



***IMPLEMENTAÇÃO DE SOLUÇÕES DE
AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EM AMBIENTE
INDUSTRIAL***

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

André Filipe Fernandes Coutinho

Leiria, *setembro* de 2025



***IMPLEMENTAÇÃO DE SOLUÇÕES DE
AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EM AMBIENTE
INDUSTRIAL***

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

André Filipe Fernandes Coutinho

Projeto de Mestrado realizado sob a orientação do Professor Doutor Pedro José Franco Marques, Professor da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria.

Leiria, setembro de 2025

Originalidade e Direitos de Autor

O presente relatório de projeto é original, elaborado unicamente para este fim, tendo sido devidamente citados todos os autores cujos estudos e publicações contribuíram para a/o elaborar.

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição de que seja mencionado o Autor e feita referência ao ciclo de estudos no âmbito do qual o mesmo foi realizado, a saber, Curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica, no ano letivo 2024/2025, da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria, Portugal, e, bem assim, à data das provas públicas que visaram a avaliação destes trabalhos.

Agradecimentos

A realização deste projeto é o culminar de um percurso desafiante, que não teria sido possível sem o apoio de várias pessoas a quem quero deixar o meu agradecimento.

Ao meu orientador, Professor Pedro José Franco Marques, agradeço toda a orientação, disponibilidade e conhecimento que me foram transmitidos ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

À minha família, agradeço profundamente pelo apoio incondicional ao longo desta etapa.

A Todos, o meu muito obrigado.

Resumo

Este projeto tem como objetivo a implementação de soluções de autoconsumo num ambiente industrial, tendo como estudo de caso uma instalação na indústria transformadora de cartão. O trabalho insere-se num contexto eco sustentabilidade com a aposta crescente por fontes de energia renovável e da diminuição dos combustíveis fósseis e das emissões de gases com efeito de estufa.

Para atingir os objetivos propostos, recorreu-se à simulação e análise dos sistemas energéticos utilizando a ferramenta HOMER. O estudo começou com uma abordagem teórica que contextualiza o panorama global da produção energética e apresenta os desafios da transição para fontes renováveis. Seguiu-se a recolha e tratamento de dados climáticos e geográficos (irradiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento) – extraídos através da plataforma *Photovoltaic Geographical Information System* – de forma a caracterizar a localização e definir os parâmetros de dimensionamento dos sistemas.

O projeto abrangeu a definição de diferentes componentes do sistema: seleção de painéis fotovoltaicos, escolha de um inversor adequado à potência instalada e, quando pertinente, a inclusão de recursos eólicos e sistemas de armazenamento. Cada componente foi analisado tendo em vista a sua viabilidade técnica e económica, considerando, entre outros, os efeitos das variações dos parâmetros de entrada e a legislação aplicável. As simulações demonstraram que a solução ótima, identificada pelo software HOMER, consiste na implementação de um gerador fotovoltaico de 400 kWp acoplado a um inversor de 249 kW – evitando, assim, a necessidade de proteção homopolar, e alcançando uma fração renovável de aproximada 32%. Por fim, o estudo reflete sobre os desafios e oportunidades da integração de sistemas de autoconsumo em ambientes industriais, evidenciando o potencial económico e ambiental da solução proposta.

Palavras-chave: Autoconsumo Fotovoltaico, Energia Renovável, Análise Económica, HOMER, Indústria, Sustentabilidade.

Abstract

This project aims to implement self-consumption solutions in an industrial environment, using a cardboard manufacturing facility as a case study. The work is part of a context of eco-sustainability with a growing focus on renewable energy sources and the reduction of fossil fuels and greenhouse gas emissions.

To achieve the proposed objectives, energy systems were simulated and analysed using the HOMER tool. The study began with a theoretical approach that contextualizes the global energy production landscape and presents the challenges of the transition to renewable sources. This was followed by the collection and processing of climatic and geographical data (solar radiation, ambient temperature, and wind speed) – extracted through the PVGIS platform – in order to characterize the location and define the system design parameters.

The project covered the definition of different system components: selection of photovoltaic panels, choice of an inverter suitable for the installed power and, where relevant, the inclusion of wind resources and storage systems. Each component was analysed in terms of its technical and economic feasibility, considering, among other things, the effects of variations in input parameters and applicable legislation. The simulations showed that the optimal solution, identified by the HOMER software, consists of implementing a 400 kWp photovoltaic generator coupled to a 249 kW inverter, thus avoiding the need for homopolar protection and allowing an approximate renewable fraction of 32% to be achieved. Finally, the study reflects on the challenges and opportunities of integrating self-consumption systems in industrial environments, highlighting the economic and environmental potential of the proposed solution.

Keywords: Photovoltaic Self-Consumption, Renewable Energy, Economic Analysis, HOMER, Industry, Sustainability.

Índice

Originalidade e Direitos de Autor	v
Agradecimentos	vii
Resumo	ix
Abstract	xi
Lista de Figuras	xv
Lista de Siglas e Acrónimos	xix
1. Introdução	1
1.1. Enquadramento	1
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Organização do relatório	3
2. Estado da Arte	5
2.1. História da Eletricidade	5
2.2. Panorama energético no Mundo	6
2.3. Panorama Energético Nacional.....	12
2.4. Ambiente e Referendos Ambientais.....	15
2.5. Energia Solar	20
2.5.1. Evolução da tecnologia fotovoltaica.....	20
2.5.2. Módulos Fotovoltaicos	24
2.5.3. Irradiação Solar.....	27
2.6. Contextualização e Legislação sobre UPAC em Portugal	29
2.7. Modelos de desempenho PV	33
2.7.1. <i>Solar Advisor Model</i>	34
2.7.2. <i>Hybrid System Models</i>	35

2.7.3.	HOMER	36
2.7.4.	<i>Input data</i>	36
3.	Metodologia.....	41
3.1.	Recolha e Tratamento de Dados	41
3.1.1.	Caracterização da Localização	41
3.1.2.	Verificação dos Recursos Energéticos	42
3.1.3.	Definição e Dimensionamento dos Componentes do Sistema.....	42
3.1.4.	Análise de Sensibilidade	43
3.1.5.	Avaliação dos Resultados.....	43
4.	Caso de Estudo - UPAC	45
4.1.	Definição do Caso de Estudo	45
4.1.1.	Tarifa Energia Elétrica	46
4.1.2.	Caracterização da Localização	48
4.1.3.	Recurso Solar	49
4.1.4.	Recurso Eólico	50
4.1.5.	Definição do Sistema Gerador PV	50
4.1.6.	Definição Sistema Gerador Eólico	51
4.1.7.	Definição do Inversor PV.....	52
4.1.8.	Definição do sistema de armazenamento	53
4.1.9.	Outras definições.....	54
4.1.10.	Resumo dos constituintes e das condições.....	54
4.1.11.	Resultados da Simulação.....	55
4.1.12.	Análise e definição da solução ótima.....	58
4.1.13.	Simulação - Hipótese de utilização Banco de Baterias	63
5.	Conclusão	65
6.	Referências Bibliográficas	67
Anexos	73

Lista de Figuras

Figura 1 - Cronograma Historia da Eletricidade [5].....	6
Figura 2 - Energia consumida por Fonte, Mundo [7]	7
Figura 3 - Metas para alcançar o Acordo de Paris na UE [6]	7
Figura 4 - Comparação da evolução das várias fontes de energia na EU [6]	8
Figura 5 - Comparativo entre 2015 e 2021 na quantidade de CO ₂ libertado para produção de eletricidade [7]	9
Figura 6 - Quantidade de CO ₂ libertado por país [7].....	9
Figura 7 - Projeções Fontes de energia [6]	10
Figura 8 - Evolução das fontes de energia no Mundo (%) [6].....	11
Figura 9 - Evolução da energia solar instalada [7]	11
Figura 10 - Evolução da dependência energética de Portugal. Fonte: DGEG [8]	12
Figura 11 - Evolução do consumo total de energia primária [8]	13
Figura 12 - Evolução das emissões de GEE em Portugal [8]	13
Figura 13 - Evolução da Potência Instalada em Portugal [9]	14
Figura 14 - Distribuição da potência instalada por tecnologia em 2021 [9].....	15
Figura 15 - Anomalia da Temperatura média dos últimos 12 meses no Planeta com base no [1979-2000] [10].	16
Figura 16 - Anomalia da temperatura do ar global e europeia [10].....	17
Figura 17 - Emissões totais de CO ₂ /ano [11]	18
Figura 18 – Gráfico circular referente às emissões de GEE na UE/setor* 2019 [11].....	18
Figura 19 - Objetivos da UE para limitar o aquecimento do Planeta em 1,5°C [12]	19
Figura 20 – a.)Evolução do custo de produção, b.)Eficiência do painel fotovoltaico [14].....	21
Figura 21 - Cronograma da História da Energia Solar [16].....	22
Figura 22- Exemplo de secção transversal simplificada de uma célula solar de silício [18]	23
Figura 23 Exemplo de secção transversal simplificada de uma célula solar de silício PERC [18]	23
Figura 24 - Exemplo de montagem de a.) células tradicional e b.) <i>Half Cut Cell</i> [19]	24
Figura 25-Componentes e percentagem de um módulo fotovoltaico [20].....	24
Figura 26 - Curva de rendimento a diferentes temperaturas com a radiância a 1 kW/m ² [22]	26

Figura 27 - Ilustração dos vários tipos de irradiação [24].....	27
Figura 28 - Irradiação Global Portugal [26].....	29
Figura 29 - Total Consumo de energia elétrica entre 1994 e 2021 [28].....	30
Figura 30 - Procedimento para registo de UPP e UPAC [29].....	30
Figura 31 - Escalonamento da potência instalada consoante o procedimento [29].....	32
Figura 32 - Exemplo de implementação de sistema PV [31].....	33
Figura 33 - Exemplo de Sistema Híbrido [33].....	36
Figura 34 – Exemplo de sistema implementado no <i>HOMER</i>	37
Figura 35 - Estrutura de otimização do HOMER [35].....	39
Figura 36 - Localização das instalações da Cartonarte, Lda.....	41
Figura 37 - Diagrama de cargas Cartonarte, Lda. Software HOMER Energy®.....	45
Figura 38 - Caracterização da Potência consumida ao longo de março.....	46
Figura 39 - Preço da energia ativa adquirida à rede [39].....	47
Figura 40 - Períodos Horários regulados [39].....	47
Figura 41 - Implementação da análise de sensibilidades.....	48
Figura 42 - Obtenção da irradiação do local em estudo.....	49
Figura 43 - Inputs Temperatura e irradiação solar.....	49
Figura 44 - Inputs Velocidade Vento.....	50
Figura 45 - Caracterização dos módulos PV.....	51
Figura 46 - Caracterização do aerogerador.....	52
Figura 47 - Caracterização do conversor.....	53
Figura 48 - Definição do sistema de armazenamento.....	53
Figura 49 - Sistema considerado para o dimensionamento.....	54
Figura 50 - Resultados da primeira simulação.....	55
Figura 51 - Soluções por categoria.....	56
Figura 52 - Solução com potencial ótimo entre sistema PV e eólico.....	56
Figura 53 - Contributo mensal por tipo de fonte.....	57
Figura 54 - Diagrama térmico do rácio de saída do inverter em função da potência.....	57
Figura 55 - Diagrama térmico do rácio de saída do gerador PGE em função da potência.....	58
Figura 56 - Curva de duração carga primária.....	58

**IMPLEMENTAÇÃO DE SOLUÇÕES DE AUTOCONSUMO
FOTOVOLTAICO EM AMBIENTE INDUSTRIAL**

Figura 57 - Curva de duração carga adquirida à RESP	59
Figura 58 - <i>Plot</i> de dispersão carga V_s gerador PV	60
Figura 59 - Curva de duração de energia vendida	60
Figura 60 - <i>Plot</i> de dispersão carga V_s energia vendida.....	61
Figura 61 - Total da carga de acordo com a origem da energia.....	62
Figura 62 - Relação da carga com a energia produza e excedente	63
Figura 63 - Custos energéticos	63
Figura 64 - Utilização do banco de baterias	64
Figura 65 - Solução com o sistema de armazenamento.....	64

Lista de Siglas e Acrónimos

AC	Corrente Alternada
APREN	Associação de Energia Renováveis
BOS	<i>Balance of System</i>
CER	Comunidades de Energia Renovável
CH ₄	Metano
CO ₂	Dióxido de Carbono
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DC	Corrente Contínua
EEA	Agência Europeia do Ambiente
ENSE	Entidade Nacional para o Setor Energético
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GEE	Gases com Efeito de Estufa
HOMER	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources
IEA-PVPS	<i>International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems</i>
JRC	<i>Joint Research Centre</i> da Comissão Europeia
kpet	Toneladas equivalentes de petróleo
kW	QuiloWatt
kWp	QuiloWatt-pico
LCOE	Custo Nivelado de Energia
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
MW	Megawatt
NPC	<i>Net Present Cost</i>
N ₂ O	Óxido Nitroso
PID	Degradação induzida por potencial
PERC	<i>Passivated Emitter Rear Cell</i>
PNEC	Plano Nacional Energia Clima
p.p.	Ponto percentual
‘PV’	Painéis Fotovoltaicos
‘PVGIS’	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>

RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
‘SAM’	<i>Solar Advisor Model</i>
‘STC’	Condições de teste padrão
TRNSYS	<i>Transient Systems Simulation</i>
UE	União Europeia
UPAC	Unidades de produção para autoconsumo
UV	Radiação ultravioleta

1. Introdução

O presente trabalho incide sobre a implementação de soluções de autoconsumo fotovoltaico em ambiente industrial, iniciando-se com o enquadramento da produção de energia a nível mundial, com particular enfoque nas unidades de autoconsumo como alternativa sustentável à dependência de fontes não renováveis. Para tal, é analisado um caso de estudo aplicado a uma indústria transformadora, visando a viabilidade técnico-económica da adoção de um sistema fotovoltaico que contribua para o aumento da eficiência energética e para a redução do impacto ambiental da unidade fabril.

Neste capítulo são igualmente definidos os objetivos do trabalho, descrita a metodologia adotada para a concretização do estudo e apresentada a estrutura global do trabalho.

1.1. Enquadramento

Com o término da segunda guerra mundial, denotou-se um aumento demográfico global e com a necessidade de satisfazer toda a procura, tanto a nível alimentar como a nível da qualidade de vida, verificando-se um aumento da exploração dos Recursos Naturais. Estes recursos dividem-se em renováveis ou não renováveis, consoante a capacidade de o planeta recuperar num curto espaço de tempo. A evolução do mercado da energia elétrica levou ao aumento do consumo de recursos não renováveis em especial os produtos petrolíferos. As explorações dos mesmos emitem Gases com Efeito de Estufa (GEE) que se caracterizam por ser um tipo de gás já existente na atmosfera da Terra e que permite que o calor proveniente da irradiação da Terra não escape para o espaço, permitindo pequenas amplitudes térmicas. Estes gases são libertados e absorvidos pelo Planeta de forma natural, no entanto com as várias ações do Homem, tais como a queima de combustíveis fósseis, a concentração destes gases tem aumentado, resultando num aumento do efeito de estufa que desequilibra o ecossistema, e provoca um aquecimento global. O aquecimento global caracteriza-se pelo aumento da temperatura do planeta, que pode provocar catástrofes naturais com maior frequência, degelo nos glaciares, perda de ecossistemas, entre outros.

Segundo a Agência Europeia do Ambiente (EEA), as principais fontes de GEE com ação humana são [1]:

- Dióxido de carbono (CO₂), resultante da queima de carvão, petróleo, gás natural com a finalidade de produção de calor e energia;
- Metano (CH₄), conseguinte da gestão de resíduos pecuários e da resultante das explorações de petróleo e gás natural;
- Óxido nitroso (N₂O), resultante da utilização de fertilizantes na agricultura;
- Gases Fluorados, originários dos processos de produção e da industrialização.

Com o aumento dos GEE e com o espoletar de cada vez mais perdas socioeconómicas, as organizações e os líderes mundiais decidiram estipular objetivos de forma a diminuir os gases com efeito de estufa. Estes objetivos levam a que sejam efetuados investimentos para investigação, desenvolvimento e implementação de novas tecnologias em especial na área da produção de energia renovável. Um dos grandes focos é a investigação da energia fotovoltaica e esta tem tido cada vez mais potência instalada no mundo.

Em Portugal, devido à ótima localização geográfica, permite ter um potencial de horas de radiação solar anuais, levando o Estado a desenvolver e apoiar a instalação de centrais fotovoltaicas para autoconsumo, o que tem provocado um aumento exponencial na potência instalada. A indústria tem sido um exemplo desta adesão, considerado como um “investimento verde” que permite um corte nas despesas fixas. Para tal, as empresas podem instalar nos seus telhados os painéis fotovoltaicos, o que permite aproveitar o espaço e reduzir a sua dependência à eletricidade externa. Como muitas indústrias operam em horário diurno, estas soluções permitem que o montante investido retorne em poucos anos quando o sistema de autoconsumo é dimensionado corretamente [2].

Desta forma, foram desenvolvidos algoritmos com capacidade de dimensionamento de unidades de autoconsumo, que perante o diagrama de cargas e as opções das fontes de energia presente para a situação em análise, é possível apresentar resultados otimizados das várias opções tendo a rentabilidade.

1.2. Objetivos

O presente trabalho tem o objetivo principal de desenvolvimento da melhor solução técnico-económica para a implementação de um sistema de autoconsumo numa indústria

transformadora de cartão com o intuito de verificar a viabilidade económica e uma implementação futura do sistema em causa.

Devido a ser um projeto com alguma envergadura, os objetivos foram divididos da seguinte forma:

- Caracterização da instalação, com recurso ao diagrama de cargas representativo de um ano civil, ou seja, 12 meses;
- Implementação das variáveis no software HOMER, com o intuito de chegar à melhor solução;
- Estudo das características a implementar com a solução ótima.

1.3. Organização do relatório

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos: Introdução, Estado da Arte, Metodologia, Caso de Estudo e Conclusões.

No capítulo da Introdução é exposto a contextualização do projeto em desenvolvimento, definindo-se os objetivos principais e o escalonamento.

No segundo capítulo, Estado da Arte, são abordados sucintamente todos os tópicos relacionados com o caso de estudo. Primeiramente é apresentada a história da eletricidade onde são apresentados os passos mais importantes nesta evolução. Seguidamente, e como consequência do aumento exponencial do consumo de eletricidade e do uso de energias não renováveis, é definido o Acordo de Paris. Posteriormente é apresentada a história e evolução da energia solar com todas as envolvências relacionadas com a sua exploração. Para conclusão deste capítulo são apresentados diversos softwares que poderiam ser utilizados ao longo do projeto.

No capítulo seguinte, Metodologia, é apresentada a metodologia onde são sucintamente explicados os passos seguidos durante o desenvolvimento.

No quarto capítulo, Caso de Estudo, é detalhada a aplicação da metodologia descrita no capítulo anterior para o correto dimensionamento da unidade de autoprodução. Posteriormente é apresentada a análise aos resultados obtidos.

No último capítulo, são apresentadas as conclusões do estudo realizado. Deste modo, numa primeira fase são apresentados os resultados obtidos ao longo deste estudo. E numa

segunda fase são apresentados algumas ideias e objetivos com vista a uma melhor performance do sistema.

2. Estado da Arte

2.1. História da Eletricidade

A história do Homem na Terra é caracterizada por descobertas e invenções, onde de forma sequencial e evolutiva se chegaram a grandes desenvolvimentos. Uma das invenções mais importantes desenvolvida no último século e que permitiu ao Homem um melhoramento da qualidade de vida, foi a utilização da energia elétrica [3].

Na Antiga Grécia, o filósofo Tales de Mileto, verificou que certos objetos quando friccionados adquiriam temporariamente capacidades magnéticas que conseguiam movimentar outros objetos por atração. Muitos anos passaram e poucos desenvolvimentos ocorreram até que em 1752, Benjamin Franklin, realizou uma experiência que provou que os relâmpagos eram uma corrente elétrica. Após um período de poucos desenvolvimentos, a experiência de Franklin espoletou uma nova era e em 1800 o físico italiano Alessandro Volta inventou a primeira pilha elétrica. Mais tarde, em 1879, Thomas Edison patenteou a primeira lâmpada incandescente comercialmente viável feita com algodão carbonizado dentro de uma cápsula a vácuo e representou o início da “Era da Eletricidade”. Já em 1882, T.Edison pôs em funcionamento o primeiro sistema de distribuição de eletricidade de corrente contínua. Anos mais tarde, em 1895, Nicola Tesla construiu a sua central hidroelétrica nas cataratas de Niágara onde apostou na transmissão de energia por corrente alternada um conceito diferente do desenvolvido por Edison e que permitia distribuir a energia por longas distâncias [4] [5].

Após o desenvolvimento da transformação de energia primária em secundária foram desenvolvidos projetos com este intuito, desde centrais nucleares, termoelétricas, aerogeradores, fotovoltaicas entre outras (Figura 1).

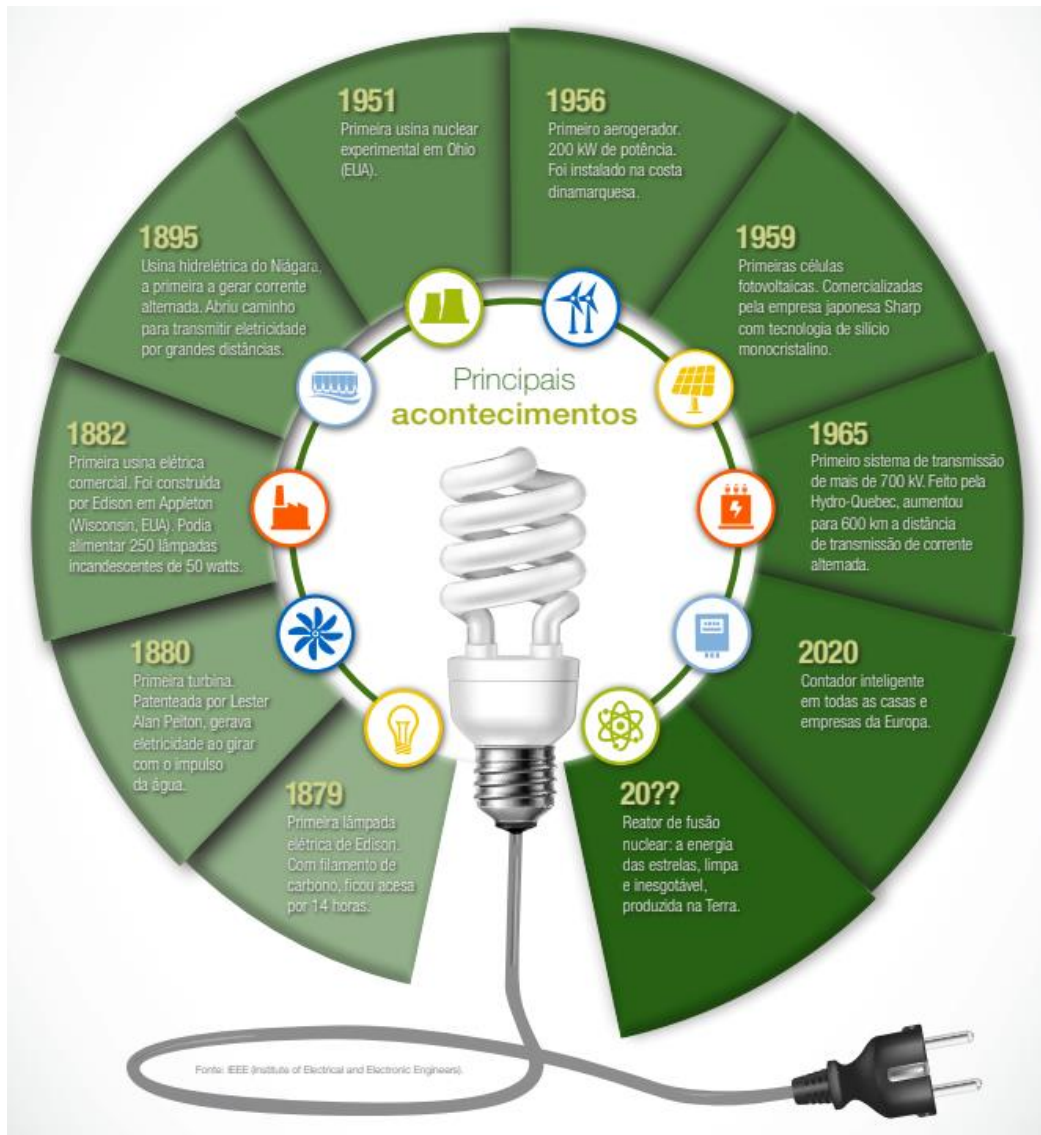


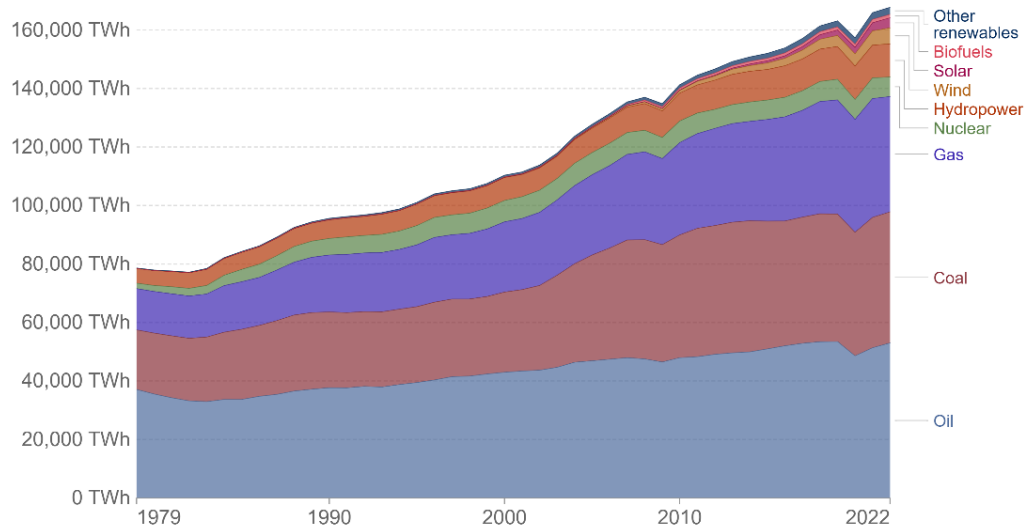
Figura 1 - Cronograma Historia da Eletricidade [5]

2.2. Panorama energético no Mundo

O mundo tem aumentado o consumo de energia essencialmente de combustíveis fósseis. Estes têm vindo a ser substituídos por fontes de energia renováveis como a eólica e a solar. Pode observar, na Figura 2, a evolução da energia consumida por fonte no Mundo. Nos dias de hoje mais de 60% da energia consumida provém de petróleo, carvão e gás.

Energy consumption by source, World

Primary energy consumption is measured in terawatt-hours (TWh). Here an inefficiency factor (the 'substitution' method) has been applied for fossil fuels, meaning the shares by each energy source give a better approximation of final energy consumption.



Source: Energy Institute Statistical Review of World Energy (2023)
Note: 'Other renewables' includes geothermal, biomass and waste energy.

