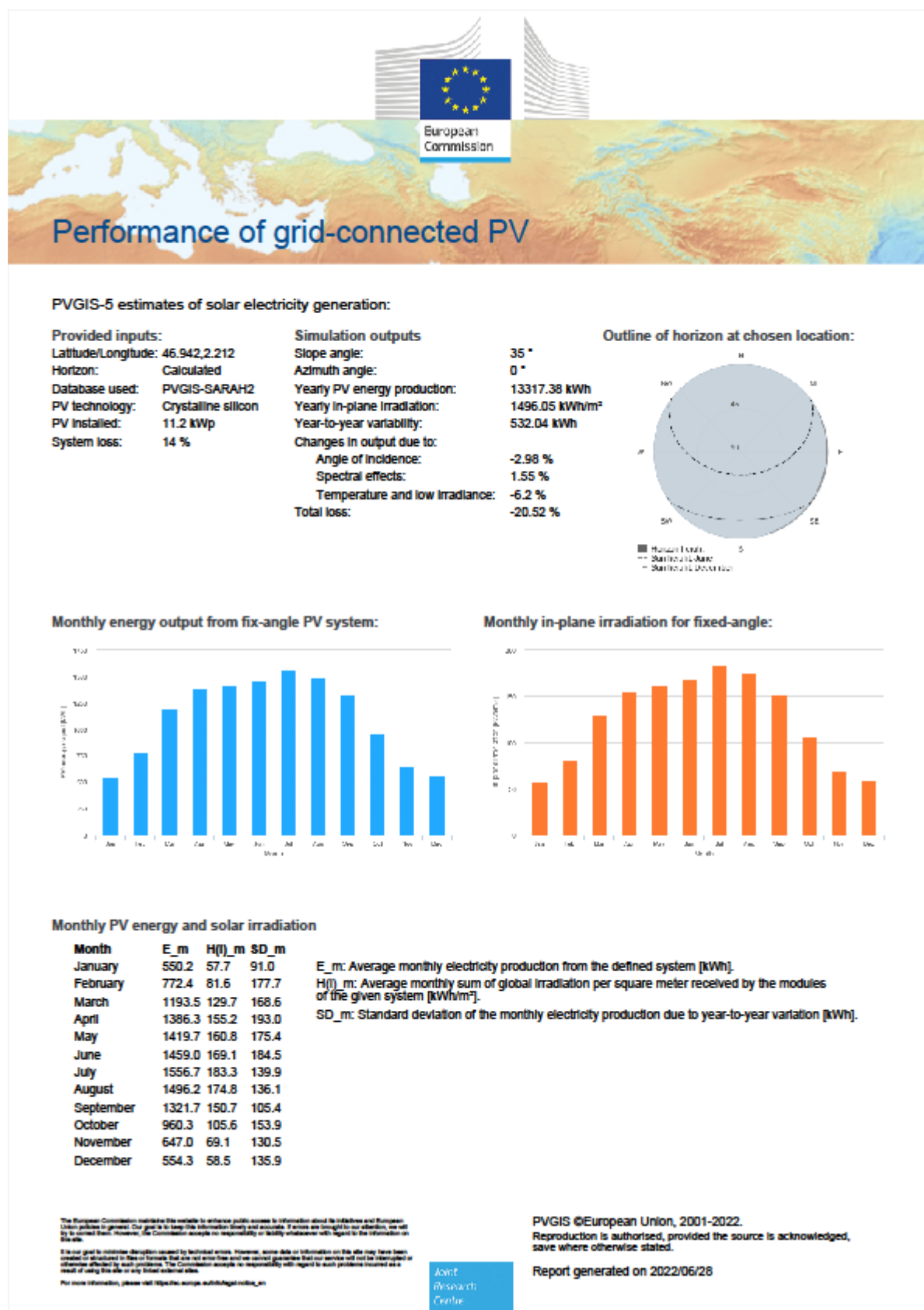


Figura 16 - Dados PVGIS França (retirado de PVGIS 5, 2022).