OurWorldInData.org/energy • CC BY

Figura 2 - Energia consumida por Fonte, Mundo [7]

A nível europeu tem-se verificado uma tendência decrescente na utilização de combustíveis fósseis que, em boa parte, se deve às metas acordadas no Acordo de Paris (Figura 3). Mas também pelo facto da união europeia ter reduzido a importação de produtos petrolíferos vindos da Rússia na sequência do pacote de sanções em resposta à agressão militar contra a Ucrânia (Figura 4).

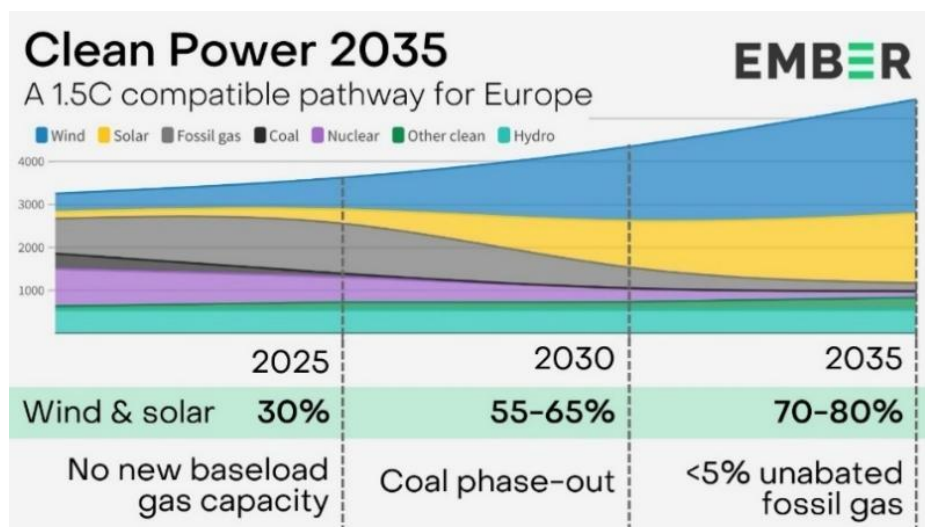


Figura 3 - Metas para alcançar o Acordo de Paris na UE [6]

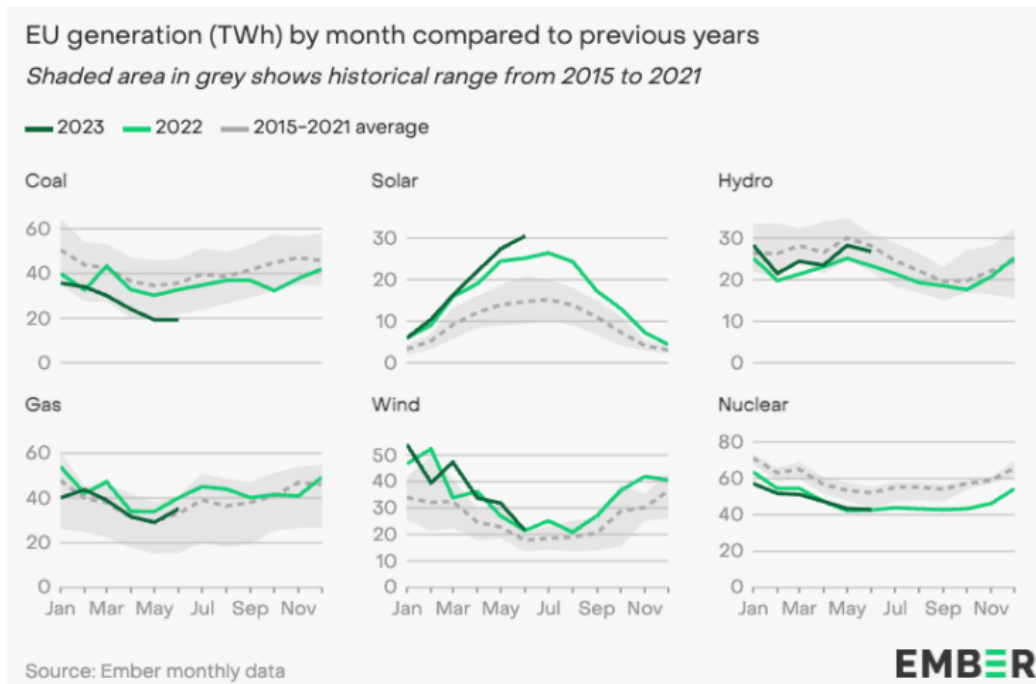


Figura 4 - Comparação da evolução das várias fontes de energia na EU [6]

Já no que diz respeito à quantificação de emissões de CO₂ por país, a Austrália, membro do G20, em 2015 era o terceiro país com maiores emissões de CO₂ por Watt-hora de energia produzida, em grande parte pelo uso maioritário das tradicionais centrais a carvão e gás para a produção de eletricidade. Porém, um forte investimento em “energias verdes”, com origem nos parques eólicos e fotovoltaicos, levou a que em 2021 Portugal conseguiu reduzir a quantidade de emissões de GEE, ficando mesmo abaixo de países como a China e Arábia Saudita (Figura 5). De salientar ainda, relativamente à quantidade de CO₂ e com especial atenção à Figura 6, só o continente asiático perfaz mais de 50% do total das emissões mundiais. As emissões de gases CO₂ têm de ser analisadas como um todo, e embora muitos países se encontrem a desenvolver grandes investimentos para inverter o crescimento das emissões de GEE, ainda existem muitos países que não estão a cumprir as suas obrigações para que o objetivo de limitar o aumento da temperatura do Planeta a 1,5 °C acima da temperatura média pré-industrial [7].

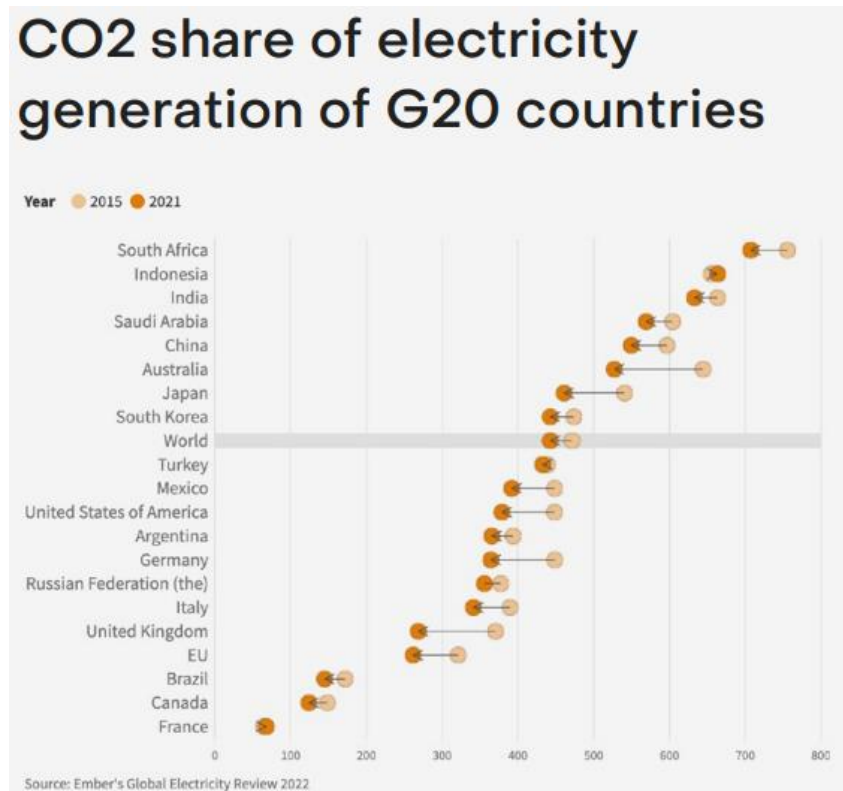


Figura 5 - Comparativo entre 2015 e 2021 na quantidade de CO₂ libertado para produção de eletricidade [7]

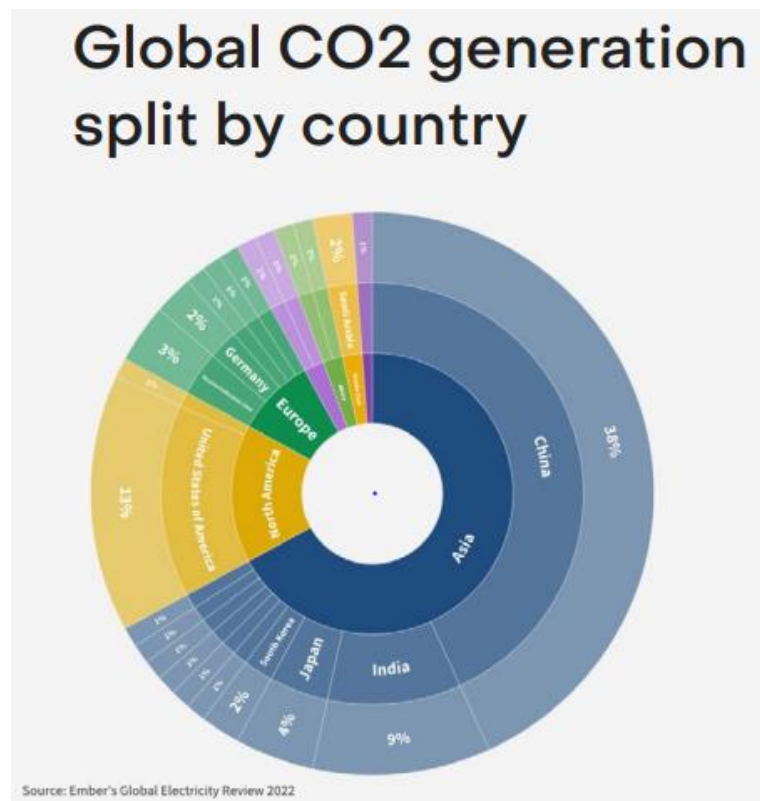


Figura 6 - Quantidade de CO₂ libertado por país [7]

Segundo a revista *Global Electricity Review 2023* da EMBER, o ano de 2022 será marcado pela transição das energias limpas a nível mundial devido, em grande parte, ao início da guerra na Ucrânia, que provocou um aumento da cotação dos produtos petrolíferos impulsionando as economias a combaterem essa inflação com apostas para a produção provenientes de energias renováveis e que fossem viavelmente económicas. Prova disto é que o consumo de combustíveis fósseis, em 2023 atingiu o mínimo de 8 anos contrapondo-se com a produção de energia solar e eólica (Figura 7) [6].

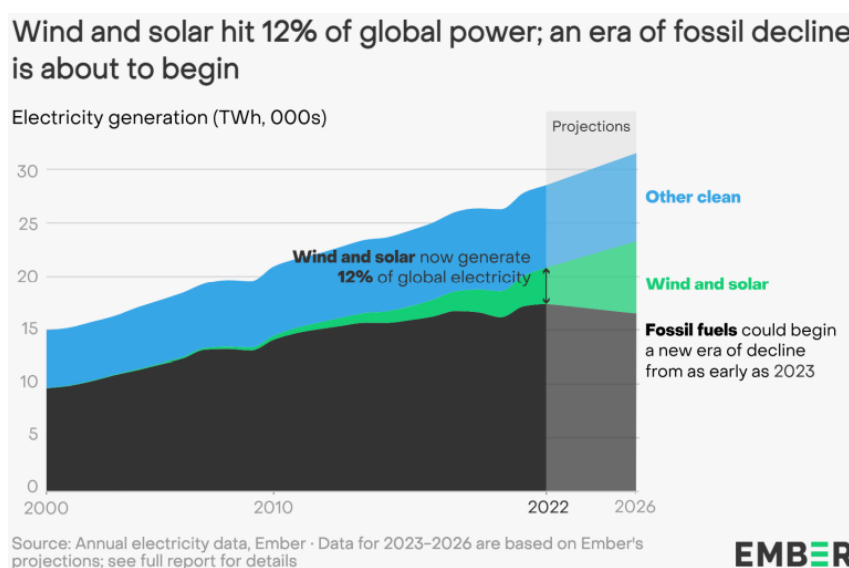


Figura 7 - Projeções Fontes de energia [6]

As energias renováveis não sendo totalmente isenta de libertação de CO₂, são energia que emitem uma ínfima quantidade em comparação com as historicamente utilizados. A energia solar e eólica tem sido cada vez mais procurada e explorada como uma fonte de energia alternativa aos combustíveis fósseis. Estas duas energias são atualmente a quarta maior fonte de eletricidade no mundo, alavancando a geração de “energia verde” para 38% da eletricidade mundial consumida (Figura 8) [6].

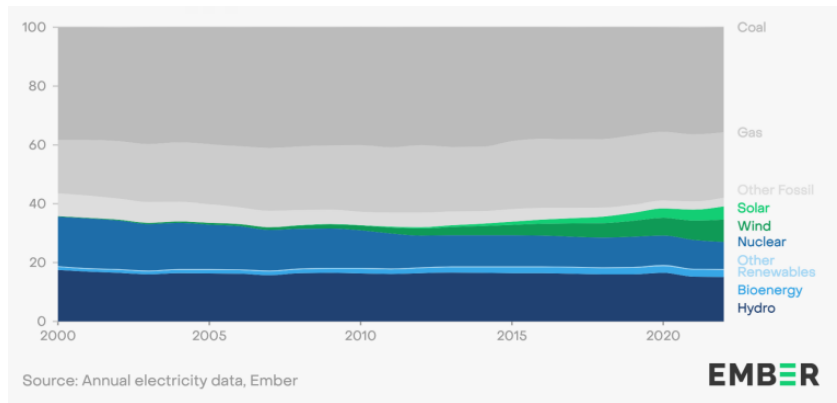


Figura 8 - Evolução das fontes de energia no Mundo (%) [6]

Com especial foco na energia solar, esta tem sido cada vez mais procurada e explorada como uma fonte de energia alternativa aos combustíveis fósseis, provocando um aumento de 23% em 2021. Assim, este tem sido o tipo de energia com o crescimento mais rápido pelo 17º ano consecutivo, onde atualmente se situa acima dos 1000 GW de potência instalada no mundo devido, em boa parte, às instalações dos últimos 5 anos, onde se registou um aumento exponencial. A produção de energia solar até 2030 precisa de corresponder a 19% da energia consumida mundialmente, o que dá uma média de 24% ao ano para que a meta de neutralidade carbónica seja atingida no seguimento do acordo de Paris.

A China é o país que tem mais potência solar fotovoltaica instalada, contudo a Austrália tendo uma potência instalada inferior, consegue que 12% da sua energia consumida derive da energia solar (Figura 9) [7].

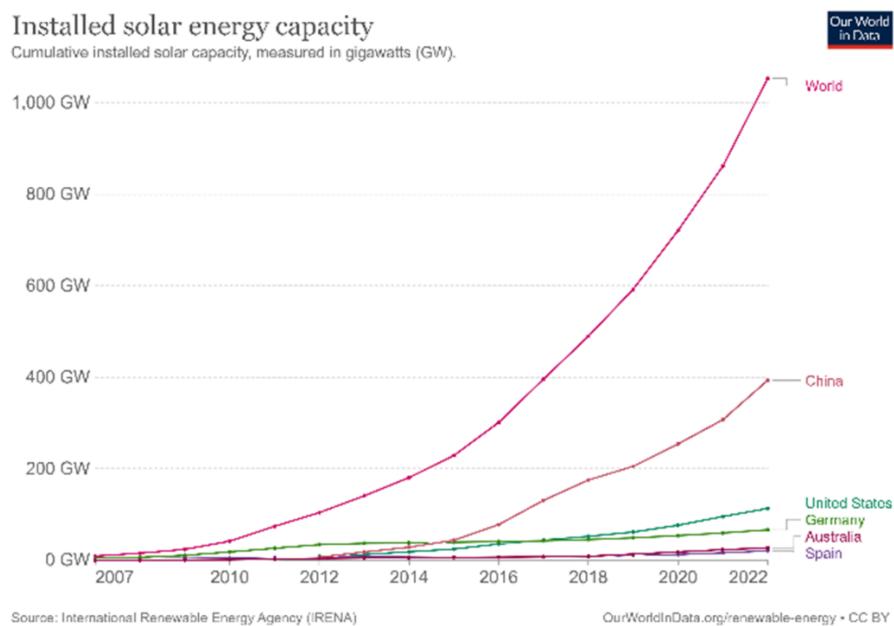


Figura 9 - Evolução da energia solar instalada [7]

2.3. Panorama Energético Nacional

A nível energético, Portugal é caracterizado pela inexistência de recursos fósseis e com um défice na potência instalada de energias renováveis, que se traduz numa dependência energética externa. Esta dependência provoca diversos problemas tanto a nível económico como de sustentabilidade, porém o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) estipulou a meta de 65% de importação de energia em 2030, valor que em 2021 se situava nos 67,1%, 1,3 p.p cima de 2020, mas mesmo assim abaixo dos 70% valor que apenas foi alcançado em 2020 (Figura 10) [8].



Figura 10 - Evolução da dependência energética de Portugal. Fonte: DGEG [8]

Com a observação da Figura 10 é perceptível uma quebra acentuada da dependência registada entre 2019 e 2020 e que teve como base o fim da importação de carvão e por conseguinte o término da laboração das centrais termoelétricas em território nacional.

Deste modo, a produção de energia em Portugal teve sempre na sua base a utilização de combustíveis fósseis, contudo, na Figura 11 é possível observar que a produção de energia através de petróleo e seus derivados teve uma redução de 50% ao longo dos últimos 20 anos, em sentido inverso rumou a produção através de gás natural e de renováveis que aumentou mais de 80% [8].

IMPLEMENTAÇÃO DE SOLUÇÕES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EM AMBIENTE INDUSTRIAL

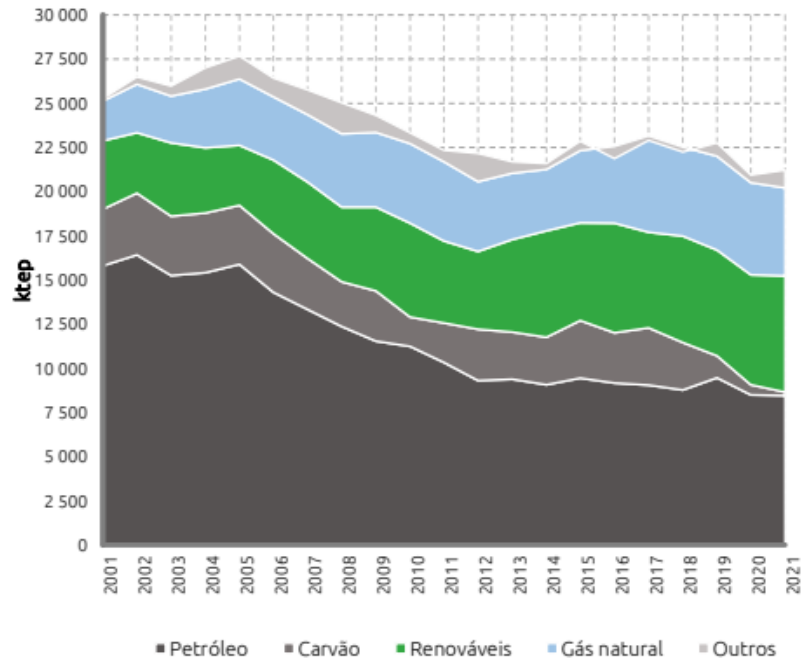


Figura 11 - Evolução do consumo total de energia primária [8]

Associado ao término das centrais termoelétricas a carvão e com a implementação de novas práticas sustentáveis, notou-se um decréscimo de 42,2% nas emissões de GEE entre os anos de 2005 e 2021 e de um modo positivo também permite a redução de uma grande parte de gases tóxicos para a atmosfera (Figura 12) [8].

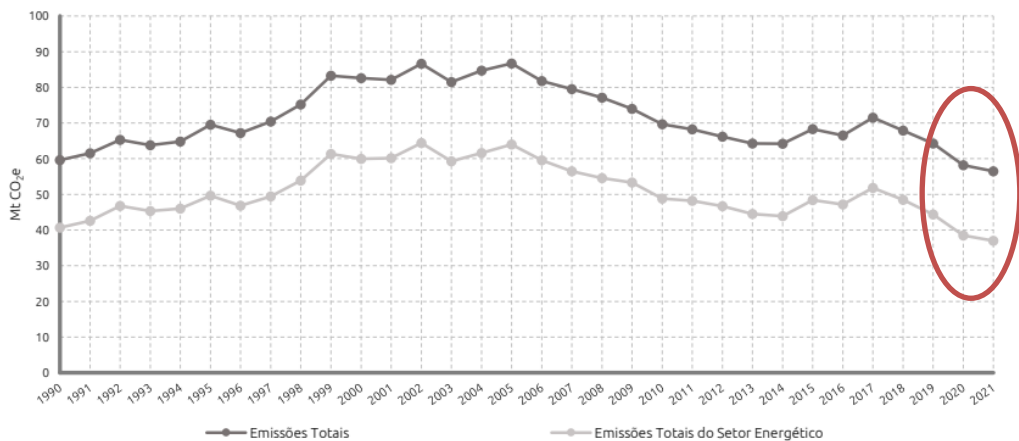


Figura 12 - Evolução das emissões de GEE em Portugal [8]

Desde 2005, notou-se um acréscimo evolutivo na potência renovável instalada e, atualmente, conta com 52% do total instalado, onde se salienta que a única energia que teve um crescimento substancial nos últimos 3 anos pertenceu à energia solar que evoluiu de uma potência instalada na ordem dos 1000 MW, em 2020, para sensivelmente 2500 MW, em

2022 (Figura 13). Outro dado a realçar é que, nos primeiros 6 meses do ano 2023, 70% da energia produzida em Portugal Continental teve origem em fontes renováveis segundo Associação de Energias Renováveis (APREN) [9].

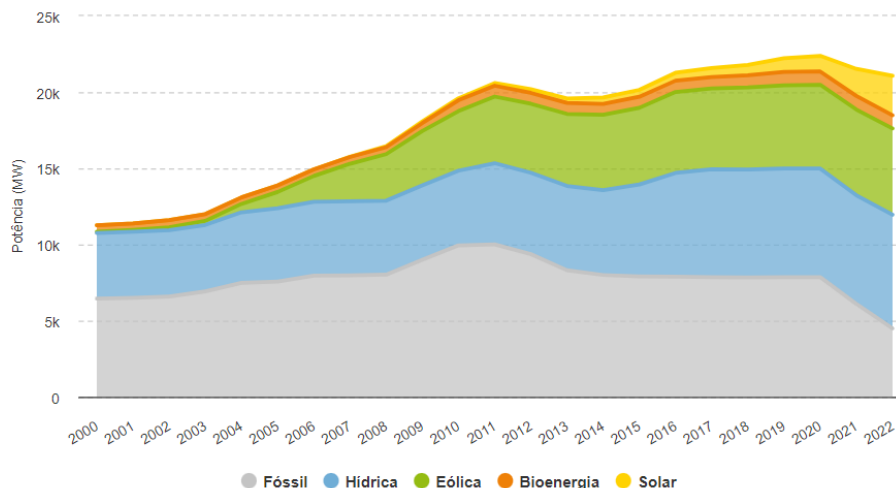


Figura 13 - Evolução da Potência Instalada em Portugal [9]

Dado que Portugal se apresenta com uma disposição geográfica em latitude, consegue dispor dos diferentes recursos (solar, eólico e hídrico), já que é composto por climas distintos, entre o Norte e o Sul do país, como é possível observar através da Figura 14. Assim, na região norte a energia mais explorada é a hídrica, uma vez que a precipitação anual é muito superior à presente na região do Algarve, onde localmente é a energia solar a mais explorada.

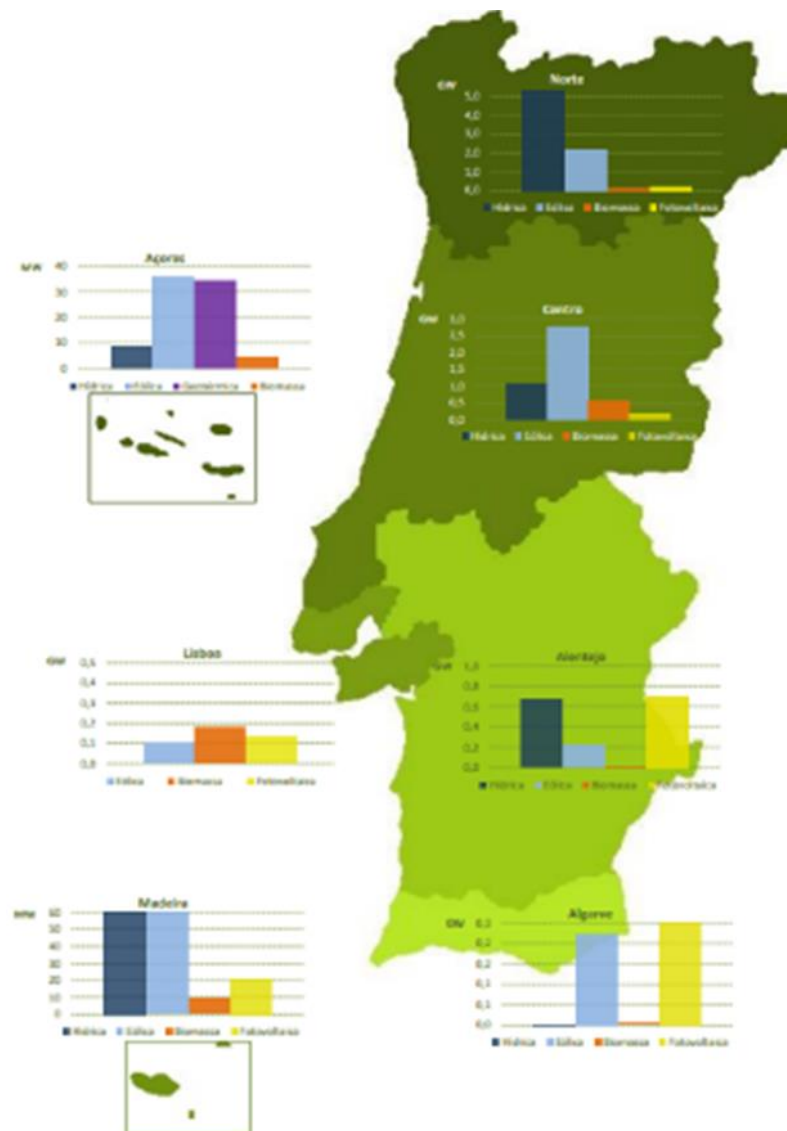


Figura 14 - Distribuição da potência instalada por tecnologia em 2021 [9]

2.4. Ambiente e Referendos Ambientais

Com a carga de emissões de gases com efeito de estufa, o Planeta tem registado um aquecimento global que põe em risco a humanidade tal como a conhecemos. Na plataforma *ClimateReanalyzer.org* da *University of Maine* é possível observar a anomalia das temperaturas do ar a 2 metros da superfície com referência ao intervalo 1979-2000 e onde se encontram zonas com anomalias positivas na ordem dos 8°C que levam a desfechos catastróficos nos ecossistemas. Na Figura 15 é possível afirmar que a maioria do globo apresenta anomalias positivas com especial foco na zona dos polos que tem tido como consequência o degelo dos glaciares.

CFSV2 Avg 2m T Anomaly (°C) | CFSR 1979-2000 base
Sun, Aug 27, 2023

ClimateReanalyzer.org
Climate Change Institute | University of Maine

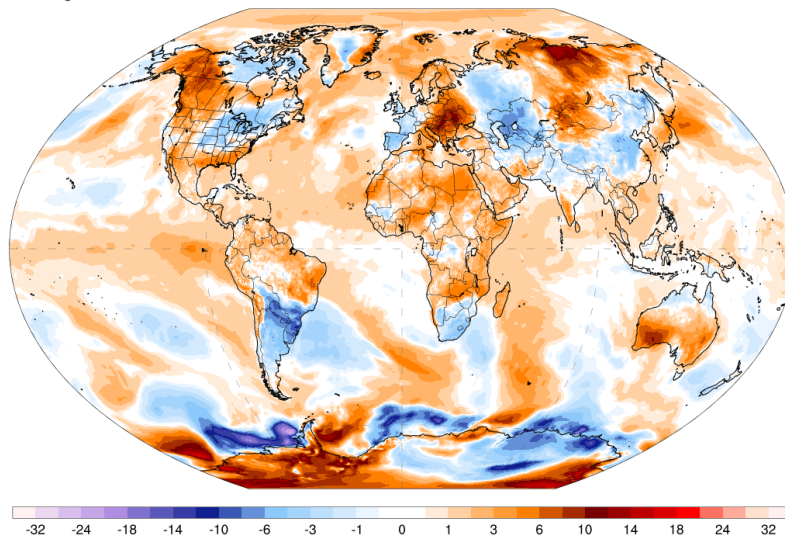


Figura 15 - Anomalia da Temperatura média dos últimos 12 meses no Planeta com base no [1979-2000] [10].

Segundo os cálculos da *Copernicus Climate Change Service/ECMWF*, que usam como base a temperatura média dos doze meses, global e europeia no intervalo de 1991-2020, é possível aferir que a média europeia deste último período de doze meses é de 1,0°C acima da média referida, e o máximo atingido foi no ano civil de 2020 com 1,2°C. Já globalmente o último período de 12 meses foi de 0,33°C mais quente que a média da base do intervalo e foi no ano civil de 2016 que foi atingindo o máximo até aos dias de hoje com 0,44°C acima da média de 1991-2020, Figura 16 [10].

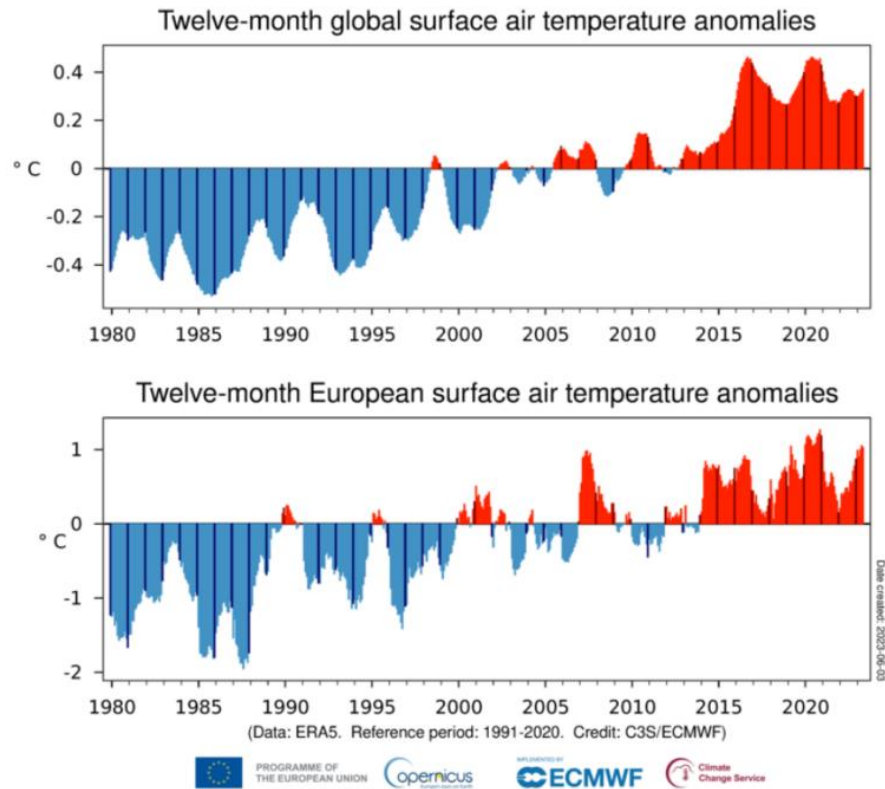


Figura 16 - Anomalia da temperatura do ar global e europeia [10]

Como referido anteriormente, a utilização da eletricidade começou a ter um uso que se resumia à iluminação, porém com o desenvolvimento tecnológico, a eletrificação das máquinas, quer para o quotidiano, quer para a indústria, levou à crescente procura por eletricidade a partir da década de 50 do século passado. Com este crescimento foi necessário criar estruturas capazes de suportar a procura, pois o que no início começou por ser em pequena escala, rapidamente se tornou numa indústria com base no uso intensivo de combustíveis fósseis. Uma vantagem do uso deste tipo de energia não renovável é que proporciona condições de operacionalidade independentemente da hora, da época do ano e da procura.

A evolução galopante das várias economias conduziu a que o processo de emissão de GEE tenha sido cada vez maior, não só para a produção de energia, mas também resultante das atividades industriais e da agricultura intensiva (Figura 17). Todos estes fatores provocaram um crescimento exponencial nas emissões de CO₂, como verificado no gráfico retirado da *Global Carbon Project*, onde é possível aferir que mais de 50% do total das emissões ocorreram nos últimos 30 anos (Figura 17).

**IMPLEMENTAÇÃO DE SOLUÇÕES DE AUTOCONSUMO
FOTOVOLTAICO EM AMBIENTE INDUSTRIAL**

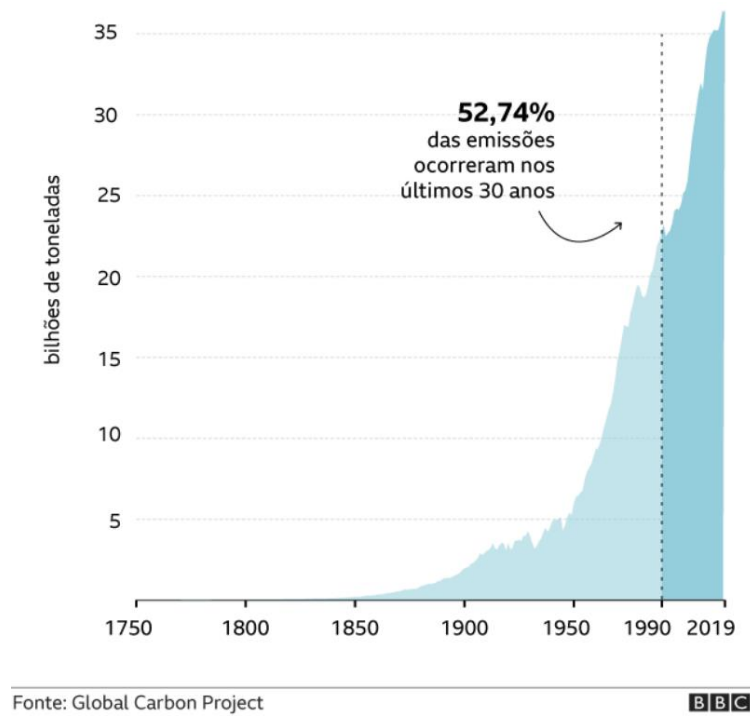


Figura 17 - Emissões totais de CO₂/ano [11]

Segundo o gráfico circular presente na Figura 18, o setor da energia foi responsável por 77,01% das emissões de gases com efeito de estufa em 2019, das quais os transportes representam perto de um terço. As emissões de gases com efeito de estufa na agricultura contribuem com 10,55%, os processos industriais e a utilização de produtos emitem 9,10% e a gestão de resíduos é responsável por 3,32% [11].



Figura 18 – Gráfico circular referente às emissões de GEE na UE/setor* 2019 [11]

As preocupações ambientais foram surgindo com o aumento da consciencialização das civilizações para o aquecimento global. Assim, em 2005, foi assinado por 55 países o protocolo de Quioto, que juntos representavam 55% das emissões de gases poluentes mundiais, com vista a reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, mas também para a proteção das florestas e outros consumidores de carbono. Este protocolo dividiu-se em dois períodos sendo o primeiro, de 2008 a 2012, em que os participantes se comprometeram a reduzir as emissões em, pelo menos, 5,2% em relação a 1990. De 2013 a 2020, o compromisso tornou-se na redução das emissões em, pelo menos, 18% em relação a 1990. Este protocolo comprovou-se não ser suficiente para conter o agravamento do efeito de estufa e do aquecimento global, visto que o grupo não era composto por todos os países do mundo e porque as responsabilidades variavam consoante a caracterização de país desenvolvido ou em desenvolvimento. Outro fator de peso para o protocolo não ter tido sucesso foi o abandono de vários países, como os Estados Unidos, em 2011, pois era um dos maiores produtores de GEE [12].

Com a progressão dos GEE (em especial CO₂) e de fenómenos climáticos extremos que até à data eram considerados raros, levou a que os líderes das maiores economias mundiais, em 2015, assinassem o Acordo de Paris que teve como objetivo delimitar o aquecimento global a não mais de 1,5°C. A Agência Internacional de Energia (AIE) publicou o relatório *Net Zero* com objetivos até 2050, em que o setor elétrico é o maior emissor de gases com efeito de estufa em 2020, mas tem o objetivo até 2040 ser o primeiro a atingir neutralidade carbónica e a impulsionar outros setores na descarbonização (Figura 19) [12].

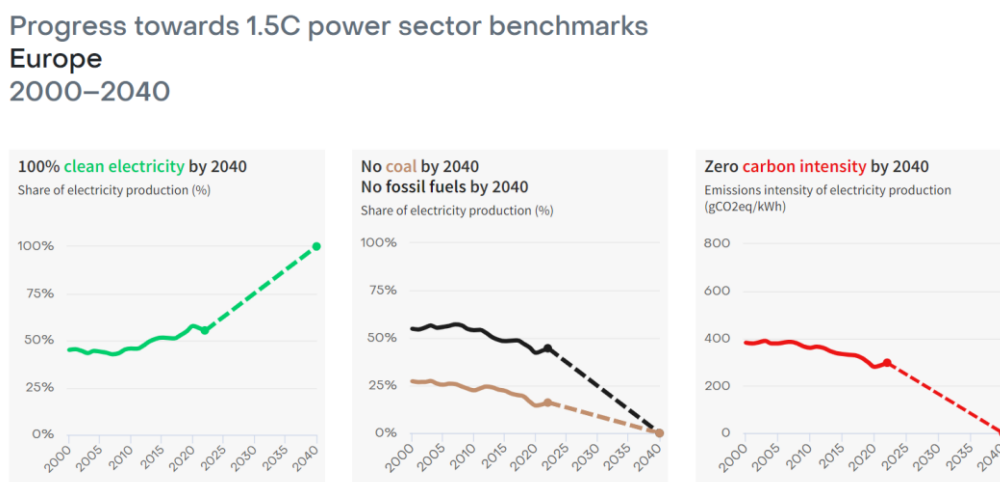


Figura 19 - Objetivos da UE para limitar o aquecimento do Planeta em 1,5°C [12]

2.5. Energia Solar

A energia solar pode ser considerada como um recurso inesgotável, que provém da radiação emitida pelo Sol capaz de produzir calor, desencadear reações químicas ou produzir eletricidade. A quantidade de energia solar incidente no Planeta excede as necessidades energéticas e esta energia, está a ser cada vez mais utilizada para a descarbonização e transição das tradicionais fontes de energia. No entanto, neste trabalho apenas será abordado a produção de energia elétrica através de módulos fotovoltaicos [13].

Seguidamente é apresentada toda a evolução desta tecnologia passando por uma breve explicação dos vários componentes, do modo de utilização e, por último, uma breve análise ao potencial a nível nacional.

2.5.1. Evolução da tecnologia fotovoltaica

O efeito fotovoltaico foi observado pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel, em 1839, quando investigou que ao expor à luz solar elétrodos de platina ou de prata mergulhados numa solução ácida, gerava uma corrente elétrica. Em 1873, Willoughby Smith, engenheiro eletrotécnico inglês, ao realizar ensaios para a obtenção de um material de alta resistência para os cabos telegráficos submarinos reparou que ao utilizar barras de selénio, material conhecido pela sua alta resistência, verificou que a resistência elétrica do selénio variava com a quantidade de luz incidente descobrindo a fotocondutividade do selénio. No seguimento desta descoberta, Adams e Richard Day, em 1877, construíram o primeiro dispositivo sólido de foto produção de eletricidade composto por um filme de selénio depositado num substrato de ferro em que um filme de ouro muito fino funcionava de contacto frontal. Estes novos desenvolvimentos espoletaram mais investigação e desenvolvimento, que em 1954 levou à apresentação na reunião anual da *National Academy of Sciences* o primeiro módulo solar de silício, desenvolvida nos *Bell Labs* com os inventores David Chapin, Calvin Fuller e Gerald Pearson. Este modelo foi patenteado e possuía uma eficiência de cerca 6%, bastante superior às primeiramente desenvolvidas que rondavam 1%. Por conseguinte, e com todo o mundo de olhos postos na energia solar, todo o processo de fabricação foi melhorado de forma a reduzir os custos de produção e aumentar a eficiência dos módulos levando a utilização para os mais variados conceitos desde o uso residencial até ao uso de carácter espacial (Figura 20) [14] [15].

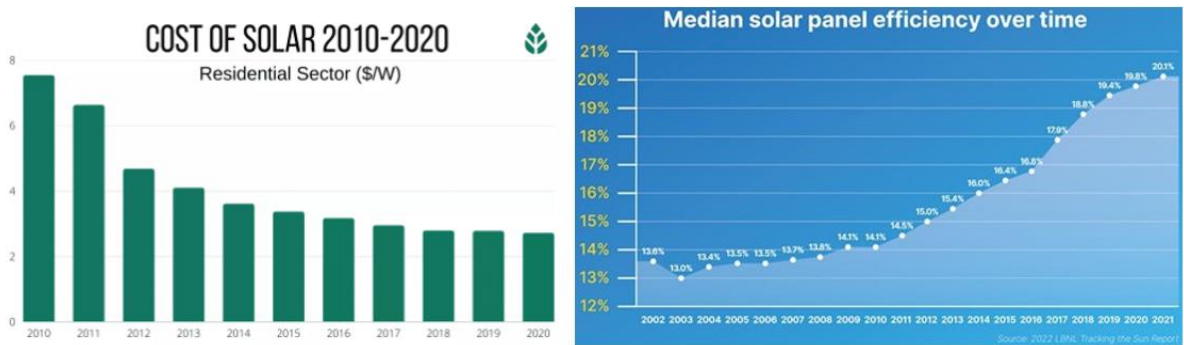


Figura 20 – a.)Evolução do custo de produção, b.)Eficiência do painel fotovoltaico [14]

A primeira residência a converter diretamente a luz solar em calor e eletricidade para uso próprio foi em 1973 à qual se chamou de *SOLAR ONE*. Esta habitação foi desenvolvida na Universidade de Delaware com o intuito de monitorização de dados do sistema aplicado e onde se tornou um centro de pesquisa.

Tal como aconteceu em 2022 com a crise energética europeia, resultante da invasão russa à Ucrânia que fez escalar os preços de uma forma geral com as medidas massivas implementadas contra a Rússia. Em 1973 os países constituintes da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), decidiram diminuir a produção de petróleo e fez com que economias como os Estados Unidos da América e a Europa observassem o preço do barril de petróleo quadruplicar no espaço de meses, e evolução essa que se manteve até ao final da década de 70. Esta situação foi chamada de crise petrolífera e originou a procura de novas fontes de energia e desenvolvimento das já existentes, como foi na energia solar. No ano de 1980, o *Institute for Energy Conversion* (IEC), conseguiu desenvolver uma célula solar com uma eficiência superior a 10%. Nos dias de hoje, a eficiência já ultrapassa os 20% graças ao constante melhoramento dos módulos (Figura 21) [16].

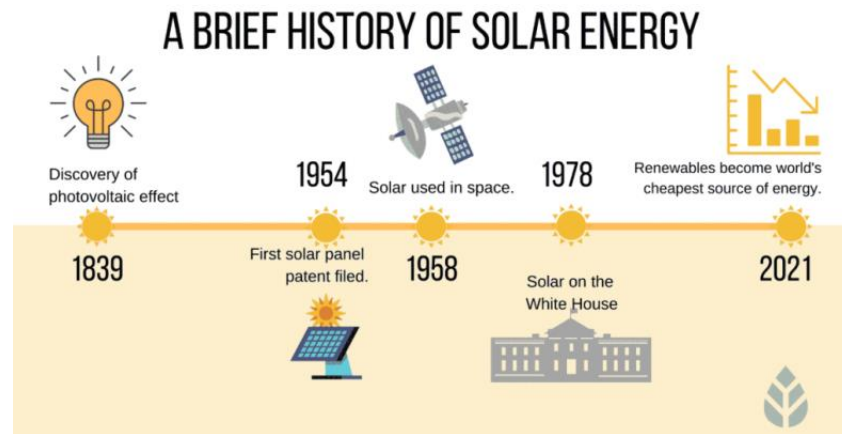


Figura 21 - Cronograma da História da Energia Solar [16]

Atualmente, 90% da produção de células solares são em silício (Si) e podem ser constituídas de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo. As células monocristalinas foram as primeiras a serem desenvolvidas e atualmente apresentam um rendimento a chegar aos 23% em condições de laboratório, porém a sua produção é exigente e dispendiosa devido ao facto de utilizar materiais em estado puro e com a estrutura cristalina perfeita. As células policristalinas têm um custo de produção inferior aos monocristalinos, no entanto apresentam um rendimento em laboratório na ordem dos 18% devido à imperfeição do cristal de que é fabricado. Já a célula de silício amorfo difere-se das anteriores pela sua desorganização na estrutura dos átomos e um rendimento de 13% em laboratório, por outro lado possuem um custo de produção baixo. Em resumo, 80% dos painéis fotovoltaicos instalados são de silício monocristalino e policristalino consoante a solução pretendida, onde atualmente os monocristalinos são os mais utilizados a nível comercial [17]. Este tipo de células funciona com duas camadas de silício, que são chamadas de “*tipo n*” e “*tipo p*” devido à sua reação de carga negativa e positiva. Ao incidir a luz solar nas células, estas libertam eletrões da camada do “*tipo n*” à medida que a camada do “*tipo p*” os receciona, desenvolvendo-se deste modo um campo elétrico (Figura 22).

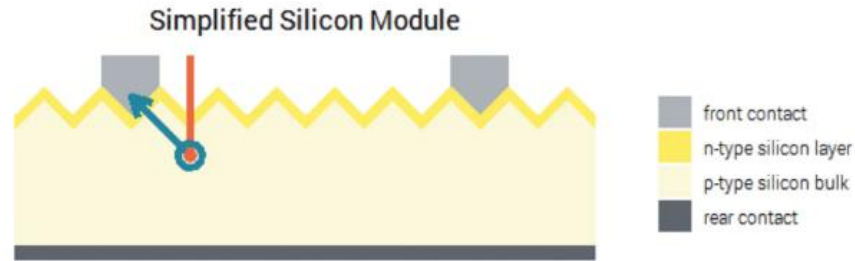


Figura 22- Exemplo de secção transversal simplificada de uma célula solar de silício [18]

Como se pode verificar na figura acima, a vermelho tem-se o feixe de luz que, ao incidir na camada do “tipo p”, provoca a libertação de eletrões na direção do contacto elétrico que, conectado a um circuito, fornece energia.

Há mais de 30 anos na *University of South Wales*, na Austrália, foi desenvolvida a tecnologia *Passivated Emitter Rear Cell (PERC)*, que tem a aplicação de uma camada refletiva que maximiza a radiação levando a uma menor perda de energia devido a que os comprimentos de onda mais longos se convertam em calor e prejudiquem a célula, aumentando a eficiência deste tipo de células (Figura 23) [18].

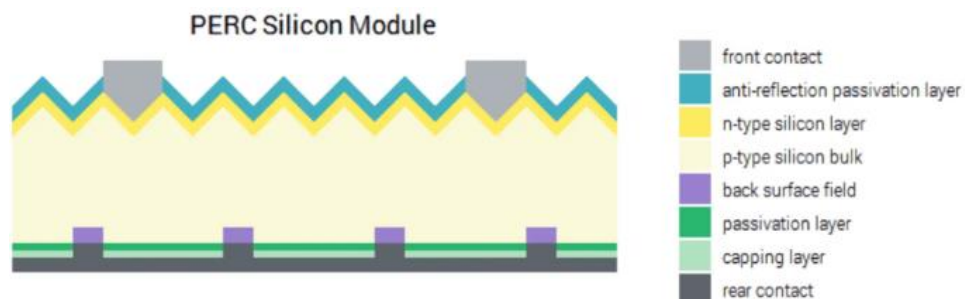


Figura 23 Exemplo de secção transversal simplificada de uma célula solar de silício PERC [18]

Outra tecnologia desenvolvida foi a *Half Cut Cell* que tem como premissa a redução para metade do tamanho das células. Permite reduzir o fluxo da corrente para metade o que melhora a relação de perdas resistivas. Outra vantagem deve-se ao desempenho em sombreamento parcial do painel, devido às células estarem interligadas em paralelo e seccionadas a meio do painel permitindo aquando alguma seção fique em modo de sombreamento a outra seção continua o ciclo. Esta tecnologia tanto pode ser usada em células monocristalinas como policristalinas (Figura 24) [19].

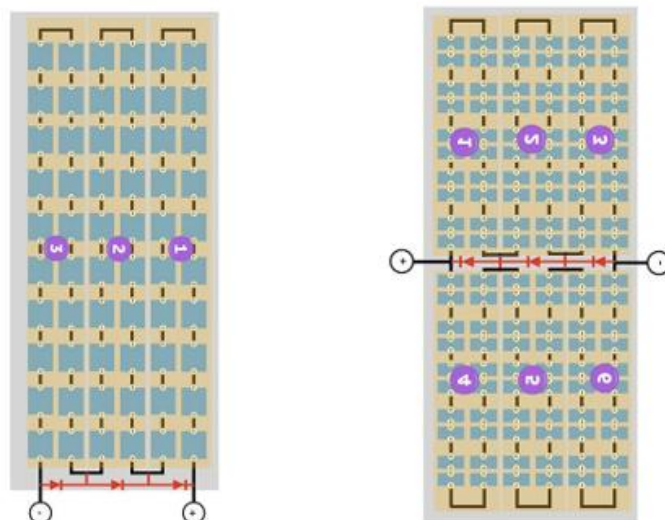


Figura 24 - Exemplo de montagem de a.) células tradicional e b.) *Half Cut Cell* [19]

Explicadas sucintamente algumas das variações nos módulos, conclui-se que consoante o tipo de instalação, muito ou pouco espaço, condições meteorológicas no local e o tipo de investimento que o cliente pretenda, pode-se optar pelas diferentes opções relatadas anteriormente.

2.5.2. Módulos Fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico é um equipamento resultante da montagem de vários componentes produzidos individualmente, de forma que o elemento mais importante no módulo, as células solares, seja acoplado da forma correta com intuito de dar resistência mecânica e proteção ao componente referido [20].

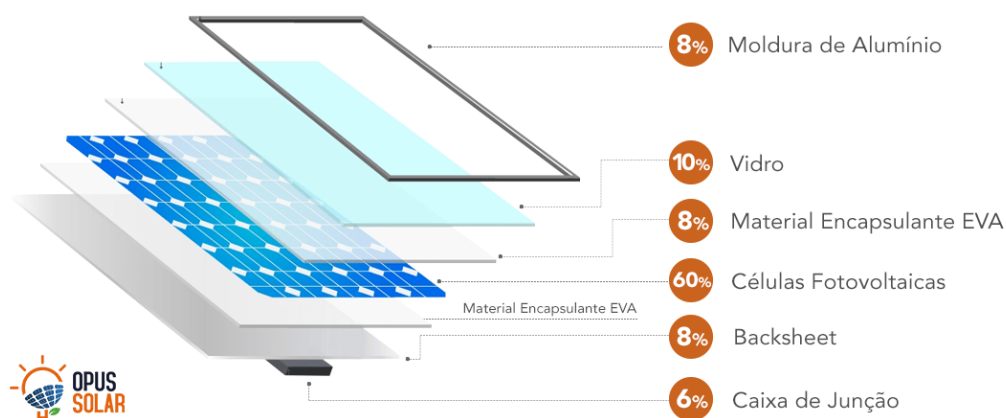


Figura 25-Componentes e percentagem de um módulo fotovoltaico [20]

Na Figura 25 pode observar os vários constituintes de um módulo fotovoltaico (PV) com a respetiva distribuição de percentagens do custo de produção de cada elemento. De modo inequívoco, o maior custo para a produção de um PV está no fabrico das células fotovoltaicas com cerca de 60%, já os restantes constituintes têm um custo individual inferior a 10%.

Constituintes do módulo PV [20]:

- **Caixa de junção:** é onde se encontram as ligações elétricas das células fotovoltaicas para o exterior, permitindo a interligação entre módulos. Possui díodos de *by-pass* que permite o bom funcionamento e a operacionalidade em segurança e acima de tudo a durabilidade do PV. Este constituinte tem um custo de sensivelmente 6% num PV;
- ***Backsheet*:** tem como função principal proteger as células fotovoltaicas e os componentes intrínsecos do PV. Este constituinte é fabricado em plástico e em alguns modelos por uma camada de vidro especial. Este constituinte tem um custo de sensivelmente 8% num PV;
- **Filme Encapsulante - *Ethylene Vinyl Acetat* (EVA):** é um material de uso exclusivo para o processo de fabrico de PV que se caracteriza por ser um silicone de cura rápida que protege as células fotovoltaicas contra diversos agentes como os raios UV, humidade, altas temperaturas, garantido o máximo de durabilidade. Este constituinte tem um custo de sensivelmente 8% num PV;
- **Células fotovoltaicas:** o componente que permite a ocorrência da reação físico-química que transforma a luz solar em eletricidade, efeito fotovoltaico. O material de que são feitas é na generalidade de silício podendo-se encontrar painéis PV em outros materiais. Este constituinte tem um custo de sensivelmente 60% num PV;
- **Vidro Fotovoltaico:** é um vidro temperado, ultrapuro e com um baixo teor de ferro de modo que o valor de refração seja mínimo. Com este constituinte o módulo PV ganha resistência mecânica necessária contra possíveis intempéries. Este constituinte tem um custo de sensivelmente 10% num módulo PV;
- **Moldura de Alumínio:** tem a finalidade de dar robustez e integridade ao módulo PV, desde o processo de montagem até à resistência de intempéries. Este constituinte tem um custo de sensivelmente 8% num módulo PV.

2.5.2.1. Eficiência e durabilidade

Num painel PV, a eficiência é calculada com base na quantidade de irradiação solar que incide no painel sendo convertida em energia elétrica. Assim, tem-se a seguinte fórmula:

$$\text{Eficiência PV} = \frac{P_{\text{máx}}}{\text{Área} \times \text{Irradiação Solar}}$$

Onde:

- $P_{\text{máx}}$ é a potência máxima do painel em *Watt*;
- Área é igual à área do painel em m^2 ;
- Irradiação Solar é a quantidade de energia incidente numa determinada área e segundo as condições de teste padrão (STC) tem o valor de 1000Watts/m^2 [21].