APÊNDICE G – DADOS PVGIS – GRÉCIA

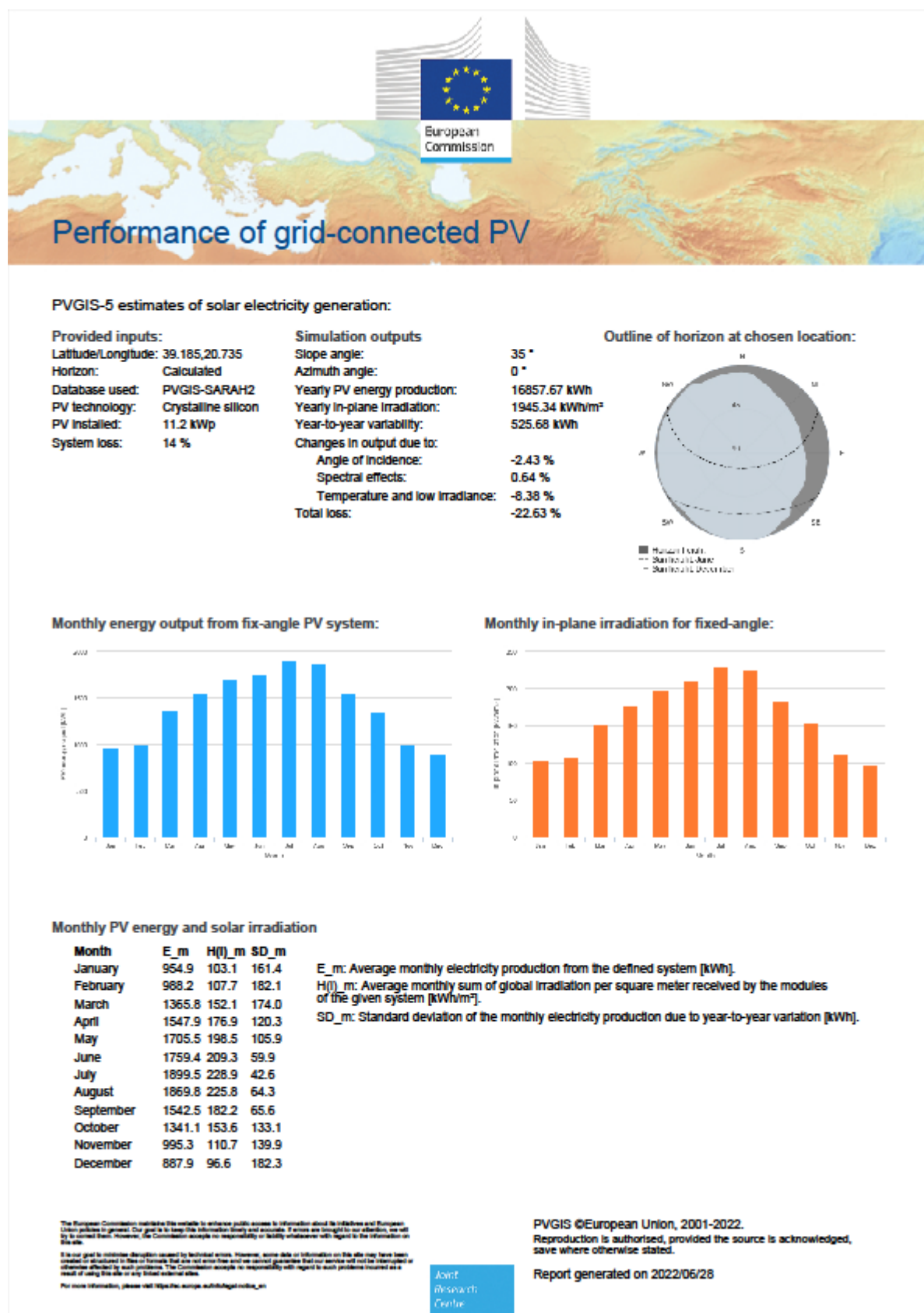


Figura 17 - Dados PVGIS Grécia (retirado de PVGIS 5, 2022).