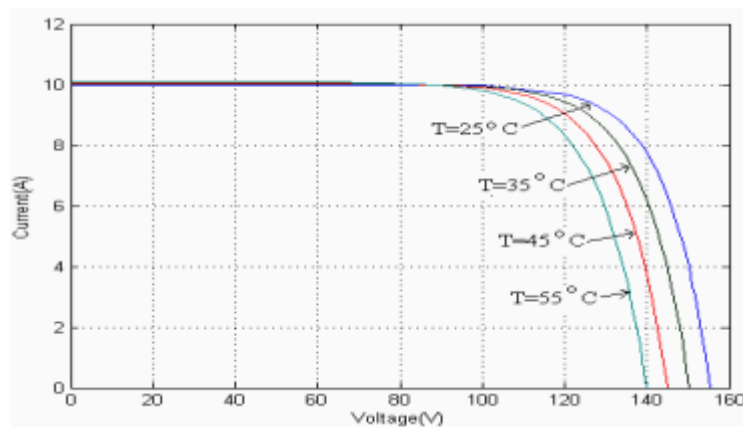


Figura 26 - Curva de rendimento a diferentes temperaturas com a radiância a 1 kW/m^2 [22]

É importante salientar com o aumento da temperatura, ocorre uma quebra de rendimento no PV (Figura 26), devendo-se considerar durante o dimensionamento do mesmo. Assim, poderá ser necessário a implementação de um sistema de arrefecimento, quer seja a ar (mais usual) ou até mesmo a água.

Em termos de durabilidade os PV perdem cerca de 0,5% a 0,8% de eficiência a cada ano de utilização, segundo um estudo levado a cabo pelo Laboratório Nacional de energia renovável dos Estados Unidos (NREL). Este decréscimo é considerado residual na hora da decisão pela maioria dos clientes, já que a maioria dos fabricantes se comprometem a dar garantia de pelos menos 25 anos e de que a eficiência se mantém superior a 80%. Contudo, existem dois problemas cruciais no facto dos PV perderem a eficiência mais rapidamente.

São eles a degradação induzida pela luz solar e a degradação induzida por potencial (PID). A degradação induzida pela luz solar ocorre quando o revestimento de boro nos PV oxida e ofusca parcialmente a radiação incidente nos mesmos. Já a degradação induzida por potencial é um fenómeno que raramente se verifica, mas que leva a perdas na ordem dos 30% e que consiste quando diferentes componentes de um sistema estão com tensões diferentes, como por exemplo entre a célula solar e a estrutura do painel, causando assim uma interrupção nas tensões [23].

2.5.2.2. Manutenção

Uma das grandes vantagens da implementação de PV é a baixa manutenção. A única tarefa necessária é a sua lavagem com o intuito da remoção de poeiras existentes na superfície do painel PV, já que é um fator que interfere diretamente com a eficiência do mesmo.

2.5.3. Irradiação Solar

Na Figura 27, a irradiação solar é a potência que incide na superfície por unidade de área (W/m^2), podendo diferenciar quatro componentes da irradiação solar incidente. A irradiação solar direta é definida pelos raios solares recebidos em linha reta do sol. Com origem nos raios não diretos e dispersos pela atmosfera tem-se a irradiação difusa, componente com uma forte dependência das condições climatéricas em especial da presença de nuvens. Resultante da reflexão da radiação incidente na superfície e com uma forte dependência das características do solo tem-se a irradiação refletida no albedo. Por último, tem-se a irradiação global que é o total das irradiações descritas anteriormente [24].

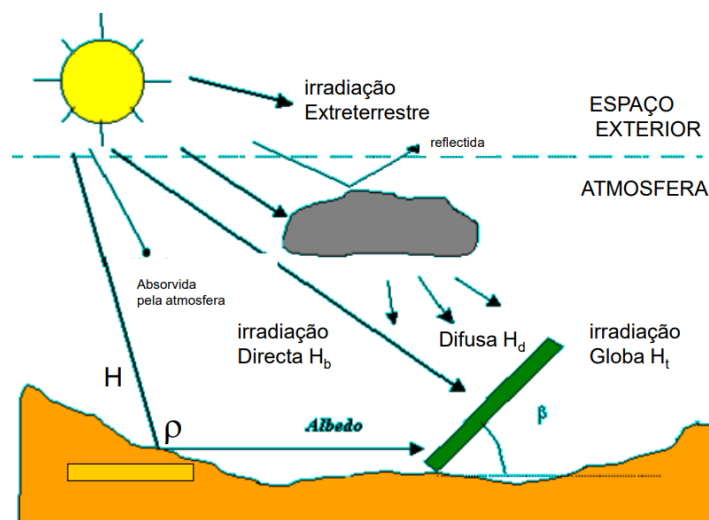


Figura 27 - Ilustração dos vários tipos de irradiação [24]

2.5.3.1. Mapas de irradiação Solar

Através dos mapas de irradiação solar é possível estimar os recursos solares para distintas localizações geográficas, o que leva a que seja mais intuitivo para quem utiliza. Para obter esta informação é possível através de duas aplicações *on-line*, *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, e *SolarGIS*.

A aplicação *PVGIS* permite obter uma estimativa anual da radiação solar, um ano típico meteorológico e ainda calcular a energia anual gerada num sistema PV. Esta aplicação foi desenvolvida pelo *Institute of Energy and Transport—European Commission* e é bastante fácil de utilizar e ainda permite importar dados meteorológicos. No entanto, não possui uma base de dados de componentes fotovoltaicos. Esta aplicação também não inclui fator de desclassificação de energia e análise económica.

Na aplicação *SolarGIS*, desenvolvido pelos principais coautores do *PVGIS*, também é possível obter a radiação solar num mapa.

Existem seis funções para o *SolarGIS*, que são *iMaps*. estimativa da produção de energia, monitoriza desempenhos para as centrais de energia existentes, adquire séries temporais de dados meteorológicos, recebe desempenho em tempo real da monitorização para o sistema de energia solar e ainda a visualização de dados em gráficos. O *SolarGIS* Possui ainda a vantagem de ter uma base de dados continuamente atualizada, onde são obtidos através da utilização de algoritmos desenvolvidos pelos autores do software [25].

Disponibilizado para uma melhor visualização do potencial elétrico solar da aplicação *PVGIS* pode observar na Figura 28, que Portugal apresenta uma variação na irradiação entre os 1500 e os 1900 kWh/m²/dia consoante a localização geográfica. Assim, Portugal representa um dos países com maior potencial para esta tecnologia a nível europeu [26].

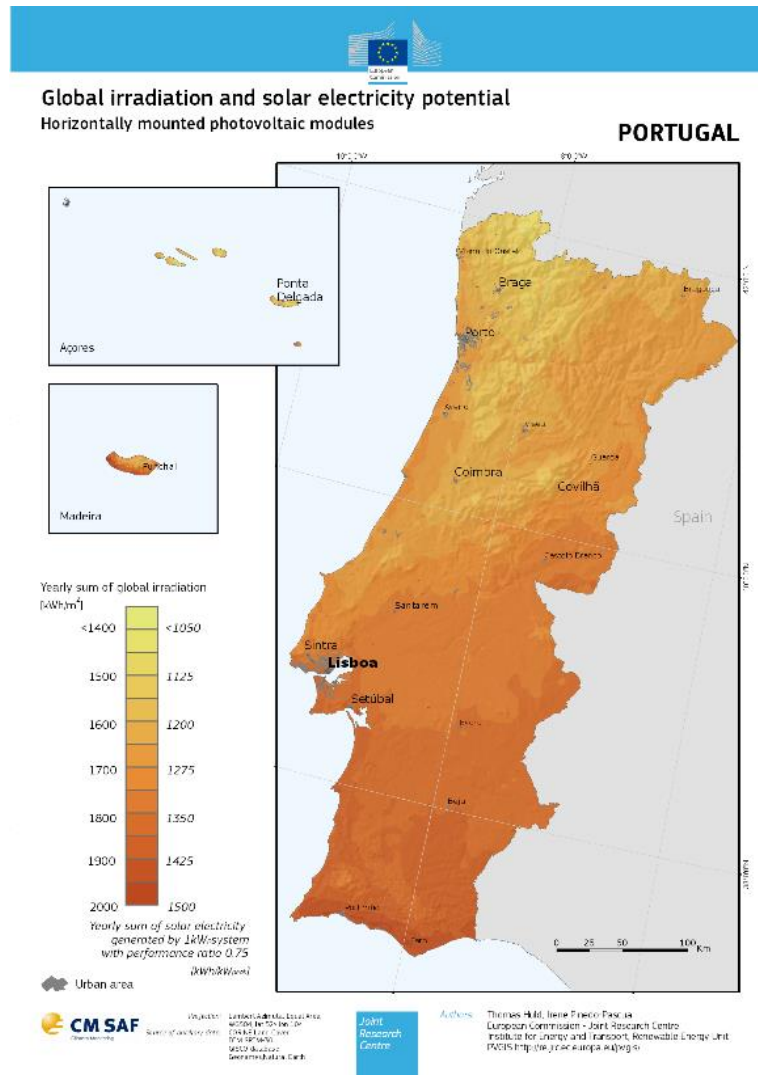


Figura 28 - Irradiação Global Portugal [26]

2.6.Contextualização e Legislação sobre UPAC em Portugal

Nos últimos 30 anos, o consumo de energia elétrica em Portugal teve um aumento na ordem dos 77% (Figura 29) [27]. Segundo os dados fornecidos pela Rede Energética Nacional (REN), no seu *Data Hub*, o consumo de eletricidade em Portugal toma valores que ronda os 4.000 GWh mensais, perfazendo uma média anual a rondar os 50.000 GWh com uma potência de ponta de 8000 MW [28].

**IMPLEMENTAÇÃO DE SOLUÇÕES DE AUTOCONSUMO
FOTOVOLTAICO EM AMBIENTE INDUSTRIAL**

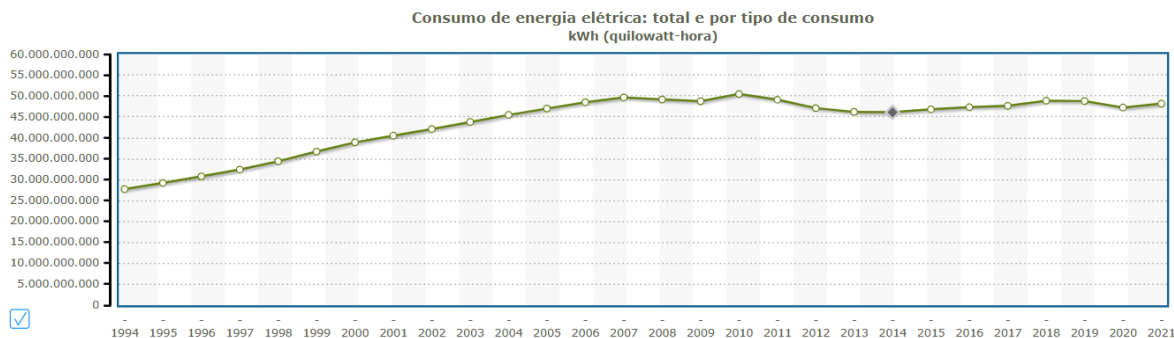


Figura 29 - Total Consumo de energia elétrica entre 1994 e 2021 [28]

A crescente utilização das energias renováveis nos mais variados formatos e a crescente eficiência dos sistemas, levou a uma vertente que aumentou nos últimos anos que são as Unidades de Produção de AutoConsumo (UPAC).

Com o potencial solar de Portugal para liderar este novo conceito é decretado no Decreto-Lei nº34/2011 o conceito de mini produção, onde é definido como a geração de eletricidade, a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades com uma potência de ligação à rede igual ou inferior a 250 kW. A crescente rentabilidade nesta tecnologia leva a que seja redigido o Decreto-Lei nº153/2014, onde é alterado os antigos regimes de produção, e desenvolvidos dois novos conceitos que revogaram os anteriores Decretos. Conceitos estes que foram o de unidade de produção para autoconsumo, UPAC, e o conceito de Unidades de Pequena Produção (UPP), que substitui o modelo de mini produção na qual toda a energia era vendida à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) (Figura 30).

TIPO DE UNIDADE	POTÊNCIA INSTALADA	TÍTULO DE CONTROLE PRÉVIO
UPP	≤ 250 kW, de fonte renovável	*Registo prévio *Certificado de exploração
	> 1,5 kW ≤ 1000 kW	*Registo prévio *Certificado de exploração
≤ 1,5 kW, com ligação à rede ou sem à rede e que pretenda transacionar garantias de origem (GO)		
UPAC	≤ 0,2 kW, cuja energia produzida não consumida seja para injeção na rede, ou transacione GO	*Mera Comunicação Prévia para exploração
	> 0,2 kW ≤ 1,5 kW, sem injeção na rede	
	≤ 1000 kW sem ligação à rede	
	Desde que não transacione GO	
	> 1000 kW	*Licença de produção *Licença de exploração (DL 172/2006, republicado pelo DL 215-B/2012)

Figura 30 - Procedimento para registo de UPP e UPAC [29]

Em 2015 são adicionadas duas portarias: a nº 14/2015, com o objetivo de definir o procedimento para apresentação de uma simples comunicação prévia de exploração das UPAC e ainda para a obtenção de um título de controlo prévio no sector da UPAC e UPP; e a portaria nº 15/2015, que procedia à fixação da tarifa de referência remuneratória a energia entre a RESP e a UPP.

Com o traçar de novas metas no setor da energia renovável, foi elaborado o Decreto-Lei nº162/2019 com o intuito de facilitar o investidor a instalar unidades de produção para autoconsumo, impulsionar o autoconsumo coletivo e a criação de Comunidades de Energia Renovável (CER). Em relação à instalação das UPAC, são executadas por uma empresa certificada ou técnico responsável pela execução. Contudo, para uma potência inferior a 350 W, não é especificada qualquer obrigação, pelo que poderá ser realizada pelo explorador da UPAC. No diagrama abaixo, pode-se ver a facilidade para se proceder ao licenciamento das UPAC.

Como já referido no decreto 231/2013, de 22 de julho, a contagem de energia é feita por tele contagem, sendo que o equipamento deverá ser capacitado para fazer a contagem que entra e que sai para a RESP, para o caso de sistemas *On-Grid*. No Decreto-lei nº162/2019 é obrigatória a contagem de energia elétrica produzida pela UPAC, no caso de autoconsumo coletivo e autoconsumo individual quando ligada à RESP, e com potência instalada superior a 4 kW. O processo de contagem para as CER será igual ao realizado pelas unidades de autoconsumo coletivo. Em relação à fiscalização dos cumprimentos fica a cargo da Entidade Nacional para o Setor Energético (ENSE), que deverá verificar a conformidade com o Decreto-lei em vigor e com o Regulamento técnico de Qualidade. Quanto a inspeções periódicas, será da responsabilidade da DGEG e ficam sujeitas a inspeções periódicas as UPAC com potência superior a 20,7 kW. Para as UPAC com uma potência inferior a 1 MW, terão uma periodicidade de 10 anos e em todos os outros casos terão uma periodicidade inferior de 8 anos.

Atualmente as UPAC são sistemas legislados principalmente pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece o regime jurídico do autoconsumo de energia elétrica e das Comunidades de Energia Renovável (CER). Este decreto-lei tem como base a Diretiva 2018/2001/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis. No seguimento do decreto são necessários procedimentos para obtenção de título de controlo prévio, apresentação de mera

comunicação prévia de exploração, pedido de registo e de certificado de exploração, bem como pedido de licença de produção e de exploração. Estes procedimentos variam conforme a potência instalada (Figura 31) [29]:

- **Potência instalada até 700 W:** Isenta de controlo prévio, desde que não haja injeção de excedente na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP);
- **Potência instalada superior a 700 W e até 30 kW:** Sujeita a comunicação prévia;
- **Potência instalada superior a 30 kW e até 1 MW:** Sujeita a registo prévio e certificado de exploração;
- **Potência instalada superior a 1 MW:** Sujeita a atribuição de licença de produção e de exploração.

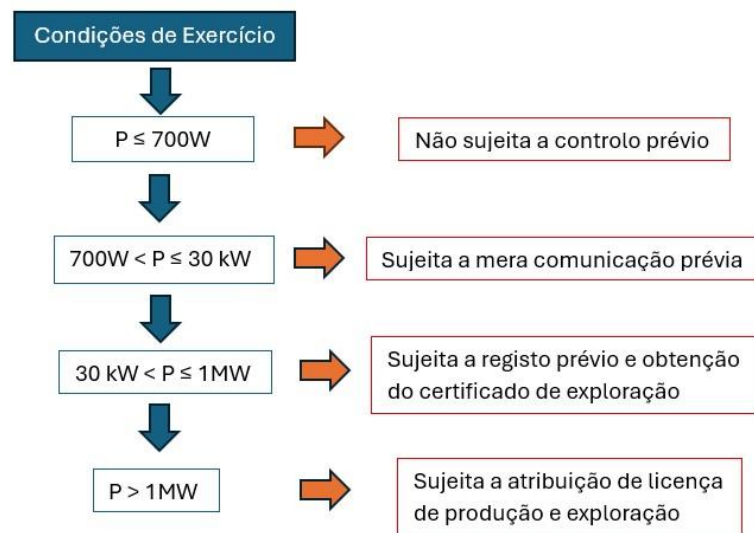


Figura 31 - Escalonamento da potência instalada consoante o procedimento [29]

Recentemente, o Decreto-Lei n.º 99/2024, de 3 de dezembro, estabelece prazos máximos para procedimentos de licenciamento e controlo prévio em projetos de energias renováveis, incluindo dois anos para licenças de produção e exploração, visando acelerar a produção de energia renovável em Portugal [30]. Neste Decreto estabelece ainda o regime jurídico das comunidades de energia renovável, permitindo a agregação de produção e consumo de energia renovável por entidades coletivas, promovendo a eficiência energética e a sustentabilidade. Foi ainda atualizado no Decreto-Lei n.º 99/2024, de 3 de dezembro, o aumento das distâncias entre UPAC.

A legislação portuguesa sobre UPAC está em constante evolução, visando facilitar a transição energética e incentivar a produção descentralizada de energia renovável. É fundamental que os produtores e interessados se mantenham atualizados sobre as normas e procedimentos aplicáveis, consultando regularmente os sites da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), bem como as entidades competentes para cada região.

2.7. Modelos de desempenho PV

Com a simulação em modelos de desempenho PV é possível obter a potência num sistema fotovoltaico. Este sistema tem, por regra, que incluir painéis fotovoltaicos, inversores, controladores de carga e outros componentes do “equilíbrio do sistema” (BOS) (Figura 32).

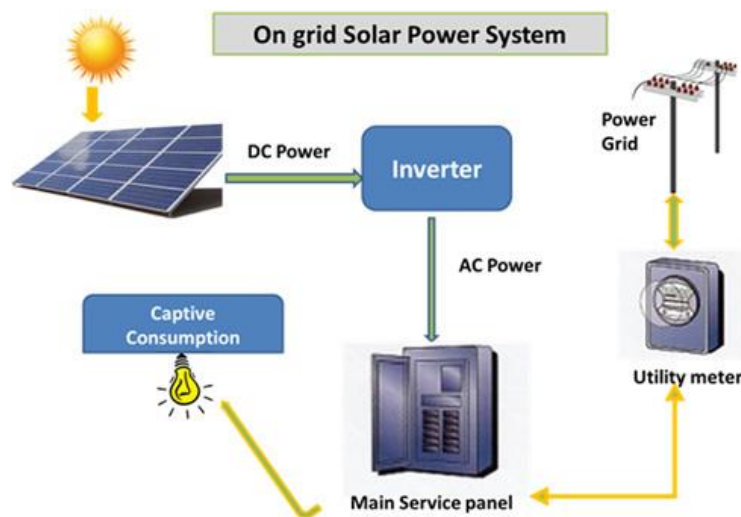


Figura 32 - Exemplo de implementação de sistema PV [31]

A utilização dos modelos de desempenho em conjunto com a localização geográfica, permite obter indiretamente os dados meteorológicos do caso em estudo. Deste modo é possível quantificar a energia solar irradiada para a situação em análise. Os dados meteorológicos são definidos de acordo com a latitude, estação e padrões climáticos, o que leva a que seja impossível determinar com precisão o perfil de energia gerada. À parte dos dados meteorológicos, tem-se as especificações dos fabricantes que em alguns modelos são tidas em conta e noutros modelos fazem uma generalização dos componentes. Ao implementar estes modelos é possível observar o desempenho de um determinado sistema ao longo do tempo, levando a que se consiga ter uma perspetiva entre a realidade e o real,

com o intuito de verificar a ocorrência de problemas. Já em relação à parte económica, que é um grande fator para o sucesso do sistema, existem softwares que possuem a característica de análise de custos de capital e operacionais, assim como a rentabilidade esperada no que diz respeito ao período de retorno, custos evitados, custo de energia nivelado (LCOE), entre outros.

Deste modo foram sendo desenvolvidos softwares que permitem auxiliar na escolha e dimensionamento de sistemas, como por exemplo o SAM, HOMER, *Hybrid System Models*. Serão apresentados sucintamente, porém com especial foco no software HOMER devido ao mesmo ter sido utilizado para a realização deste trabalho.

2.7.1. *Solar Advisor Model*

O *Software Solar Advisor Model* (SAM) foi criado em 2006, através de uma parceria entre o *National Renewable Energy Laboratório* (NREL) e do Programa de Tecnologias de Energia Solar do Departamento de energia dos EUA (DOE) estando em constante melhoria. O software *SAM* é considerado como um “sistema”, pois tem a capacidade de modelar o desempenho de sistemas fotovoltaicos em paralelo com a análise financeira. Em relação às especificações, este utiliza a tecnologia *isotropic Sky* na concessão dos modelos de irradiação incidente no plano do *array* (POA).

A irradiação POA depende de vários fatores, incluindo:

- Posição do Sol;
- Orientação da matriz (fixa ou de rastreamento);
- Componentes de irradiação (direta e difusa);
- Refletividade da Superfície do Solo (Albedo);
- Sombreamento (obstruções próximas e distantes).

Assim, a fórmula do cálculo da irradiação é:

$$E_{\{POA\}} = E_{\{b\}} + E_{\{g\}} + E_{\{d\}}$$

Em que:

$E_{\{b\}}$ = radiação direta;

$E_{\{g\}}$ = radiação refletida;

$E_{\{d\}}$ = radiação difusa .

As tecnologias desta aplicação vão desde o *Dish Stirling a Power Tower Systems*. Este software tem acesso a uma base de dados *on-line*, TMY2, TMY3, *EnergyPlus Weather* (EPW) e METEONORM, onde estão os vários recursos. Desde as diferentes energias aos incentivos e taxas nos EUA. Para a implementação dos modelos de desempenho das *array* este software utiliza o código *Transient Systems Simulation* (TRNSYS) desenvolvido pelo *Wisconsin Solar Energy Laboratory*. Deste modo, os resultados da implementação são apresentados em termos do custo nivelado de energia (LCOE), produção de energia do sistema, eficiência de pico e anual do sistema, e sistema por hora de produção, em tabelas e gráficos [32].

2.7.2. *Hybrid System Models*

A “*Hybrid System Models*” é utilizada quando se está na presença de sistemas híbridos ou com uma distribuição dos recursos energéticos. Ou seja, sistemas que dispõem de uma ou mais fontes de energia renovável conjugados com uma fonte de energia não renovável ou até mesmo a ligação à rede, Figura 33. Existem modelos onde é possível implementar a utilização de fontes como a biomassa, hidroelétrica que em muitas ocasiões funcionam como depósito de energia, baterias e células de combustível. Existem ainda modelos que, ao terem sistemas conectados à rede, conseguem analisar as possíveis interações com a rede.

A implementação destes sistemas é cada vez mais usual, visto que a ideia de micro redes, sistemas híbridos conectados à rede, está em crescente procura. Alguns exemplos destes sistemas são *HOMER, ViPOR, Hybrid2, RetScreen, IPSYS, ISE e HySys* [33].

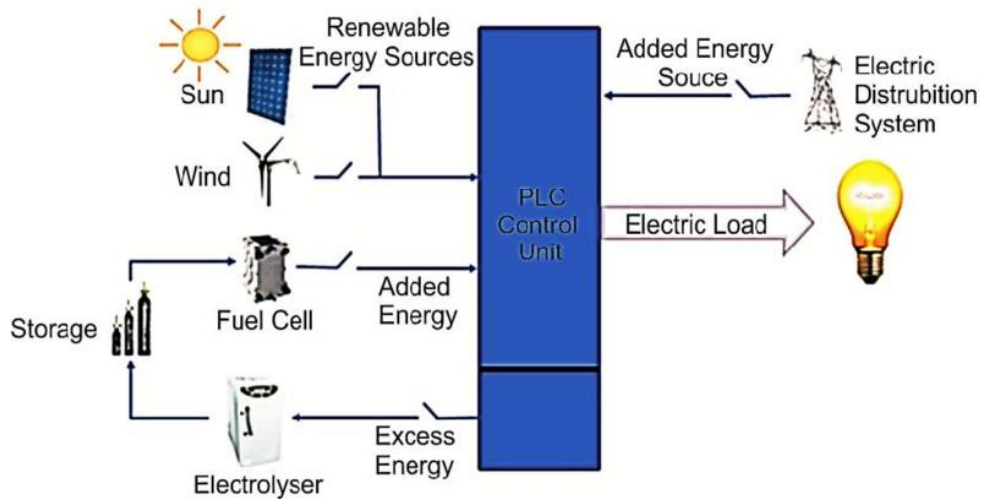


Figura 33 - Exemplo de Sistema Híbrido [33]

2.7.3. HOMER

O Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL), nos EUA, concebeu o software HOMER de otimização de micropotência de forma a apresentar a solução com melhor relação técnico-económica. Este software analisa todas as tecnologias de potência que vão desde turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos, células de combustível, pequenas hidroelétricas, biomassa, conversores, baterias e geradores convencionais, disponíveis individualmente bem como em configurações híbridas. O software foi tendo várias atualizações desde a capacidade de modelar sistemas conectados à rede, incluindo as taxas de hora do dia e sazonais, até às emissões evitadas [34].

2.7.4. *Input data*

O HOMER requisita seis tipos de dados para realizar a simulação, onde incluímos dados meteorológicos, perfil de carga, características dos equipamentos, espaço de pesquisa, dados económicos e técnicos das possíveis soluções. Estes dados podem ser fornecidos em vários níveis de detalhe, desde a importação do site da HOMER até ao fornecimento especificamente pelos utilizadores que posteriormente o software gera gráficos e tabelas que são bastantes intuitivos para uma primeira análise (Figura 34) [35] [33].

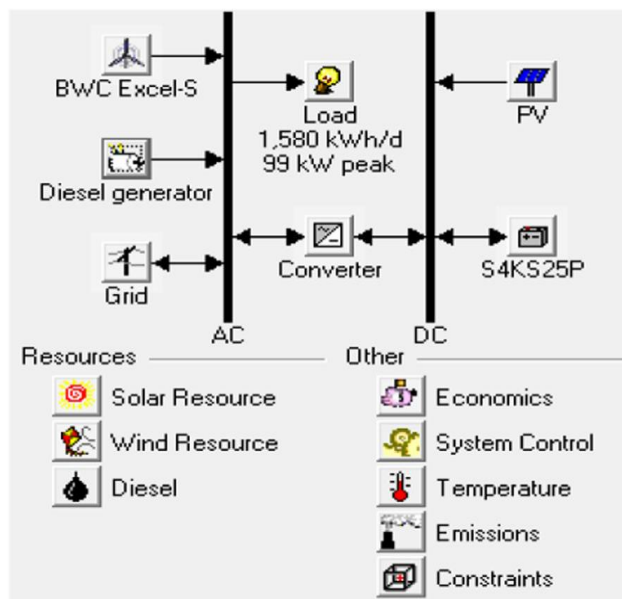


Figura 34 – Exemplo de sistema implementado no *HOMER*

- **Dados Meteorológicos**

Os dados meteorológicos vão desde a velocidade do vento, radiação solar, temperatura. São implementados no software na forma de médias mensais ou dados de séries temporais. O *HOMER* utiliza estes dados de entrada para calcular a potência de saída das turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos e hidroelétrica.

- **Perfil de Carga**

O perfil de carga em cada projeto é o fator mais importante na simulação e otimização do sistema a implementar. Nos dias de hoje já é possível retirar o perfil de consumo real através da aplicação *on-line* da E-Redes, permitindo obter os dados relativos a um ano com um tempo de amostragem de 15 minutos. Estes dados reais são tangíveis a serem implementados no *HOMER* como uma serie de dados temporal horária. No entanto, podem ocorrer situações em que não é possível obter estes dados, e neste caso deve ser previsto com base nas especificações da instalação. O *HOMER* usa o balanço de energia como premissa base para a otimização.

- **Características dos Equipamentos**

De acordo com as características de cada equipamento implementado no software é determinado a eficiência operacional no modelo.

- **Espaço de Pesquisa**

Uma vez que os componentes a utilizar podem ter diferentes tamanhos é considerado um espaço de pesquisa de modo a obter a otimização na simulação do projeto. Ou seja, ocorrem várias combinações com os diferentes tamanhos de cada equipamento em análise.

- **Dados Económicos**

No software *HOMER* consegue-se para o equipamento implementado no sistema custear vários parâmetros, desde o custo com a operação e manutenção, o custo de aquisição e de reposição. Consegue se ainda custear o preço do combustível, da energia adquirida à rede podendo ser associado ainda uma taxa de inflação.

Com a implementação destes custos consegue-se uma simulação o mais próximo possível da realidade, apresentando a hipótese o custo anual (*Net Present Cost - NPC*).

- **Processo de Otimização**

No processo de otimização, o *HOMER* coleta os *input data* implementados e extrai num processo de três etapas (simulação, otimização e análise de sensibilidade), as várias soluções para o projeto em estudo, como se pode observar na Figura 35.

- **Análise de sensibilidades**

Na etapa do dimensionamento ótimo dos equipamentos de um sistema, os dados como o custo de combustível, velocidade do vento, irradiação solar, custo de aquisição de eletricidade à rede, custo dos componentes, não têm valores determinísticos, o que leva a que as etapas de simulação e otimização tenham alguma incerteza associada. Assim quando as hipóteses são classificadas segundo o mínimo NPC, a análise de sensibilidades é efetuada segundo a figura acima. Ou seja, para cada parâmetro incerto as hipóteses de simulação e otimização são iteradas e novas hipóteses viáveis e melhores podem ser obtidas [35] [33].

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{pv} \left(\frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_p (T_c - T_{c,STC})]$$

Onde:

Y_{PV} = Potência de saída do PV, em condições de teste padrão (STC);

f_{pv} = fator de redução da potência fotovoltaica (%);

\bar{G}_T = radiação solar incidente no PV num intervalo de tempo (kW/m^2);

$\bar{G}_{T,STC}$ = radiação incidente, em STC ($1 kW/m^2$);

α_p = coeficiente de temperatura da potência (%/°C);

T_c = temperatura na célula do PV no intervalo de tempo atual (°C);

$T_{c,STC}$ = temperatura na célula do PV, em STC (25°C).

Se na implementação do modelo for desprezado o efeito da temperatura no PV, a equação é simplificada [36]:

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{pv} \left(\frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,STC}} \right)$$

3.1.2. Verificação dos Recursos Energéticos

Energia Solar:

Foram considerados os efeitos da irradiação e da temperatura ambiente sobre o rendimento dos painéis fotovoltaicos. O estudo incluiu a análise da distribuição horária e sazonal da irradiação obtida no software PVGIS, determinando a média anual e as variações críticas que influenciam a produção.

Energia Eólica:

A velocidade média do vento, medida a 10 m de altura e ajustada à altitude local, foi avaliada para determinar a viabilidade do recurso eólico com base no software PVGIS. Este parâmetro foi também importado para o software HOMER para testar cenários de integração com o sistema PV.

3.1.3. Definição e Dimensionamento dos Componentes do Sistema

Sistema Fotovoltaico:

- Módulos Fotovoltaicos

A escolha dos módulos PV baseou-se em critérios técnicos (potência de pico nominal, eficiência e efeitos térmicos) e económicos, recorrendo a dados de fichas técnicas disponíveis (Anexo1). Foi considerado um módulo com potência nominal de 300 Wp, dimensionado para compor diferentes cenários (potências variáveis: 249, 300, 350 e 400 kW).

- Instalação e Ângulo de Incidência

Optou-se por um ângulo de inclinação de aproximadamente 35° orientado a sul, para maximizar a captação de irradiação ao longo do ano, em função da localização geográfica.

Sistema Eólico:

- Seleção do Aerogerador

Para avaliar o contributo eólico, foi selecionado um aerogerador (por exemplo, o modelo *Energie* PGE25 (Anexo 3), com potência de 25 kW AC), tendo em conta a média da velocidade do vento (cerca de 4,8 m/s).

- Custos e Manutenção

Os custos de implementação e manutenção do aerogerador foram incluídos na análise, permitindo comparar cenários com e sem energia eólica.

Dimensionamento do Inversor:

O inversor foi dimensionado considerando a relação entre a potência instalada dos painéis e as exigências operacionais da instalação, com valores testados entre 200 e 400 kW, sendo a opção ótima fixada em 249 kW, de modo a evitar requisitos legais adicionais bem como a implementação da proteção homopolar que eleva o investimento.

Sistema de Armazenamento:

Testou-se a integração de baterias (ex.: bateria Trojna T-105, Anexo 4) de forma complementar a implementação, avaliando o seu impacto na viabilidade econômica.

3.1.4. Análise de Sensibilidade

O estudo deverá conter várias simulações onde se variam os preços de aquisição da energia (aumentos de 2,5% e 5%) e outros parâmetros econômicos, de forma a identificar a robustez e a sensibilidade da solução ótima face às incertezas do mercado.

3.1.5. Avaliação dos Resultados

Conforme a saída dos resultados da potência gerada, fração renovável atingida, perfil de consumo e quantidade de excedente de energia injetado na rede. Os gráficos resultantes (curva de duração da carga, dispersões e histogramas mensais) forneceram dados para a análise crítica da solução, que permite ainda a realização de uma análise técnica e econômica com base nos parâmetros:

- NPC;
- LCOE (*Levelized Cost of Energy*);
- Taxa de utilização renovável;
- Tempo de retorno do investimento (*Payback Period*).

Todos estes parâmetros incluem os custos de aquisição, instalação, operação, manutenção e substituição de componentes.

A análise será realizada para um horizonte temporal de 20 anos, assumindo uma taxa de inflação de 2% e degradação anual dos módulos fotovoltaicos de 0,5%, em linha com as normas da IEA-PVPS [37].

4. Caso de Estudo - UPAC

Neste capítulo, primeiramente, será realizada uma análise e caracterização a todos os parâmetros alocados à empresa Cartonarte, Lda. De seguida são apresentadas às várias simulações efetuadas, de modo que o resultado de dimensionamento obtido seja o mais credível e se apresente uma análise crítica do correto dimensionamento do sistema em estudo.

4.1. Definição do Caso de Estudo

A fim de se caracterizar o caso de estudo, procedeu-se ao *download* dos dados relativos aos consumos de energia, diagrama de carga, decorrente do último ano no portal E-Redes. Desta forma é possível analisar um ano completo e permite definir com maior rigor o comportamento do sistema elétrico em estudo.

Através do tratamento dos dados retirados do portal E-Redes e com posterior importação para o software HOMER Energy® é possível caracterizar o diagrama de cargas da instalação em análise (Figura 37).

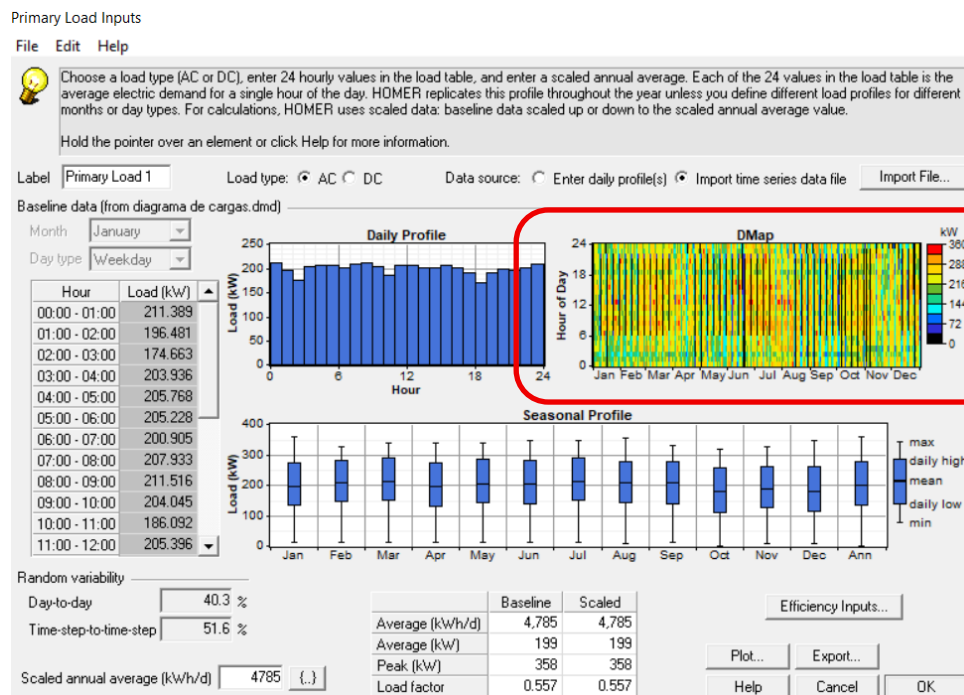


Figura 37 - Diagrama de cargas Cartonarto,Lda. Software HOMER Energy®

Numa primeira fase da análise do diagrama de cargas é possível observar que o consumo é praticamente constante ao longo do ano. Verifica-se também que o consumo num dia é regular, não tendo picos de carga. O mapa de calor diário/mensal em relação aos dados do consumo de energia (kW) permite retirar a leitura padrão por meses de maior ou menor consumo, que neste caso em determinadas alturas de alguns meses temos valores de potência na casa dos 358 kW, mas o a potência média ronda os 199 kW (Figura 37).

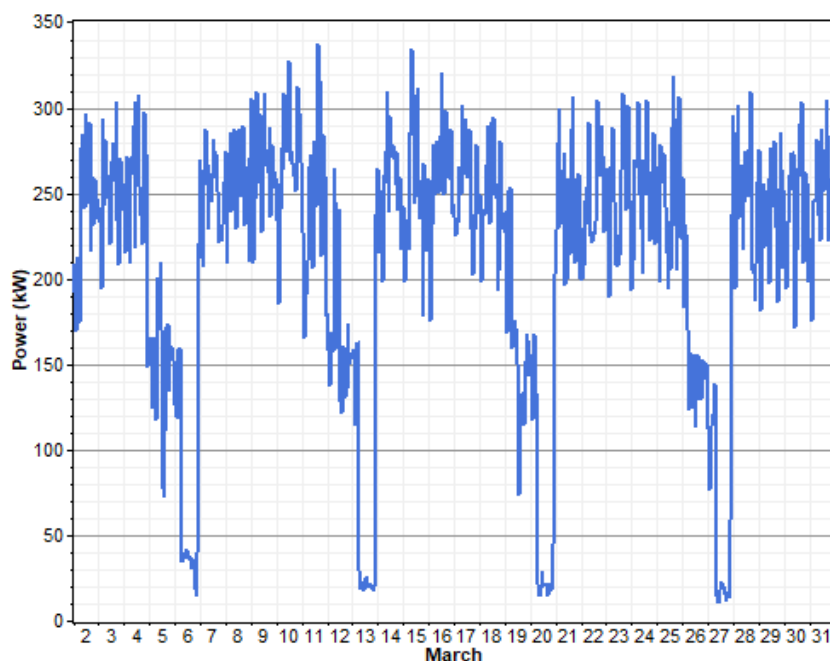


Figura 38 - Caracterização da Potência consumida ao longo de março

Através do diagrama de cargas ao longo de o mês de março podemos retirar que a unidade fabril em questão tem uma laboração intensiva durante os dias úteis. Ao sábado a laboração é muito inferior à dos dias de semana e ao domingo a unidade fabril está em *stand by* (Figura 38).

4.1.1. Tarifa Energia Elétrica

Uma vez que o sistema em estudo tem interligação com a rede elétrica, e de maneira a colmatar alguma necessidade ocasional, é necessário configurar as características de ligação à rede, nomeadamente a potência contratada e o tarifário acordado. O tarifário para aquisição de energia elétrica foi definido de acordo com a repartição horária de consumos tetra-horário aplicável a instalações fornecidas em Média Tensão (MT) e os preços de acordo com a comercializadora de energia, dado que a característica de consumo foi considerada

tarifário de longas utilizações, com o horário fixo diário e o preço de venda do excedente a rede elétrica (Figura 39).

Preço da energia ativa	Período trimestral	Período horário	€/kWh até 31 mar 2023	€/kWh após 1 abr 2023
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2277	0,2224
	Períodos I, IV	Horas cheias	0,2101	0,2048
	Períodos I, IV	Horas de vazio normal	0,1708	0,1656
	Períodos I, IV	Horas de super vazio	0,1461	0,1409
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2055	0,2002
	Períodos II, III	Horas cheias	0,1977	0,1924
	Períodos II, III	Horas de vazio normal	0,1650	0,1598
	Períodos II, III	Horas de super vazio	0,1574	0,1522

Figura 39 - Preço da energia ativa adquirida à rede [39]

O software HOMER só possibilita a definição dos períodos do tarifário sob uma base horária, havendo a necessidade de proceder a uma alteração dos horários dos períodos de cheia e de ponta no horário legal de verão relativamente ao apresentado acima. O período de ponta ocorre entre as 10h e as 13h e entre as 21h e as 22h, quando estava previsto ocorrer entre 10h30 e as 13h e entre as 20h30 e as 22h. Esta modificação implica a alteração do período de cheia que estava previsto ocorrer entre as 9h e as 10h30 e entre as 13h e as 20h30, para períodos compreendidos entre as 9h e as 10h e entre as 13h e as 21h. (Figura 40).

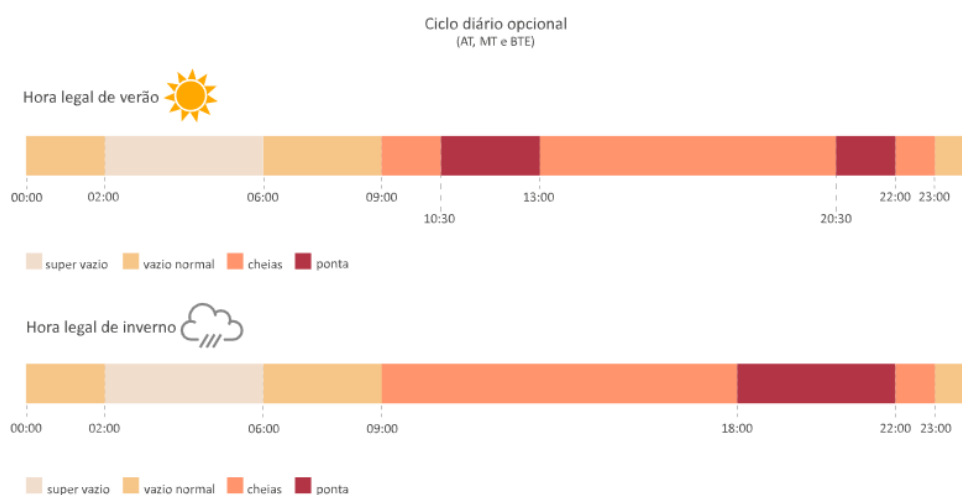


Figura 40 - Períodos Horários regulados [39]

Ao abrigo do novo Decreto-lei nº15/2022, só fica previsto a possibilidade de acesso de venda a melhor oferta no mercado, não é definido um valor fixo, mas depois existe encargos de transporte pela utilização da RESP para a distribuição da energia, não é ainda muito claro o valor que é atribuído pela venda do excedente [38].

O preço considerado de venda para o excedente foi estimado em 0,01€/kWh, porque de acordo com o decreto-lei nº153/2014, o preço de venda era fixo em 90% abaixo do preço de venda no Mercado Ibérico de Eletricidade (Mibel). Ppara efeitos deste estudo assume-se que o preço de mercado ronda entre 0,04 e 0,05 €/kWh [39].

Postas estas condicionantes e aplicadas no software HOMER é considerada a possibilidade de não ser necessário fornecer energia à instalação a partir da rede externa. Foi implementada uma análise de sensibilidades às variações de preço de aquisição de energia à RESP de 2,5% e 5% de crescimento (Figura 41).

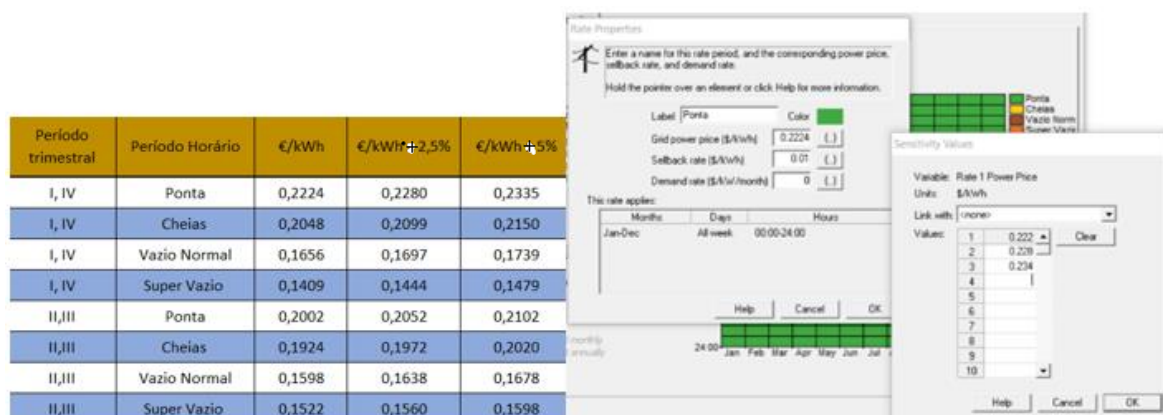


Figura 41 - Implementação da análise de sensibilidades

4.1.2. Caracterização da Localização

Tendo em conta a localização geográfica das instalações da empresa apenas se consideraram duas fontes de energia, a solar e a eólica, para o estudo em questão. Estas duas fontes de energia são as que se encontram mais desenvolvidas e as que se encontram disponíveis na envolvência das instalações da empresa.

Deste modo, e com recurso à plataforma *PVGIS* disponibilizada pelo portal *JRC Europe*, obtém-se dados do local como a temperatura, irradiação solar e a velocidade do vento a ter em consideração no estudo em questão. Os dados retirados são referentes a 8760 amostras, ou seja, uma amostra por hora num ano completo (Figura 42).

IMPLEMENTAÇÃO DE SOLUÇÕES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EM AMBIENTE INDUSTRIAL

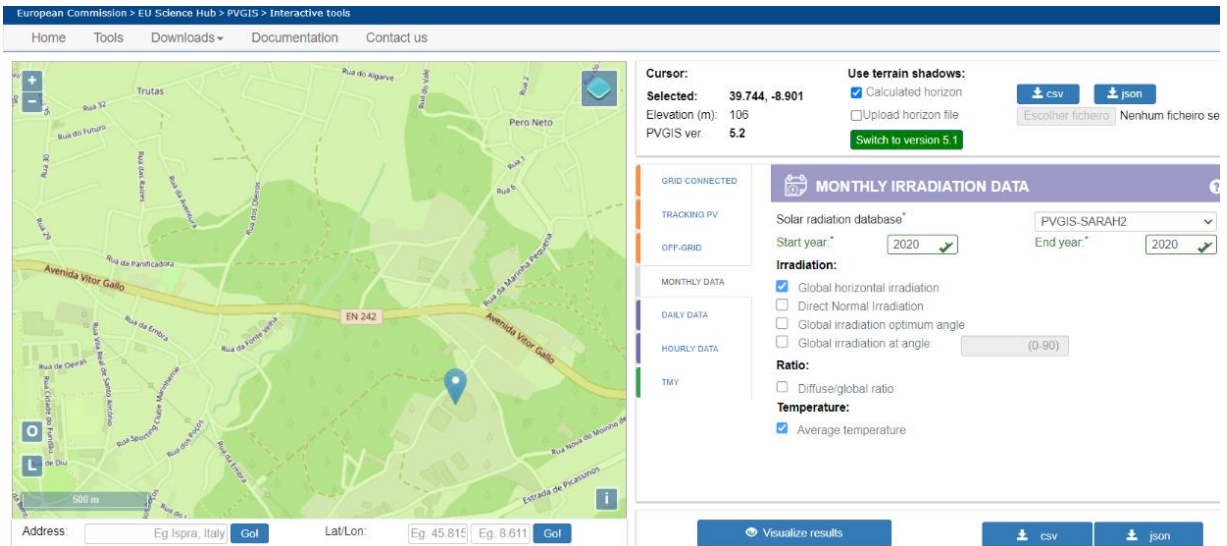


Figura 42 - Obtenção da irradiação do local em estudo

4.1.3. Recurso Solar

Ao se considerar a utilização de um sistema fotovoltaico vai ser influenciado diretamente por dois parâmetros externos, a temperatura e a irradiação solar. Parâmetros estes possíveis de importar diretamente para o software HOMER que vão influenciar a solução ótima (Figura 43).

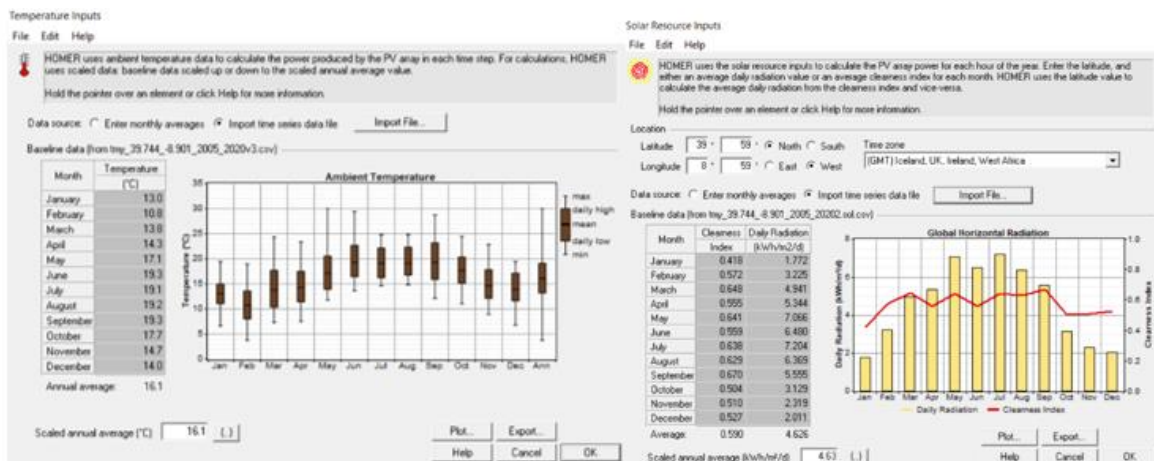


Figura 43 - Inputs Temperatura e irradiação solar

Pode observar-se na figura acima, que após o tratamento dos dados retirados da plataforma PVGIS e conseqüentemente introdução dos mesmos no software HOMER. Onde na imagem do lado esquerdo se pode observar a variação da temperatura com esta a situar-se numa temperatura média anual de 16,1°C. Já no lado direito da imagem visualiza-se a variação da irradiação solar ao longo do ano, tendo mais significado entre os meses de maio

e setembro, primeiro devido ao facto de ser ter um maior número de horas de irradiação e o outro facto deve-se ao clima ser mais favorável. A média anual situa-se em 4,63 kWh/m²/d (Figura 43).

4.1.4. Recurso Eólico

Os dados da velocidade do vento do local das instalações foram obtidos da plataforma PVGIS, que posteriormente foram tratados e importados para o software HOMER.

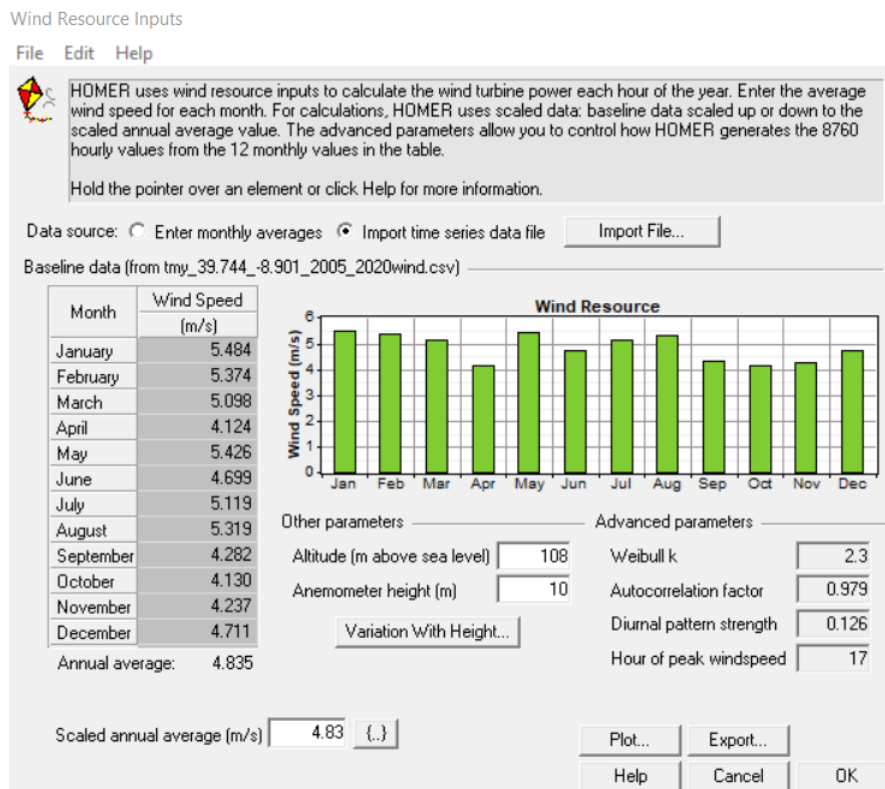


Figura 44 - Inputs Velocidade Vento

Ao se importar os dados para o software HOMER introduziu-se a altitude das instalações em relação ao nível médio do mar, 108m, e a altitude a que se encontra o anemómetro na medição dos valores de velocidade do vento no valor de 10m. Posto isto tem-se o gráfico da velocidade média ao longo dos meses do ano, sendo os valores ao longo do ano muito constantes e ficando a média em 4,8 m/s (Figura 44).