APÊNDICE H – DADOS PVGIS – ITÁLIA

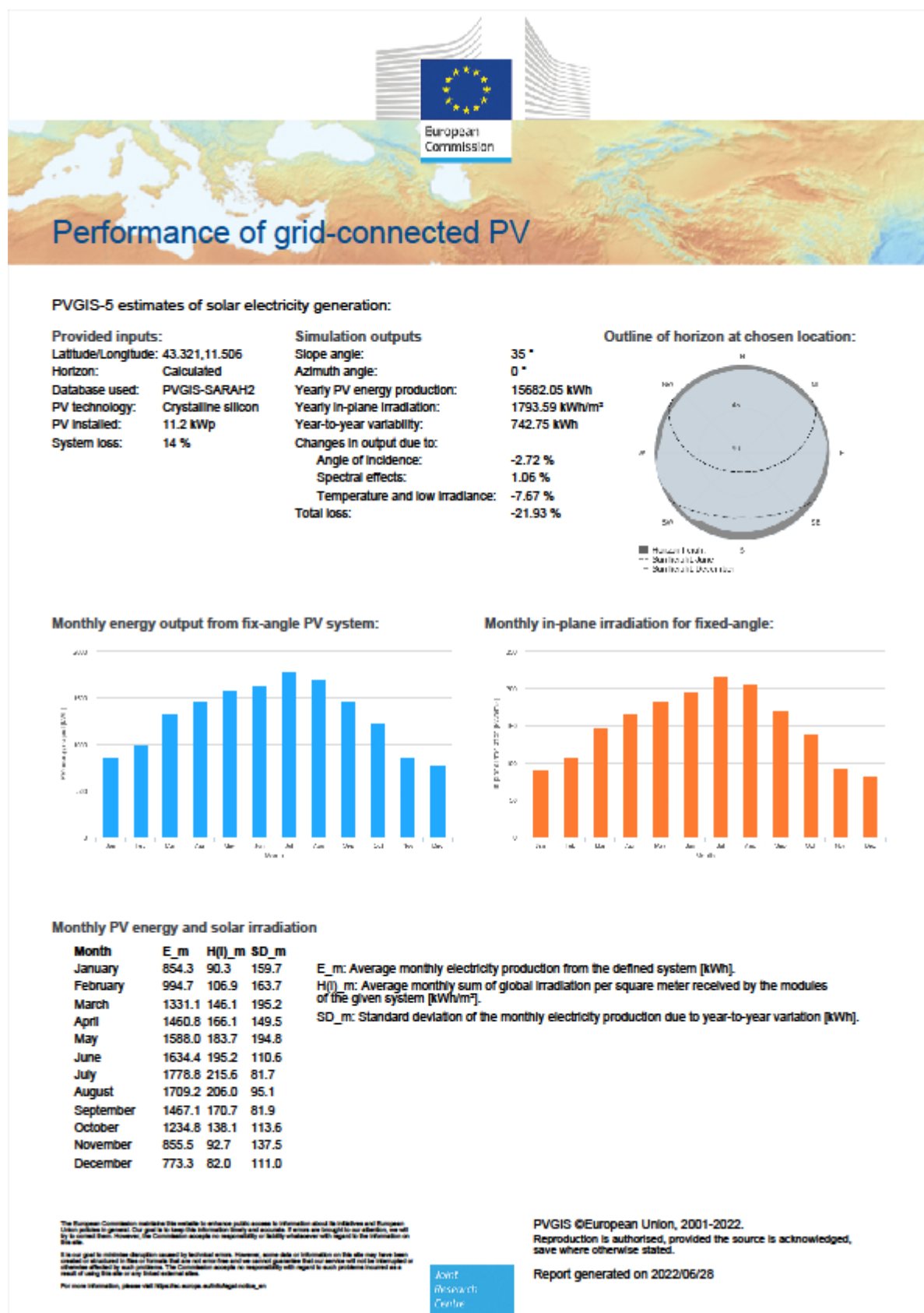


Figura 18 - Dados PVGIS Itália (retirado de PVGIS 5, 2022).