4.1.5. Definição do Sistema Gerador PV

A caracterização do sistema gerador a partir dos módulos fotovoltaicos, que neste caso se realizou com a seleção do módulo que será usado na solução final que tem uma potência de 300Wp.

Para começar a definir o gerador PV é necessário definir as várias potências a serem analisadas, o preço de instalação, a durabilidade do projeto e considerar os efeitos de temperatura no rendimento das células que é influenciado pela variação da temperatura ambiente. Todos os dados relativos ao módulo foram retirados da ficha técnica do mesmo (Anexo1) [40] (Figura 45).

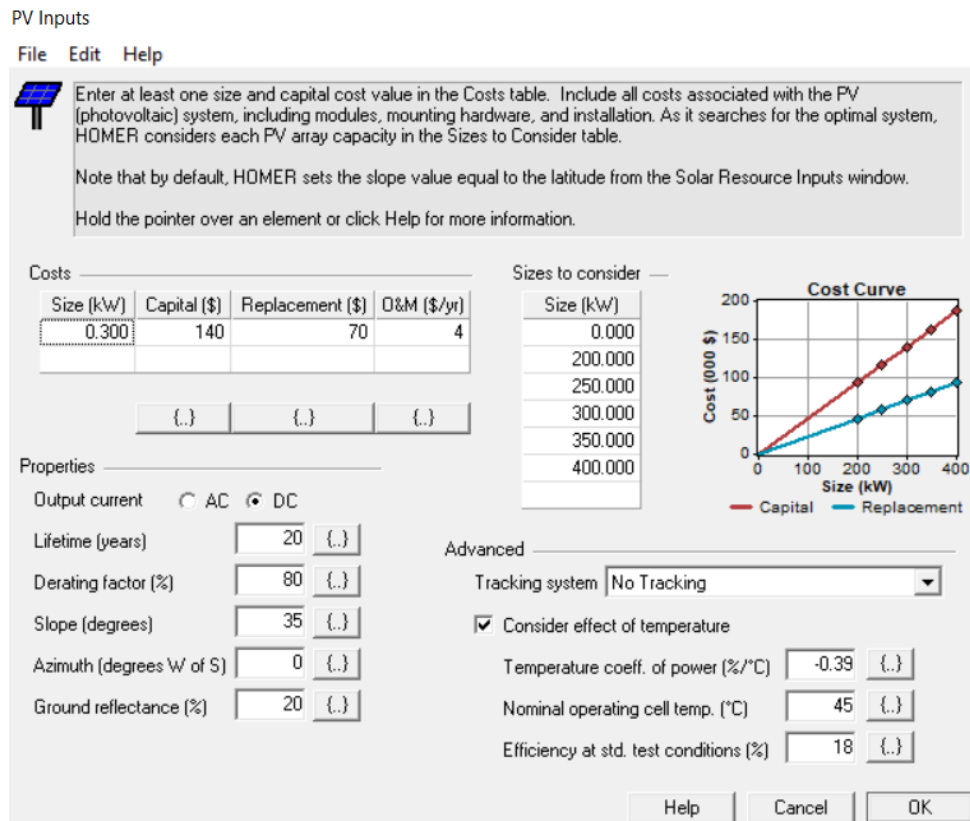


Figura 45 - Caracterização dos módulos PV

Em concordância com a imagem acima tem-se a vida útil do painel em 20 anos, com uma inclinação de 35° para uma maior otimização do sistema em questão. Este painel tem um custo de 0,202 €/Wp segundo fonte Enfsolar (Figura 45).

4.1.6. Definição Sistema Gerador Eólico

Para testar o aproveitamento da energia eólica foi utilizado o software HOMER que possui uma lista de aerogeradores. Para esta seleção teve-se em consideração o valor da velocidade do vento do local, que ao ser na ordem dos 5 m/s limita a escolha ótima. Deste modo, a escolha recaiu sobre o *Energie PGE25* de 25kW de corrente alternada e a uma altura de 35 metros. Considerou-se para a implementação e substituição um custo de 5000€/kW e o custo de manutenção na ordem dos 5% do valor de implementação (Anexo 3) (Figura 46).

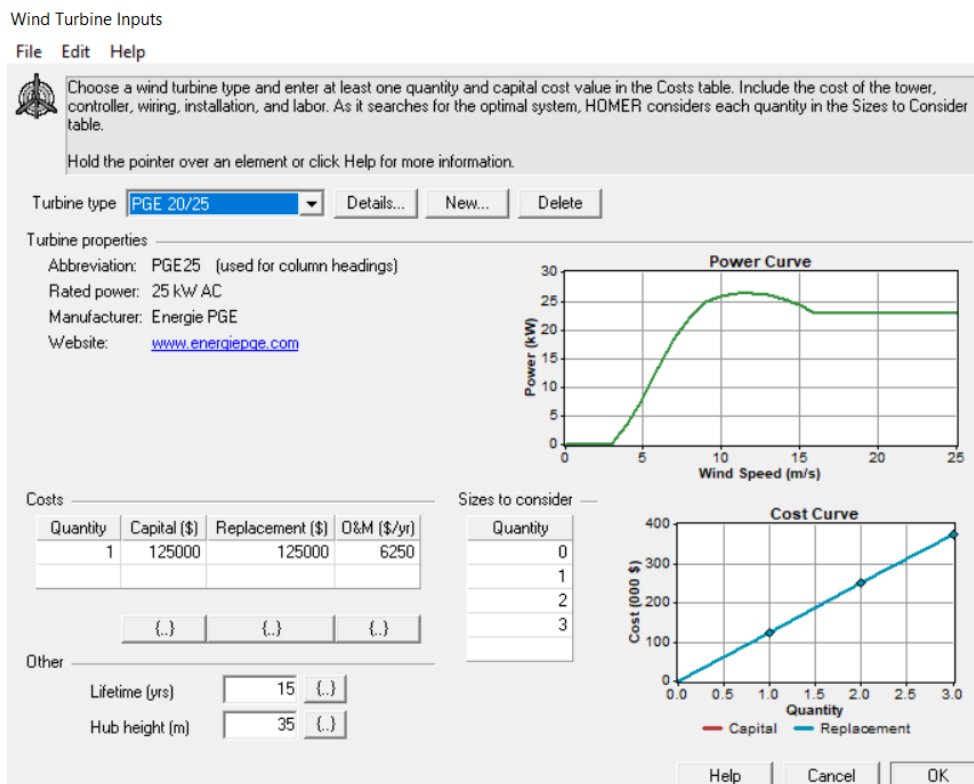


Figura 46 - Caracterização do aerogerador

4.1.7. Definição do Inversor PV

Os dados do inversor PV foram implementados segundo informação retirada no site Enfsolar (Anexo2) [41].

Para a otimização do modelo foi considerado valores entre 200 e 400 kW para a capacidade do inversor. A escolha do valor 249kW deve-se ao facto de as instalações de autoconsumo superiores a 250kW terem de ser dotadas de uma proteção homopolar a variar com um custo de aplicação na ordem dos 8000€ (Figura 47).

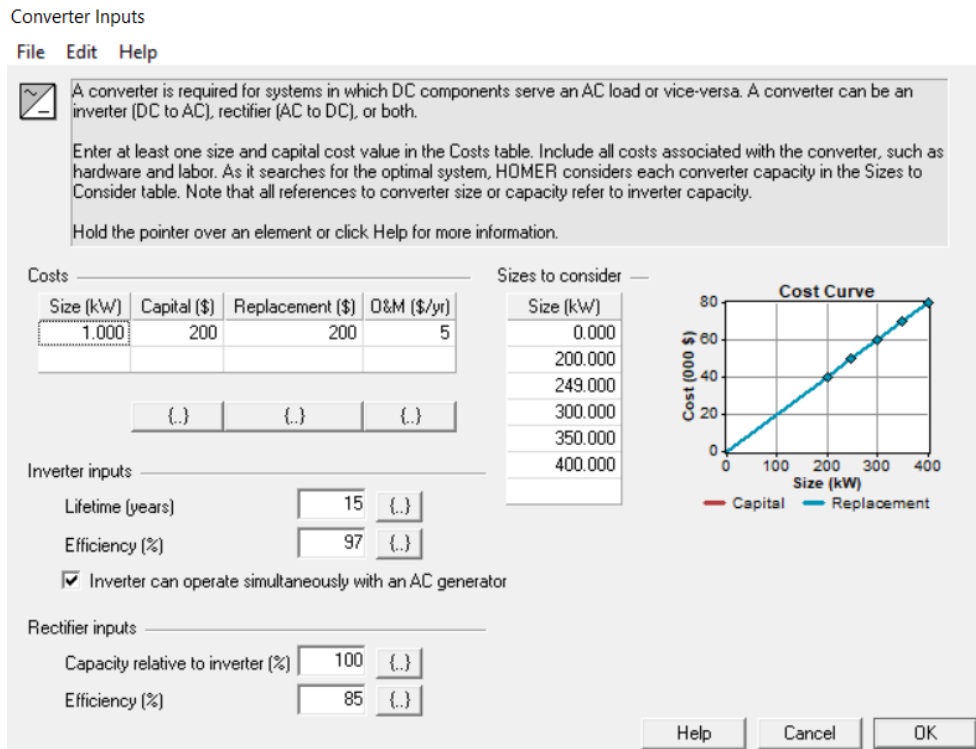


Figura 47 - Caracterização do conversor

4.1.8. Definição do sistema de armazenamento

Para a implementação do sistema de armazenamento foi considerada a bateria Trojan T-105, com um custo de 200€/unidade (Anexo 4) [42].

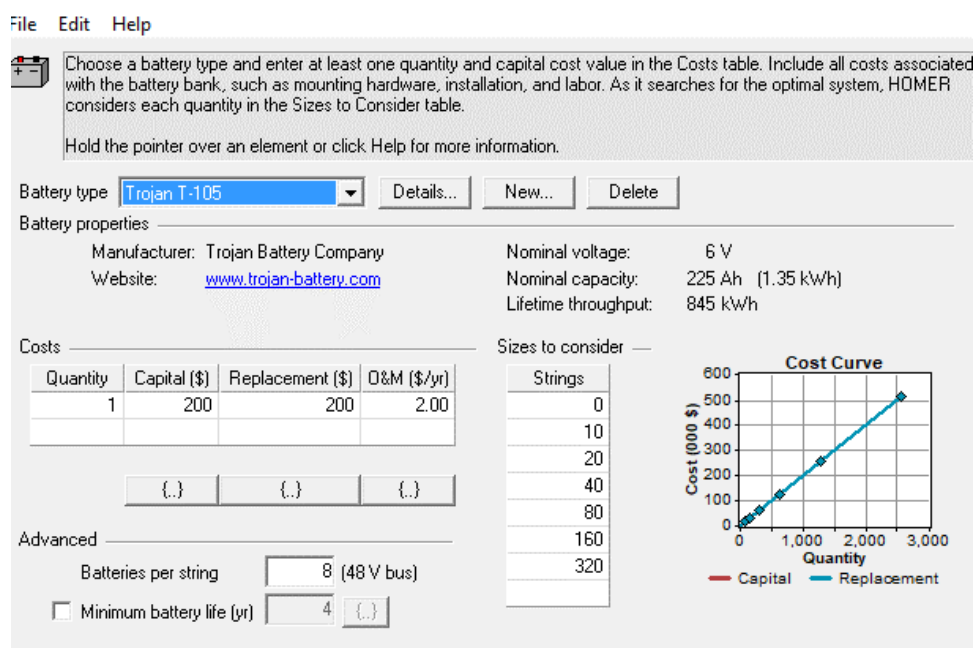


Figura 48 - Definição do sistema de armazenamento

4.1.9. Outras definições

Para concluir a caracterização do sistema no software HOMER foram implementadas outras definições, as quais são descritas abaixo:

- Taxa de atualização anual do investimento de 6% ano;
- O projeto será planejado com uma vida útil de 20 anos.

4.1.10. Resumo dos constituintes e das condições

Para a simulação no software HOMER foram detalhados os seguintes constituintes (Figura 49):

- **Sistema fotovoltaico:** 4 Potências diferentes do total da potência dos Painéis fotovoltaicos (0, 249, 300, 350 e 400 kW), com respectivos valores de potências em teste no conversor DC/AC.
- **Sistema eólico:** 1 Turbina com variação de 0 a um máximo de 3 unidades (devido à limitação de espaço para a sua instalação).
- **Sistema ligado à rede elétrica:** Existência de uma ligação em MT, sendo a potência contratada de 400kW, com variação do custo da energia com uma valorização de 2,5% e 5%.

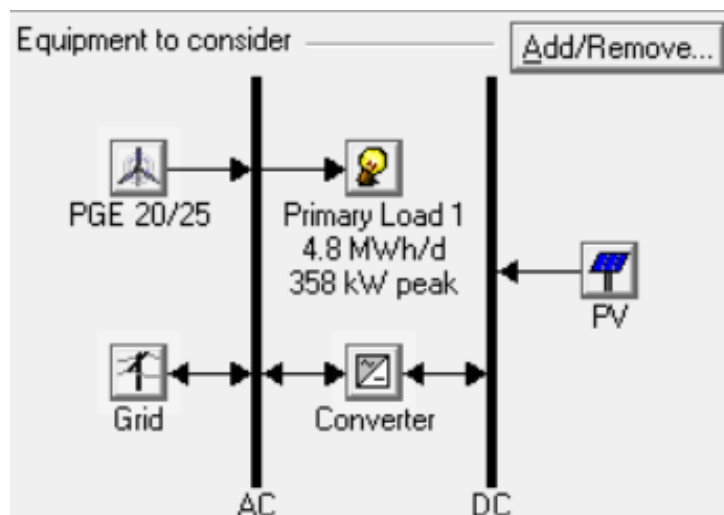


Figura 49 - Sistema considerado para o dimensionamento

4.1.11. Resultados da Simulação

Os resultados da simulação efetuada no software HOMER são apresentados na Figura 50.




















									
PV (kW)	PGE25	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	
  	400	249	400	\$ 219,497	241,185	\$ 3,302,645	0.148	0.32	
   	400	1	249	400	\$ 344,497	235,123	\$ 3,350,161	0.150	0.36
			400	\$ 0	319,207	\$ 4,080,535	0.183	0.00	
 		1	400	\$ 125,000	310,810	\$ 4,098,193	0.184	0.06	

Figura 50 - Resultados da primeira simulação

Deste modo, a simulação no software HOMER fornece a solução ótima para as definições propostas é composta por um gerador PV com uma potência 400 kWp com um conversor de 249kW, sem nenhum aerogerador. Deste modo permite a fração renovável é de 32% e o custo total no horizonte do projeto é inferior em relação a todas as outras hipóteses. Além do mais, esta solução é bastante interessante economicamente, pois ao possuir um inversor inferior a 250 kW não necessita, por lei, da proteção homopolar.

A segunda melhor solução inclui a mesma predisposição que a solução ótima, mas é acrescentado um aerogerador o que permite ter uma fração renovável de 36%. Esta solução tem um custo total, no horizonte do projeto, superior à solução ótima em aproximadamente 50.000€ (Figura 51).

**IMPLEMENTAÇÃO DE SOLUÇÕES DE AUTOCONSUMO
FOTOVOLTAICO EM AMBIENTE INDUSTRIAL**

				PV (kW)	PGE25	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				400		249	400	\$ 219,497	241,185	\$ 3,302,645	0.148	0.32
				400		300	400	\$ 229,697	240,725	\$ 3,306,964	0.148	0.32
				400		350	400	\$ 239,697	241,240	\$ 3,323,556	0.149	0.32
				400		400	400	\$ 249,697	241,756	\$ 3,340,148	0.150	0.32
				400	1	249	400	\$ 344,497	235,123	\$ 3,350,161	0.150	0.36
				400	1	300	400	\$ 354,697	234,900	\$ 3,357,507	0.150	0.37
				400		200	400	\$ 209,697	246,511	\$ 3,360,930	0.151	0.31
				400	1	350	400	\$ 364,697	235,416	\$ 3,374,098	0.151	0.37
				350		249	400	\$ 198,285	248,587	\$ 3,376,063	0.151	0.28
				400	1	400	400	\$ 374,697	235,931	\$ 3,390,690	0.152	0.37
				350		300	400	\$ 208,485	249,094	\$ 3,392,749	0.152	0.28
				350		200	400	\$ 188,485	251,098	\$ 3,398,362	0.152	0.28
				400	1	200	400	\$ 334,697	240,033	\$ 3,403,123	0.152	0.36
				350		350	400	\$ 218,485	249,610	\$ 3,409,341	0.153	0.28
				400	2	249	400	\$ 469,497	230,090	\$ 3,410,815	0.153	0.41
				350	1	249	400	\$ 323,285	242,153	\$ 3,418,816	0.153	0.33
				400	2	300	400	\$ 479,697	230,059	\$ 3,420,623	0.153	0.41
				350		400	400	\$ 228,485	250,126	\$ 3,425,932	0.153	0.28
				350	1	300	400	\$ 333,485	242,669	\$ 3,435,606	0.154	0.33
				400	2	350	400	\$ 489,697	230,575	\$ 3,437,214	0.154	0.41
				350	1	200	400	\$ 313,485	244,516	\$ 3,439,216	0.154	0.33
				350	1	350	400	\$ 343,485	243,184	\$ 3,452,198	0.155	0.33
				400	2	400	400	\$ 499,697	231,090	\$ 3,453,806	0.155	0.41
				400	2	200	400	\$ 459,697	234,265	\$ 3,454,395	0.155	0.41
				300		200	400	\$ 167,273	257,633	\$ 3,460,690	0.155	0.24
				350	1	400	400	\$ 353,485	243,700	\$ 3,468,790	0.155	0.33
				350	2	249	400	\$ 448,285	236,602	\$ 3,472,850	0.156	0.38

Figura 51 - Soluções por categoria

Para um cenário em que se considere a combinação mais desfavorável no preço de aquisição de energia em 5%, a simulação continua a apontar para a mesma hipótese, mas com um acréscimo de aproximadamente 150.000€ no custo total do projeto no horizonte de estudo.

				PV (kW)	PGE25	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
				400		249	400	\$ 219,497	252,578	\$ 3,448,296	0.154	0.32
				400	1	249	400	\$ 344,497	245,759	\$ 3,486,126	0.156	0.36
							400	\$ 0	334,892	\$ 4,281,050	0.192	0.00
					1		400	\$ 125,000	325,614	\$ 4,287,441	0.192	0.06

Figura 52 - Solução com potencial ótimo entre sistema PV e eólico

Em relação à solução apresentada com a utilização de um aerogerador verifica-se que o contributo eólico é muito diminuto, na casa dos 4%, como é possível observar na Figura 52.

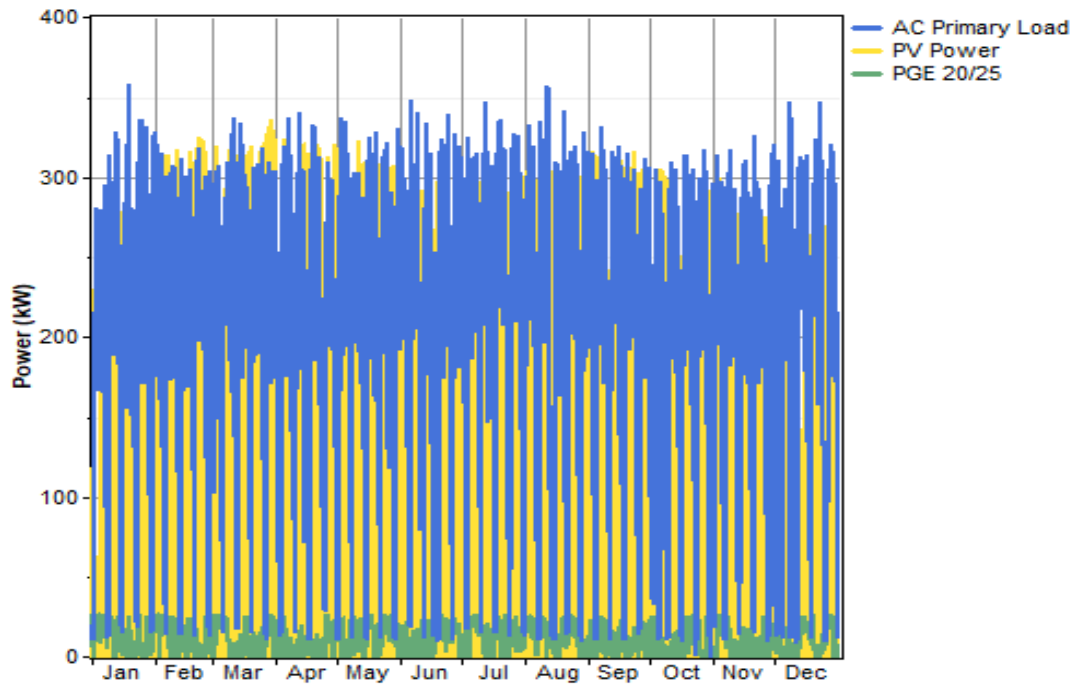


Figura 53 - Contributo mensal por tipo de fonte

Com a leitura do diagrama térmico do rácio do inversor em função da potência (Figura 53) é possível afirmar que os valores se concentram no intervalo de 216 a 288 kW mesmo tendo uma potência PV instalada de 400 kWp. A potência do conversor é da ordem dos 249 kW.

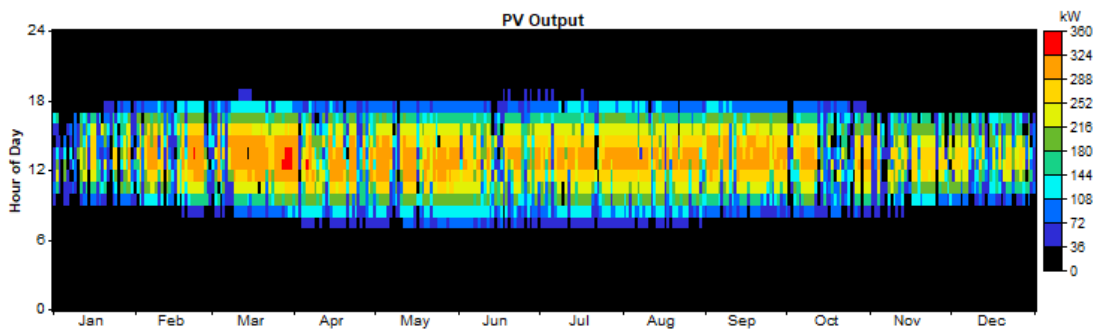


Figura 54 - Diagrama térmico do rácio de saída do inverter em função da potência

Já com a análise do diagrama térmico do rácio de saída do gerador PGE em função da potência (Figura 55), verificam-se períodos prolongados sem aproveitamento, e quando tem aproveitamento a potência gerada está localizada na gama azul que varia entre 2,7 kW e 13,5 kW. O que em termos de contributo para o diagrama de carga é diminuto, face ao investimento inicial de aquisição do equipamento, o que torna a solução não viável a utilizar neste local.

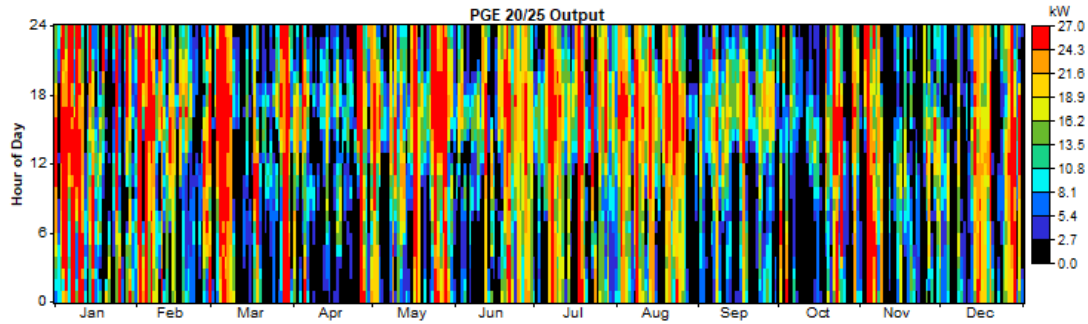


Figura 55 - Diagrama térmico do rácio de saída do gerador PGE em função da potência

4.1.12. Análise e definição da solução ótima

Com as premissas definidas anteriormente e através do software HOMER obteve-se a solução de um sistema com um gerador PV de 400kWp e um inversor de potência 249kW a fornecer parte da energia necessária para alimentar a instalação industrial. Desta solução ótima é possível analisar vários resultados retirados do software HOMER:

- A **curva de duração de carga primária** na faixa das 6000 horas de funcionamento anual a potência 190 kW (Figura 56).

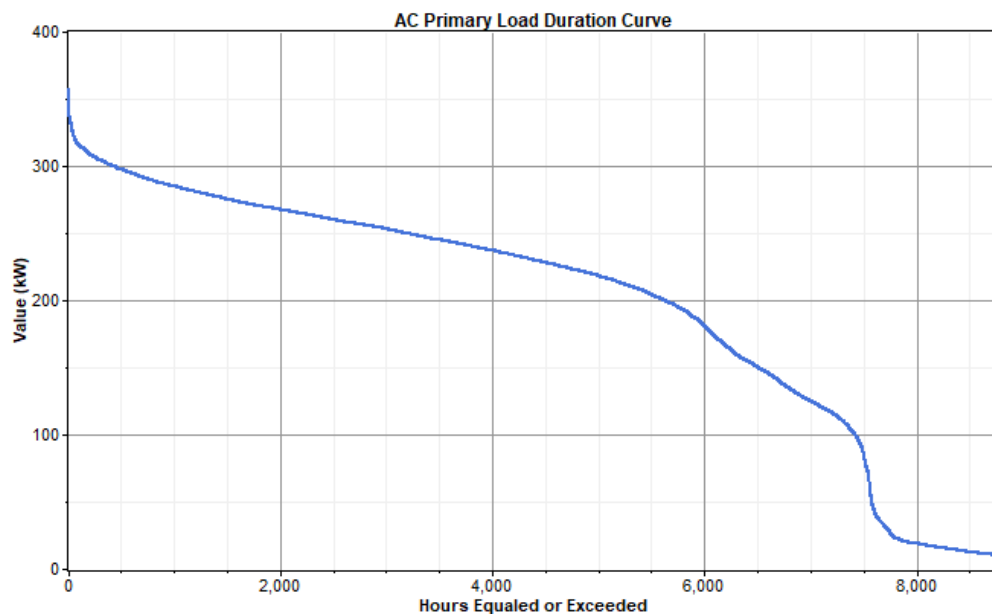


Figura 56 - Curva de duração carga primária

- A **curva de duração de carga adquirida à RESP** (Figura 56) sofre uma alteração essencialmente acima das 4000 horas em relação ao gráfico da curva de duração de carga primário. Isto deve-se ao facto do sistema PV ter um

contributo significativo no abastecimento, conseguindo inclusive um pequeno número de horas em que a instalação não necessita de adquirir energia à rede.

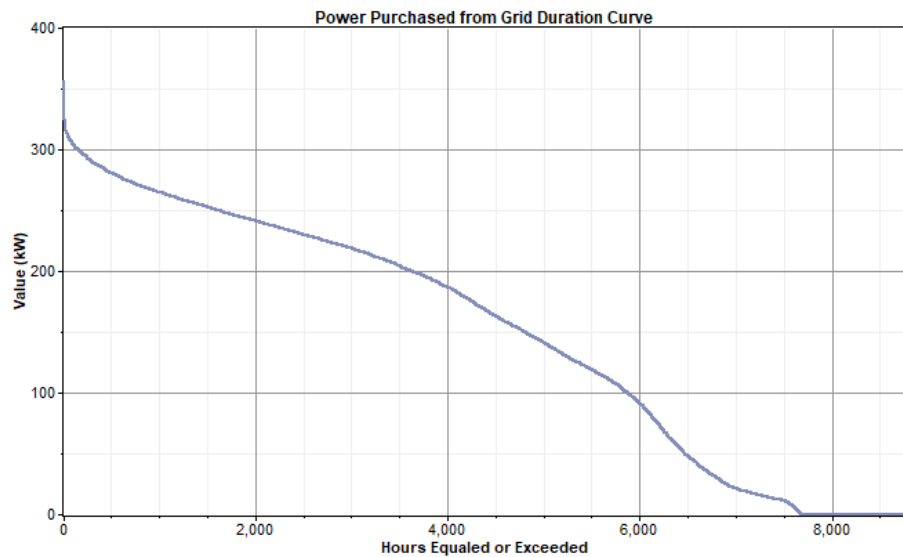


Figura 57 - Curva de duração carga adquirida à RESP

- O gráfico de dispersão que relaciona a carga com a energia à saída do inversor possui uma faixa na horizontal, ou seja, verifica-se um *cluster* de energia consumida face à incapacidade de gerar. Isto deve-se a se estar a analisar uma unidade industrial com laboração 24h/dia. Outra situação que se verifica é uma faixa vertical na banda dos 250kW do conversor que se deve ao facto de o conversor estar limitado aos 249kW, situação esta que já foi descrita anteriormente. Já a faixa vertical na banda dos 0kW da potência do conversor é relativa ao período noturno, na qual não existe produção PV (Figura 58).

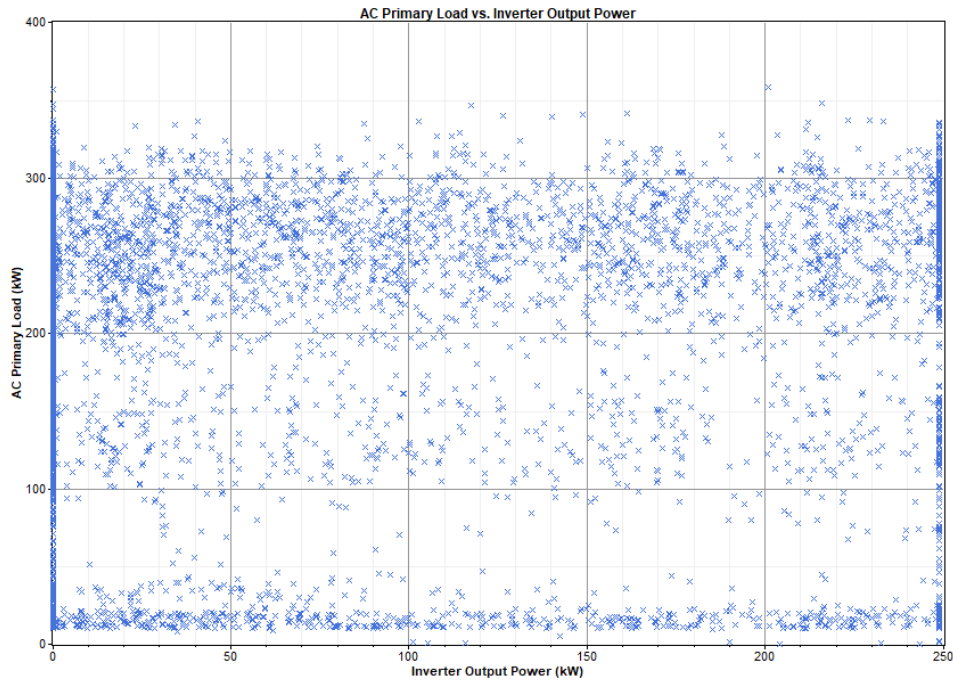


Figura 58 - Plot de dispersão carga Vs gerador PV

- A curva de duração da energia vendida tem um valor nulo perto das 1000 horas uma vez que a unidade fabril em questão não labora ao domingo e ao sábado a laboração é parcial ($52 * 24h = 1200h$). Observa-se ainda que o declive da curva de duração é bastante acentuado, levando a que a potência injetada acima dos 100 kW seja inferior a 500 horas anuais (Figura 59).

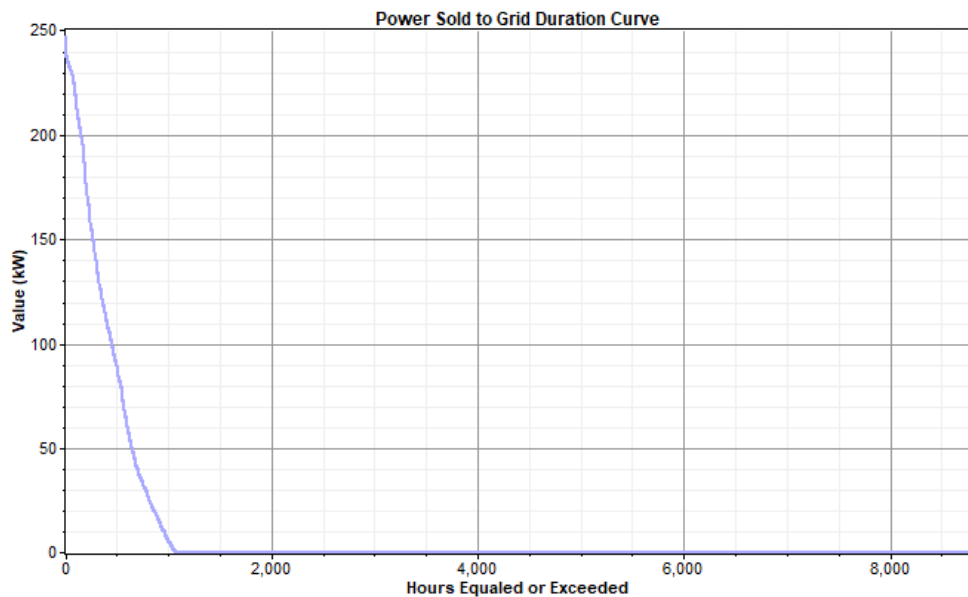


Figura 59 - Curva de duração de energia vendida

- Do gráfico de dispersão (Figura 60) que relaciona a carga com a energia injetada na rede, é possível verificar que a injeção só ocorre quando o consumo de energia reduz. É possível de observar uma faixa horizontal na banda dos 0 aos 50kW de carga que está relacionada com o facto de a indústria em análise não trabalhar ao domingo. Outra concentração de pontos está na banda dos 200 aos 250 kW de carga que se deve ao facto de ao longo do dia o consumo não ser constante pequenas quantidades de energia são injetadas na rede.

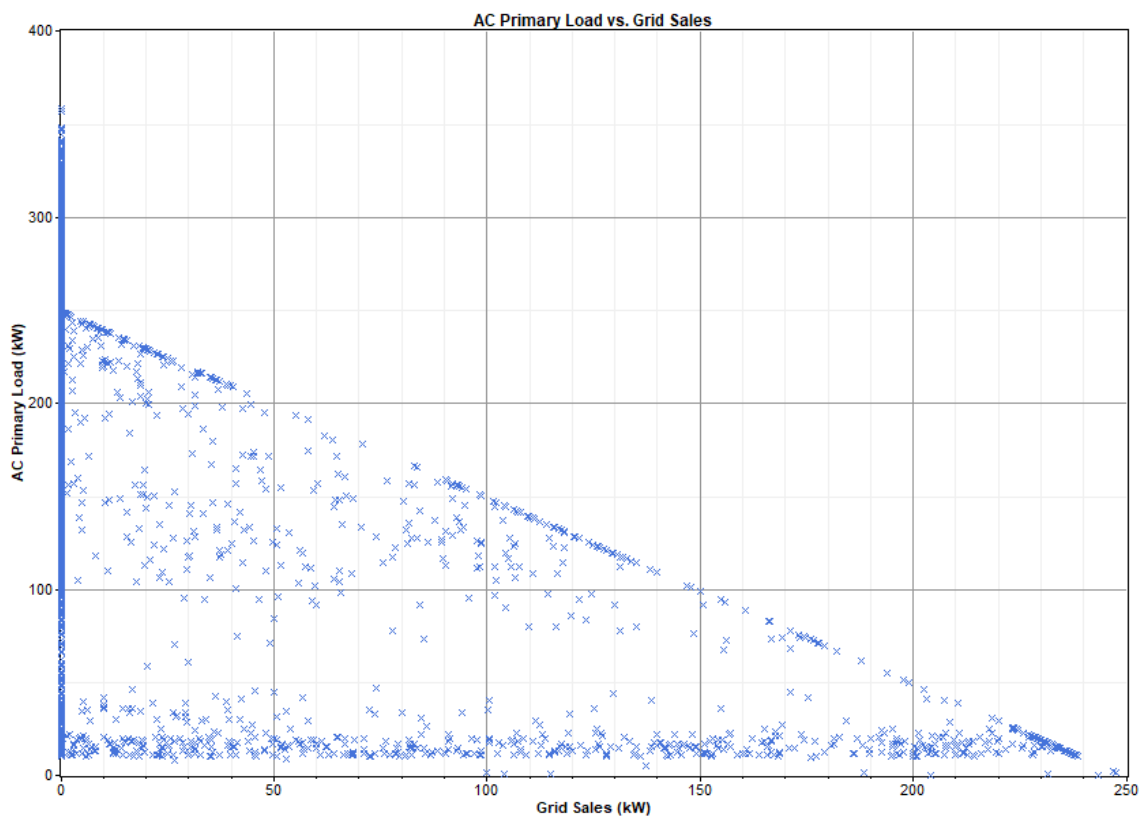


Figura 60 - Plot de dispersão carga Vs energia vendida

- O gráfico de barras correspondente à média da potência consumida em cada mês, consoante a sua origem, mostra que, retirando os meses de novembro a janeiro em que a produção fotovoltaica não ultrapassa os 50 kW.h o resto dos meses tem um resultado encorajador. Esta situação está em toda relacionada com os meses

de menor tempo de exposição solar e o clima não estar a favor das condicionantes aos PV (Figura 61).

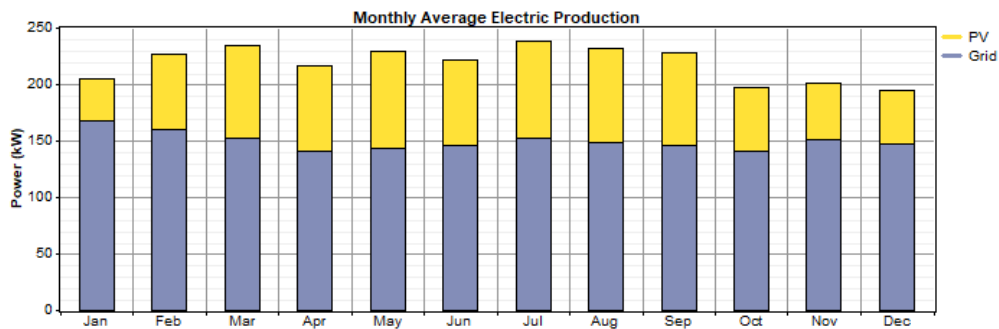


Figura 61 - Total da carga de acordo com a origem da energia

- O diagrama de cargas abaixo compara a potência gerada pelo sistema PV, a potência à saída do conversor, a potência injetada na rede e a carga primária. Observa-se que o conversor delimita muitas vezes a potência uma vez que ao se ter uma potência PV instalada nos 400kWp e a do conversor nos 249kW nas horas de pico de radiação solar vai ocorrer um excedente que não irá ser aproveitado, o que também deste modo permite que a potencia à saída do conversor seja mais constante.

Em relação à potência injetada na rede verifica-se que tem alguns picos uma vez que a unidade fabril em análise tem uma quebra na produção nos dias não úteis e durante a semana ao não ter um consumo de potência constante leva a que seja injetada alguma energia na rede (Figura 62).

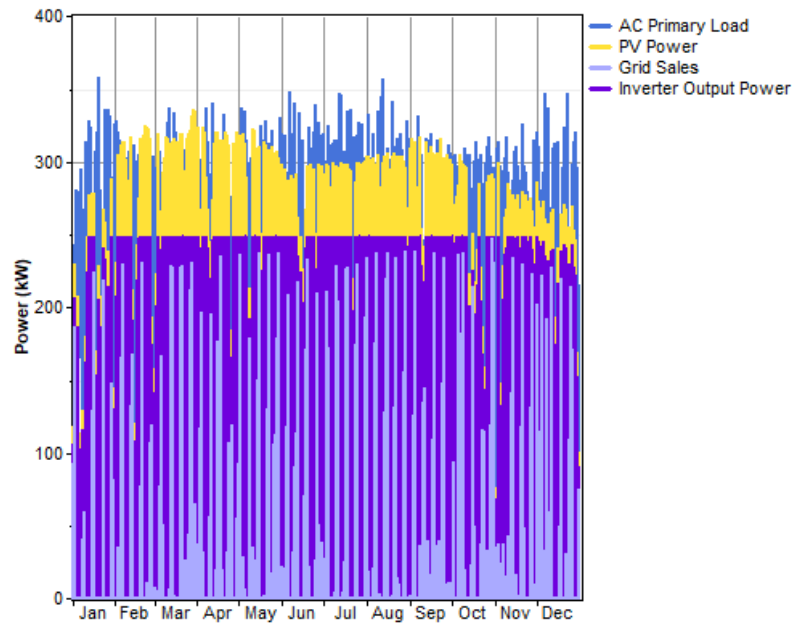


Figura 62 - Relação da carga com a energia produzida e excedente

- A figura seguinte demonstra a relação da energia de compra, e venda a rede e valores remuneratórios associados com a transação (Figura 63).

Simulation Results

System Architecture: 400 kW Grid 249 kW Rectifier
 350 kW PV
 249 kW Inverter

Total NPC: \$ 3,376,063
 Levelized COE: \$ 0.151/kWh
 Operating Cost: \$ 248,587/yr

Cost Summary | Cash Flow | Electrical | PV | Converter | Grid | Emissions | Hourly Data

Rate: All

Month	Energy	Energy	Net	Peak	Energy	Demand
	Purchased	Sold	Purchases	Demand	Charge	Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	127,256	4,188	123,068	332	23,582	0
Feb	111,084	4,905	106,179	328	20,192	0
Mar	116,790	6,762	110,028	312	21,141	0
Apr	105,203	6,307	98,897	333	18,247	0
May	110,518	9,639	100,878	337	19,054	0
Jun	109,280	6,604	102,676	324	18,940	0
Jul	118,430	9,507	108,923	347	20,426	0
Aug	114,860	9,366	105,493	357	19,815	0
Sep	108,714	7,167	101,547	331	18,702	0
Oct	107,600	7,795	99,805	314	19,728	0
Nov	111,508	4,547	106,961	321	20,580	0
Dec	112,137	6,389	105,748	347	20,574	0
Annual	1,353,380	83,177	1,270,203	357	240,981	0

XML Report HTML Report Help Close

Figura 63 - Custos energéticos

4.1.13. Simulação - Hipótese de utilização Banco de Baterias

De forma a verificar se a solução é ótima e viável com um complemento de armazenamento, implementou-se a hipótese de um sistema de armazenamento de baterias.

Com base na solução previamente identificada, foram testadas diferentes combinações de baterias.

Após várias simulações, as soluções que utilizam o banco de armazenamento na totalidade do projeto encontram-se a 100% de utilização, isto ocorria porque não havia troca de energia do banco de baterias para o sistema (Figura 64).

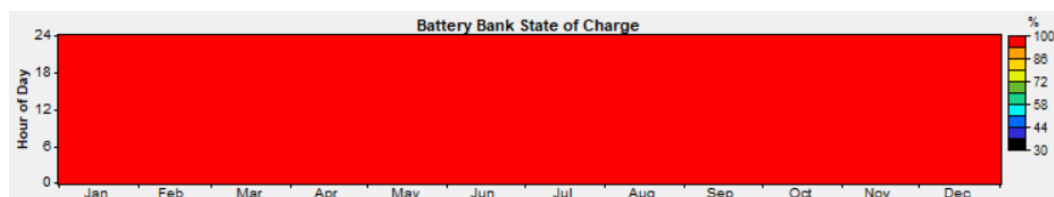


Figura 64 - Utilização do banco de baterias

A anomalia não se deve ao programa em si, mas ao elevado custo da solução proposta, cujo valor por kWh é bastante superior ao das alternativas disponíveis. Embora a solução tenha sido incluída apenas como opção a ser testada, não se prevê a sua utilização prática devido ao seu custo elevado. Deste modo, esta solução é considerada pelo HOMER como a terceira hipótese mais rentável (Figura 65).

	PV (kW)	PGE25	T-105	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
<input checked="" type="checkbox"/>	400			249	400	\$ 219,497	239,124	\$ 3,276,307	0.147	0.32
<input checked="" type="checkbox"/>	400	1		249	400	\$ 344,497	233,202	\$ 3,325,601	0.149	0.36
<input checked="" type="checkbox"/>	400		160	249	400	\$ 251,497	241,331	\$ 3,336,517	0.149	0.32
<input checked="" type="checkbox"/>	400	1	160	249	400	\$ 376,497	235,409	\$ 3,385,810	0.152	0.36
<input type="checkbox"/>					400	\$ 0	315,969	\$ 4,039,144	0.181	0.00
<input type="checkbox"/>		1			400	\$ 125,000	307,730	\$ 4,058,824	0.182	0.06
<input type="checkbox"/>			160	200	400	\$ 72,000	320,238	\$ 4,165,720	0.187	0.00
<input type="checkbox"/>		1	160	200	400	\$ 197,000	311,999	\$ 4,185,401	0.187	0.06

Figura 65 - Solução com o sistema de armazenamento

5. Conclusão

O presente trabalho teve como principal objetivo a análise da viabilidade técnico-económica da implementação de uma unidade de produção para autoconsumo fotovoltaico (UPAC) numa instalação industrial, utilizando como caso de estudo uma unidade fabril do setor da transformação de cartão. A abordagem metodológica adotada assentou numa sequência lógica de recolha e tratamento de dados reais, caracterização de recursos renováveis, definição de parâmetros técnicos, simulação computacional através do software HOMER® e análise de sensibilidade económico-financeira.

Os resultados obtidos indicam que a solução ótima, de acordo com os critérios definidos (minimização do NPC, maximização da fração renovável e cumprimento das restrições legais), corresponde à implementação de um sistema fotovoltaico com potência instalada de 400 kWp, associado a um conversor de 249 kW. Esta configuração permite atingir uma fração renovável de aproximadamente 32% e uma poupança na ordem dos 700.000€ em 20anos face ao atualmente implementado, otimizando o aproveitamento da produção solar ao longo do perfil de carga da instalação, sem ultrapassar os limites de potência que implicariam requisitos legais adicionais, nomeadamente a instalação de proteção homopolar (conforme o Decreto-Lei n.º 15/2022).

As simulações adicionais que incluíram sistemas de armazenamento e recursos eólicos demonstraram que, apesar da sua exequibilidade técnica, estas configurações não se apresentaram economicamente viáveis no contexto analisado, devido aos elevados custos de investimento e operação associados. A análise de sensibilidade, que incluiu variações nos preços da energia e parâmetros de custo, confirmou a robustez da solução fotovoltaica proposta face a incertezas de mercado.

Conclui-se que a adoção de sistemas de autoconsumo em ambiente industrial representa uma solução estratégica para a redução de custos operacionais, diminuição da pegada carbónica e incremento da eficiência energética. A metodologia adotada demonstrou-se eficaz na identificação de uma solução técnica otimizada e replicável, suportada em critérios normativos e de sustentabilidade.

Importa reforçar que os resultados apresentados são dinâmicos. Uma vez que com o evoluir da legislação (novas obrigações, incentivos ou requisitos técnicos), com as

constantes oscilações nos preços de compra de energia elétrica e nos preços de venda de excedentes, e com a contínua evolução tecnológica (menores custos de painéis fotovoltaicos, melhores desempenho de inversores ou baterias, etc.), é possível que no futuro surjam soluções alternativas com desempenho económico ou técnico diferente, podendo novas configurações vir a ser mais favoráveis.

Para trabalhos futuros, recomenda-se a integração de mecanismos de monitorização em tempo real, aplicação de estratégias de gestão ativa da carga, e avaliação do impacto de modelos emergentes como o autoconsumo coletivo e comunidades de energia renovável (CER), que poderão potenciar novos ganhos de eficiência e flexibilidade operacional.

6. Referências Bibliográficas

[1] EEA, «Climate». Acedido: 20 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.eea.europa.eu/en/topics/at-a-glance/climate>

[2] SOLVasto, «Instalações fotovoltaicas na indústria: moda ou fator competitivo?» [Em linha]. Disponível em: <https://solvastop.pt/instalacoes-fotovoltaicas-industria/>

[3] Mr. Electric, «The History of Electricity | History of Electricity Timeline». Acedido: 24 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://mrelectric.com/blog/the-history-of-electricity-history-of-electricity-timeline>

[4] Fundação Portuguesa das Comunicações, «Thomas Edison, o criador da lâmpada incandescente». Acedido: 25 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.fpc.pt/pt/thomas-edison-o-criador-da-lampada-incandescente/>

[5] Iberdrola, S.A., «HISTÓRIA DA ELECTRICIDADE». Acedido: 25 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/historia-eletricidade>

[6] EMBER, «Global Electricity Review 2023 - April 2023».

[7] EMBER, «Global Electricity Review 2022». março de 2022.

[8] D. Observatório da Energia, «ENERGIA EM NÚMEROS - EDIÇÃO 2023». 26 de junho de 2023.

[9] APREN, «Evolução da Potência Instalada em Portugal». Acedido: 10 de setembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia>

[10] Copernicus Climate Change Service/ECMWF, «Surface air temperature for May 2023». Acedido: 21 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://climate.copernicus.eu/surface-air-temperature-may-2023>

[11] Parlamento Europeu, «Emissões de gases com efeito de estufa por país e setor (Infografia)». Acedido: 28 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.europarl.europa.eu/news/pt/headlines/society/20180301STO98928/emissoes-de-gases-com-efeito-de-estufa-por-pais-e-setor-infografia>

[12] «Protocolo de Quioto». Acedido: 27 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://goldenergy.pt/glossario/protocolo-quioto/>

[13] Britannica, «Solar energy». Acedido: 10 de setembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.britannica.com/science/solar-energy>

[14] «Breve história da energia solar». Acedido: 30 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: <http://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>

[15] Karsten Neumeister, «A Brief History of Solar Energy». Acedido: 30 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.ecowatch.com/solar/solar-history>

[16] Institute for Energy Conversion, «History Institute of Energy Conversion». Acedido: 30 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://iec1.udel.edu/about/history/>

[17] «Quais são os tipos de células fotovoltaicas?» Acedido: 30 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.evosolar.com.br/post/quais-sao-os-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-parte-1>

[18] Eco Green Energy, «Solar Cells – Standard VS PERC». Acedido: 3 de setembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.eco-greenenergy.com/solar-cells-standard-vs-perc/>

[19] Zhejiang Dongshuo Novo Energia Co, Ltd, «Tecnologia Half Cut (Cell) Para Design E Fabricação De Painéis Solares». Acedido: 6 de setembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://pt.dsisolar.com/info/half-cut-technology-for-solar-panel-design-and-34970042.html>

[20] Opus Solar, «Conheça o processo de fabricação dos Painéis Solares». [Em linha]. Disponível em: <https://opussolar.com.br/conheca-o-processo-de-fabricacao-dos-paineis-solares/>

[21] Solar Inove, «Eficiência do painel solar». Acedido: 7 de setembro de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://blog.solarinove.com.br/eficiencia-do-painel-solar/>

[22] Ch. Kalpana, Ch. Sai Babu, J. Surya Kumari, «Design and Implementation of different MPPT Algorithms for PV System», *Int. J. Sci. Eng. Technol. Res.*, vol. 2, n.º 10, out. 2013.

[23] Alexia Cooper, «Do Solar Panels Lose Efficiency Over Time?» Acedido: 30 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://bellelectricalsystems.com/blog/do-solar-panels-lose-efficiency-over-time>

[24] C. Monteiro, «Energia Solar Fotovoltaica»,

[25] T. K. Samer Alsadi, «Photovoltaic Power Systems Optimization Research Status: A Review of Criteria, Constrains, Models, Techniques, and Software Tools», out. 2018.

[26] PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM, «Country and regional maps». Acedido: 20 de agosto de 2023. [Em linha]. Disponível em: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html#!

[27] PORDATA, «Consumo de energia PORDATA». Acedido: 10 de julho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://www.pordata.pt/portugal/consumo+de+energia+eletrica+total+e+por+tipo+de+consumo-1124>

[28] REN, «Evolução do consumo energia 2022». [Em linha]. Disponível em: <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/evolucao-do-consumo/?date=2022-12-31>

[29] DGEG, «Autoconsumo e CER». [Em linha]. Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-descentralizada-autoconsumo-e-upp-mp-mn/autoconsumo-e-cer/3-enquadramento-legal/?utmcom>

[30] M. Leitão, «Portugal acelera energias renováveis e soluções de armazenamento». 6 de dezembro de 2024. Acedido: 20 de janeiro de 2025. [Em linha]. Disponível em: <https://www.mlgs.pt/pt/conhecimento/legal-alerts/Legal-Alert-Portugal-acelera-energias-renovaveis-e-solucoes-de-armazenamento/25644/?utm.com>

[31] Sun Photonics, «ROOF TOP SOLAR PV SOLUTION». Acedido: 5 de julho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://sun-photonics.com/roof-top-solar-pv-solution>

[32] «Sandia National Laboratories PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC)». [Em linha]. Disponível em: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/plane-of-array-poa-irradiance/>

[33] Sunanda Sinha, S. S. Chandel, «Review of software tools for hybrid renewable energy systems».

[34] N. B. Hoarcă Cristian e Bădită Alexandru, «Design of hybrid power systems using HOMER simulator for different renewable energy sources», 07 2017.

[35] S. Bahramara, M.Parsa Moghaddam, M.R. Haghifam, «Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review», mai. 2016.

[36] «HOMER Pro 3.11». Acedido: 10 de julho de 2023. [Em linha]. Disponível em:

https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/how_homer_calculates_the_pv_array_power_output.html

[37] IEA-PVPS, «Trends in Photovoltaic Applications. International Energy Agency.» 2020.

[38] *Decreto-Lei nº 162/2019.*

[39] *Decreto-Lei nº 153/2014.*

[40] «Enfsolar PV». Acedido: 20 de junho de 2023. [Em linha]. Disponível em:

https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/39171?utm_source=ENF&utm_medium=panel_profile&utm_campaign=enquiry_company_directory&utm_content=3358

[41] «Enfsolar Converter». Acedido: 20 de junho de 2023. [Em linha]. Disponível em:

https://www.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/15603?utm_source=ENF&utm_medium=inverter_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=145402

[42] Solarimpact, «Solarimpact». Acedido: 20 de junho de 2023. [Em linha]. Disponível em: <https://loja.solarimpact.pt/bateria-trojan-t-105-1>

Anexos

- Anexo 1 - Datasheet PV



290 - 315 Wp

www.axitecsolar.com

AXITEC
high quality german solar brand

AXIpremium

60 cell monocrystalline
High performance solar module

The advantages:

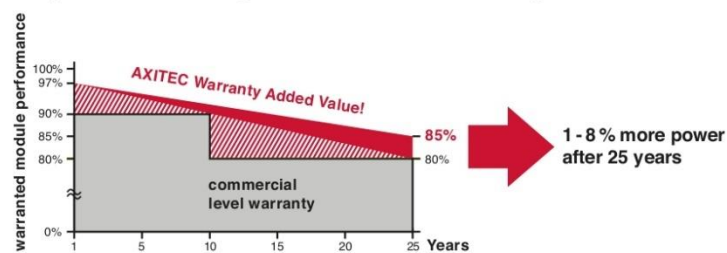
- 15** Years 15 years manufacturer's warranty
- P-Max** Highest performance due to specifically selected technologies and materials
- + Wp** Guaranteed positive power tolerance from 0-5 Wp by individual measurement
- 5.400 Pa** Maximum 5400 Pa snow load
- 100%** 100% electroluminescence inspection
- Soft Grip** High stability due to AXITEC-Soft-Grip-Seam aluminium frame construction
- IP 68** High quality junction box and connector systems



Fig. similar 60MEN190B05A

Exclusive linear AXITEC high performance guarantee!

- 15 years manufacturer's guarantee on 90% of the nominal performance
- 25 years manufacturer's guarantee on 85% of the nominal performance



www.axitecsolar.com

AXITEC
high quality german solar brand



AXIpremium 290 - 315 Wp

Electrical data (at standard conditions (STC) irradiance 1000 watt/m², spectrum AM 1,5 at a cell temperature of 25°C)

Type	Nominal output P _{mpp}	Nominal voltage U _{mpp}	Nominal current I _{mpp}	Short circuit current I _{sc}	Open circuit voltage U _{oc}	Module conversion efficiency
AC-290M/60S	290 Wp	32,01 V	9,06 A	9,54 A	39,42 V	17,72 %
AC-295M/60S	295 Wp	32,25 V	9,15 A	9,67 A	39,56 V	18,02 %
AC-300M/60S	300 Wp	32,37 V	9,27 A	9,74 A	39,72 V	18,33 %
AC-305M/60S	305 Wp	32,41 V	9,42 A	9,83 A	39,81 V	18,63 %
AC-310M/60S	310 Wp	32,51 V	9,54 A	9,94 A	39,94 V	18,94 %
AC-315M/60S	315 Wp	32,79 V	9,61 A	10,03 A	40,16 V	19,24 %

Design

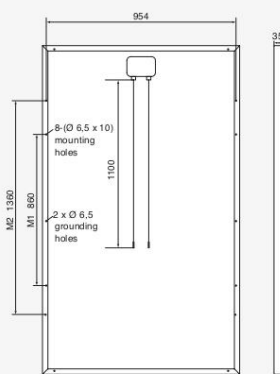
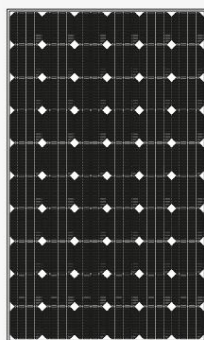
Frontside	3,2 mm hardened, low-reflection white glass
Cells	60 monocrystalline high efficiency cells
Backside	Composite film
Frame	35 mm silver aluminium frame

Mechanical data

L x W x H	1650 x 992 x 35 mm
Weight	18,1 kg with frame

Power connection

Socket	Protection Class IP68 (3 bypass diodes)
Wire	approx. 1,1 m, 4 mm ²
Plug-in system	Plug/socket IP68



All dimensions in mm

Limit values

System voltage	1000 VDC
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/-2K
Max. load-carrying capacity	5400 N/m ²
Reverse current feed IR	20,0 A
Permissible operating temperature	-40°C to 85°C / -40F to 185F

(No external voltages greater than U_{oc} may be applied to the module)

* NOCT, irradiance 800 W/m², AM 1,5; wind speed 1 m/s; Temperature 20°C

Temperature coefficients

Voltage U _{oc}	-0,29 %/K
Current I _{sc}	0,04 %/K
Output P _{mpp}	-0,39 %/K

Low-light performance

 (Example for AC-300M/60S)

I-U characteristic curve	Current I _{pp}	Voltage U _{pp}
200 W/m ²	2,15 A	30,17 V
400 W/m ²	3,71 A	31,20 V
600 W/m ²	6,05 A	31,81 V
800 W/m ²	7,57 A	32,10 V
1000 W/m ²	9,27 A	32,37 V

Packaging

Module pieces per pallet	30
Module pieces per HC-container	840

Technical data are subject to change without prior notice, errors excepted.

The measurement tolerances are +/-3%

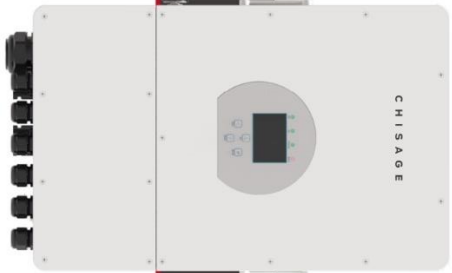
• Anexo 2 - Datasheet Inversor

CHISAGE ESS

www.chisage.com

Three Phase Hybrid Inverter

CE-3P6/8/10/12K1G-LE-EU



Product Features

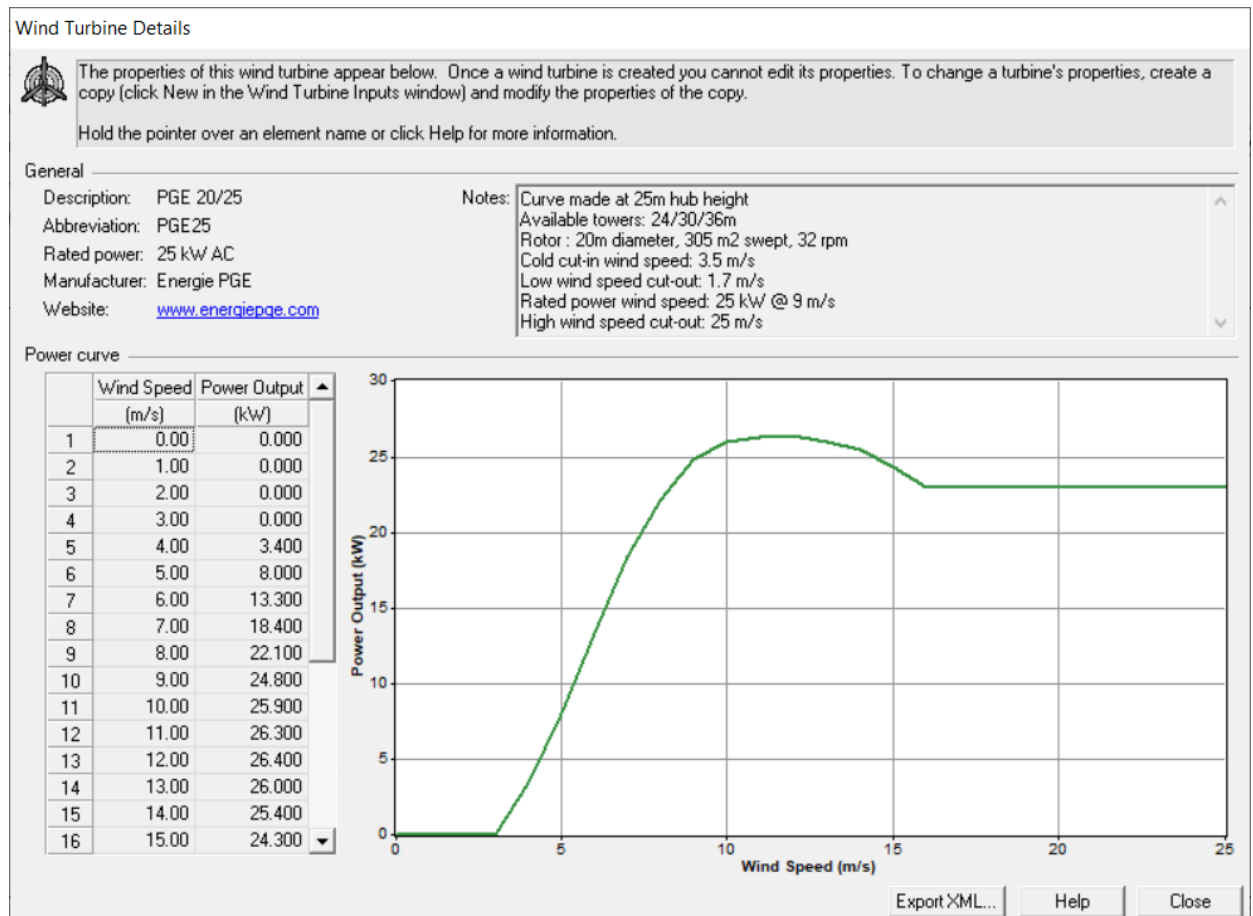
- Colorful touch LCD, IP65 protection degree
- Max. 10 pcs parallel for on-grid and off-grid operation
- 6 time periods for battery charge/discharge
- DC couple and AC couple to retrofit existing solar system
- Max. charge/discharge current up to 240A
- Support storing energy from diesel generator
- 100% unbalanced output, each phase max. output up to 50% rated power

P17

Technical Data

Model	CE-3P6/6G-LE-EU	CE-3P8K1G-LE-EU	CE-3P10K1G-LE-EU	CE-3P12K1G-LE-EU
Rated Input Data				
Battery Type	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4
Battery Voltage Range (V)	40-60	40-60	40-60	40-60
Max. Charge Current (A)	150	190	210	240
Max. Discharge Current (A)	150	190	210	240
Charge Curve	3 Stage/Equalization			
External Temperature Sensor	Yes			
Charging Strategy for Li-Ion Battery	Soft-Start/Stop to BMS			
PV String Input Data				
Max. DC Input Power (W)	7400	10400	13000	15600
PV Input Voltage (V)	550 (160-800)			
MPPT Range (V)	200-650			
Full Load DC Voltage Range (V)	300-650			
Starting Voltage (V)	160			
PV Input Current (A)	13-13	17-17	21-21	25-25
Max. PV Isc (A)	17-17	21-21	25-25	30-30
No. of MPPT Tracks	2			
No. of String per MPPT Track	1+1			
AC Output Data				
Rated AC Output and UPS Power (W)	6000	8000	10000	12000
Max. AC Output Power (W)	6800	8800	11000	13200
Peak Power (of grid)	7.6/7.2	12.1/11.6	15.2/14.5	18.2/17.4
AC Output Rated Current (A)	11.4/10.9	18.2/17.4	22.7/21.7	27.3/26.1
Max. AC Current (A)	11.4/10.9	18.2/17.4	22.7/21.7	27.3/26.1
Max. Continuous AC Peakthrough (A)	45			
Power Factor	0.8 leading to 0.8 lagging			
Output Frequency and Voltage (V)	50/60Hz, 220/230V, 230/240V, 240/240V, 50/60Hz			
Grid Type	Three Phase			
Current Harmonic Distortion	THD<3% (Linear Load)<1.5%			
Efficiency	97.80%			
Max. Efficiency	97.00%			
MPPPT Efficiency	99.90%			
Protection	PV Input Lightning Protection, Anti-Islanding Protection, PV String Input Reverse Polarity Protection, Resistor Detection, Resistor Current Monitoring, Line, Output Over Current Protection, Output Over Voltage Protection			
Integrated	DC Type: LiFePO4 Type-III			
Startup Protection	DC Type: LiFePO4 Type-III			
Certifications and Standards	EMC: CE, FCC, VDE, IEC, AS/NZS, IEC62109-2, IEC62109-1, IEC62109-3, IEC62109-4, IEC62109-5, IEC62109-6, IEC62109-7, IEC62109-8, IEC62109-9, IEC62109-10, IEC62109-11, IEC62109-12, IEC62109-13, IEC62109-14, IEC62109-15, IEC62109-16, IEC62109-17, IEC62109-18, IEC62109-19, IEC62109-20, IEC62109-21, IEC62109-22, IEC62109-23, IEC62109-24, IEC62109-25, IEC62109-26, IEC62109-27, IEC62109-28, IEC62109-29, IEC62109-30, IEC62109-31, IEC62109-32, IEC62109-33, IEC62109-34, IEC62109-35, IEC62109-36, IEC62109-37, IEC62109-38, IEC62109-39, IEC62109-40, IEC62109-41, IEC62109-42, IEC62109-43, IEC62109-44, IEC62109-45, IEC62109-46, IEC62109-47, IEC62109-48, IEC62109-49, IEC62109-50, IEC62109-51, IEC62109-52, IEC62109-53, IEC62109-54, IEC62109-55, IEC62109-56, IEC62109-57, IEC62109-58, IEC62109-59, IEC62109-60, IEC62109-61, IEC62109-62, IEC62109-63, IEC62109-64, IEC62109-65, IEC62109-66, IEC62109-67, IEC62109-68, IEC62109-69, IEC62109-70, IEC62109-71, IEC62109-72, IEC62109-73, IEC62109-74, IEC62109-75, IEC62109-76, IEC62109-77, IEC62109-78, IEC62109-79, IEC62109-80, IEC62109-81, IEC62109-82, IEC62109-83, IEC62109-84, IEC62109-85, IEC62109-86, IEC62109-87, IEC62109-88, IEC62109-89, IEC62109-90, IEC62109-91, IEC62109-92, IEC62109-93, IEC62109-94, IEC62109-95, IEC62109-96, IEC62109-97, IEC62109-98, IEC62109-99, IEC62109-100, IEC62109-101, IEC62109-102, IEC62109-103, IEC62109-104, IEC62109-105, IEC62109-106, IEC62109-107, IEC62109-108, IEC62109-109, IEC62109-110, IEC62109-111, IEC62109-112, IEC62109-113, IEC62109-114, IEC62109-115, IEC62109-116, IEC62109-117, IEC62109-118, IEC62109-119, IEC62109-120, IEC62109-121, IEC62109-122, IEC62109-123, IEC62109-124, IEC62109-125, IEC62109-126, IEC62109-127, IEC62109-128, IEC62109-129, IEC62109-130, IEC62109-131, IEC62109-132, IEC62109-133, IEC62109-134, IEC62109-135, IEC62109-136, IEC62109-137, IEC62109-138, IEC62109-139, IEC62109-140, IEC62109-141, IEC62109-142, IEC62109-143, IEC62109-144, IEC62109-145, IEC62109-146, IEC62109-147, IEC62109-148, IEC62109-149, IEC62109-150, IEC62109-151, IEC62109-152, IEC62109-153, IEC62109-154, IEC62109-155, IEC62109-156, IEC62109-157, IEC62109-158, IEC62109-159, IEC62109-160, IEC62109-161, IEC62109-162, IEC62109-163, IEC62109-164, IEC62109-165, IEC62109-166, IEC62109-167, IEC62109-168, IEC62109-169, IEC62109-170, IEC62109-171, IEC62109-172, IEC62109-173, IEC62109-174, IEC62109-175, IEC62109-176, IEC62109-177, IEC62109-178, IEC62109-179, IEC62109-180, IEC62109-181, IEC62109-182, IEC62109-183, IEC62109-184, IEC62109-185, IEC62109-186, IEC62109-187, IEC62109-188, IEC62109-189, IEC62109-190, IEC62109-191, IEC62109-192, IEC62109-193, IEC62109-194, IEC62109-195, IEC62109-196, IEC62109-197, IEC62109-198, IEC62109-199, IEC62109-200, IEC62109-201, IEC62109-202, IEC62109-203, IEC62109-204, IEC62109-205, IEC62109-206, IEC62109-207, IEC62109-208, IEC62109-209, IEC62109-210, IEC62109-211, IEC62109-212, IEC62109-213, IEC62109-214, IEC62109-215, IEC62109-216, IEC62109-217, IEC62109-218, IEC62109-219, IEC62109-220, IEC62109-221, IEC62109-222, IEC62109-223, IEC62109-224, IEC62109-225, IEC62109-226, IEC62109-227, IEC62109-228, IEC62109-229, IEC62109-230, IEC62109-231, IEC62109-232, IEC62109-233, IEC62109-234, IEC62109-235, IEC62109-236, IEC62109-237, IEC62109-238, IEC62109-239, IEC62109-240, IEC62109-241, IEC62109-242, IEC62109-243, IEC62109-244, IEC62109-245, IEC62109-246, IEC62109-247, IEC62109-248, IEC62109-249, IEC62109-250, IEC62109-251, IEC62109-252, IEC62109-253, IEC62109-254, IEC62109-255, IEC62109-256, IEC62109-257, IEC62109-258, IEC62109-259, IEC62109-260, IEC62109-261, IEC62109-262, IEC62109-263, IEC62109-264, IEC62109-265, IEC62109-266, IEC62109-267, IEC62109-268, IEC62109-269, IEC62109-270, IEC62109-271, IEC62109-272, IEC62109-273, IEC62109-274, IEC62109-275, IEC62109-276, IEC62109-277, IEC62109-278, IEC62109-279, IEC62109-280, IEC62109-281, IEC62109-282, IEC62109-283, IEC62109-284, IEC62109-285, IEC62109-286, IEC62109-287, IEC62109-288, IEC62109-289, IEC62109-290, IEC62109-291, IEC62109-292, IEC62109-293, IEC62109-294, IEC62109-295, IEC62109-296, IEC62109-297, IEC62109-298, IEC62109-299, IEC62109-300, IEC62109-301, IEC62109-302, IEC62109-303, IEC62109-304, IEC62109-305, IEC62109-306, IEC62109-307, IEC62109-308, IEC62109-309, IEC62109-310, IEC62109-311, IEC62109-312, IEC62109-313, IEC62109-314, IEC62109-315, IEC62109-316, IEC62109-317, IEC62109-318, IEC62109-319, IEC62109-320, IEC62109-321, IEC62109-322, IEC62109-323, IEC62109-324, IEC62109-325, IEC62109-326, IEC62109-327, IEC62109-328, IEC62109-329, IEC62109-330, IEC62109-331, IEC62109-332, IEC62109-333, IEC62109-334, IEC62109-335, IEC62109-336, IEC62109-337, IEC62109-338, IEC62109-339, IEC62109-340, IEC62109-341, IEC62109-342, IEC62109-343, IEC62109-344, IEC62109-345, IEC62109-346, IEC62109-347, IEC62109-348, IEC62109-349, IEC62109-350, IEC62109-351, IEC62109-352, IEC62109-353, IEC62109-354, IEC62109-355, IEC62109-356, IEC62109-357, IEC62109-358, IEC62109-359, IEC62109-360, IEC62109-361, IEC62109-362, IEC62109-363, IEC62109-364, IEC62109-365, IEC62109-366, IEC62109-367, IEC62109-368, IEC62109-369, IEC62109-370, IEC62109-371, IEC62109-372, IEC62109-373, IEC62109-374, IEC62109-375, IEC62109-376, IEC62109-377, IEC62109-378, IEC62109-379, IEC62109-380, IEC62109-381, IEC62109-382, IEC62109-383, IEC62109-384, IEC62109-385, IEC62109-386, IEC62109-387, IEC62109-388, IEC62109-389, IEC62109-390, IEC62109-391, IEC62109-392, IEC62109-393, IEC62109-394, IEC62109-395, IEC62109-396, IEC62109-397, IEC62109-398, IEC62109-399, IEC62109-400, IEC62109-401, IEC62109-402, IEC62109-403, IEC62109-404, IEC62109-405, IEC62109-406, IEC62109-407, IEC62109-408, IEC62109-409, IEC62109-410, IEC62109-411, IEC62109-412, IEC62109-413, IEC62109-414, IEC62109-415, IEC62109-416, IEC62109-417, IEC62109-418, IEC62109-419, IEC62109-420, IEC62109-421, IEC62109-422, IEC62109-423, IEC62109-424, IEC62109-425, IEC62109-426, IEC62109-427, IEC62109-428, IEC62109-429, IEC62109-430, IEC62109-431, IEC62109-432, IEC62109-433, IEC62109-434, IEC62109-435, IEC62109-436, IEC62109-437, IEC62109-438, IEC62109-439, IEC62109-440, IEC62109-441, IEC62109-442, IEC62109-443, IEC62109-444, IEC62109-445, IEC62109-446, IEC62109-447, IEC62109-448, IEC62109-449, IEC62109-450, IEC62109-451, IEC62109-452, IEC62109-453, IEC62109-454, IEC62109-455, IEC62109-456, IEC62109-457, IEC62109-458, IEC62109-459, IEC62109-460, IEC62109-461, IEC62109-462, IEC62109-463, IEC62109-464, IEC62109-465, IEC62109-466, IEC62109-467, IEC62109-468, IEC62109-469, IEC62109-470, IEC62109-471, IEC62109-472, IEC62109-473, IEC62109-474, IEC62109-475, IEC62109-476, IEC62109-477, IEC62109-478, IEC62109-479, IEC62109-480, IEC62109-481, IEC62109-482, IEC62109-483, IEC62109-484, IEC62109-485, IEC62109-486, IEC62109-487, IEC62109-488, IEC62109-489, IEC62109-490, IEC62109-491, IEC62109-492, IEC62109-493, IEC62109-494, IEC62109-495, IEC62109-496, IEC62109-497, IEC62109-498, IEC62109-499, IEC62109-500, IEC62109-501, IEC62109-502, IEC62109-503, IEC62109-504, IEC62109-505, IEC62109-506, IEC62109-507, IEC62109-508, IEC62109-509, IEC62109-510, IEC62109-511, IEC62109-512, IEC62109-513, IEC62109-514, IEC62109-515, IEC62109-516, IEC62109-517, IEC62109-518, IEC62109-519, IEC62109-520, IEC62109-521, IEC62109-522, IEC62109-523, IEC62109-524, IEC62109-525, IEC62109-526, IEC62109-527, IEC62109-528, IEC62109-529, IEC62109-530, IEC62109-531, IEC62109-532, IEC62109-533, IEC62109-534, IEC62109-535, IEC62109-536, IEC62109-537, IEC62109-538, IEC62109-539, IEC62109-540, IEC62109-541, IEC62109-542, IEC62109-543, IEC62109-544, IEC62109-545, IEC62109-546, IEC62109-547, IEC62109-548, IEC62109-549, IEC62109-550, IEC62109-551, IEC62109-552, IEC62109-553, IEC62109-554, IEC62109-555, IEC62109-556, IEC62109-557, IEC62109-558, IEC62109-559, IEC62109-560, IEC62109-561, IEC62109-562, IEC62109-563, IEC62109-564, IEC62109-565, IEC62109-566, IEC62109-567, IEC62109-568, IEC62109-569, IEC62109-570, IEC62109-571, IEC62109-572, IEC62109-573, IEC62109-574, IEC62109-575, IEC62109-576, IEC62109-577, IEC62109-578, IEC62109-579, IEC62109-580, IEC62109-581, IEC62109-582, IEC62109-583, IEC62109-584, IEC62109-585, IEC62109-586, IEC62109-587, IEC62109-588, IEC62109-589, IEC62109-590, IEC62109-591, IEC62109-592, IEC62109-593, IEC62109-594, IEC62109-595, IEC62109-596, IEC62109-597, IEC62109-598, IEC62109-599, IEC62109-600, IEC62109-601, IEC62109-602, IEC62109-603, IEC62109-604, IEC62109-605, IEC62109-606, IEC62109-607, IEC62109-608, IEC62109-609, IEC62109-610, IEC62109-611, IEC62109-612, IEC62109-613, IEC62109-614, IEC62109-615, IEC62109-616, IEC62109-617, IEC62109-618, IEC62109-619, IEC62109-620, IEC62109-621, IEC62109-622, IEC62109-623, IEC62109-624, IEC62109-625, IEC62109-626, IEC62109-627, IEC62109-628, IEC62109-629, IEC62109-630, IEC62109-631, IEC62109-632, IEC62109-633, IEC62109-634, IEC62109-635, IEC62109-636, IEC62109-637, IEC62109-638, IEC62109-639, IEC62109-640, IEC62109-641, IEC62109-642, IEC62109-643, IEC62109-644, IEC62109-645, IEC62109-646, IEC62109-647, IEC62109-648, IEC62109-649, IEC62109-650, IEC62109-651, IEC62109-652, IEC62109-653, IEC62109-654, IEC62109-655, IEC62109-656, IEC62109-657, IEC62109-658, IEC62109-659, IEC62109-660, IEC62109-661, IEC62109-662, IEC62109-663, IEC62109-664, IEC62109-665, IEC62109-666, IEC62109-667, IEC62109-668, IEC62109-669, IEC62109-670, IEC62109-671, IEC62109-672, IEC62109-673, IEC62109-674, IEC62109-675, IEC62109-676, IEC62109-677, IEC62109-678, IEC62109-679, IEC62109-680, IEC62109-681, IEC62109-682, IEC62109-683, IEC62109-684, IEC62109-685, IEC62109-686, IEC62109-687, IEC62109-688, IEC62109-689, IEC62109-690, IEC62109-691, IEC62109-692, IEC62109-693, IEC62109-694, IEC62109-695, IEC62109-696, IEC62109-697, IEC62109-698, IEC62109-699, IEC62109-700, IEC62109-701, IEC62109-702, IEC62109-703, IEC62109-704, IEC62109-705, IEC62109-706, IEC62109-707, IEC62109-708, IEC62109-709, IEC62109-710, IEC62109-711, IEC62109-712, IEC62109-713, IEC62109-714, IEC62109-715, IEC62109-716, IEC62109-717, IEC62109-718, IEC62109-719, IEC62109-720, IEC62109-721, IEC62109-722, IEC62109-723, IEC62109-724, IEC62109-725, IEC62109-726, IEC62109-727, IEC62109-728, IEC62109-729, IEC62109-730, IEC62109-731, IEC62109-732, IEC62109-733, IEC62109-734, IEC62109-735, IEC62109-736, IEC62109-737, IEC62109-738, IEC62109-739, IEC62109-740, IEC62109-741, IEC62109-742, IEC62109-743, IEC62109-744, IEC62109-745, IEC62109-746, IEC62109-747, IEC62109-748, IEC62109-749, IEC62109-750, IEC62109-751, IEC62109-752, IEC62109-753, IEC62109-754, IEC62109-755, IEC62109-756, IEC62109-757, IEC62109-758, IEC62109-759, IEC62109-760, IEC62109-761, IEC62109-762, IEC62109-763, IEC62109-764, IEC62109-765, IEC62109-766, IEC62109-767, IEC62109-768, IEC62109-769, IEC62109-770, IEC62109-771, IEC62109-772, IEC62109-773, IEC62109-774, IEC62109-775, IEC62109-776, IEC62109-777, IEC62109-778, IEC62109-779, IEC62109-780, IEC62109-781, IEC62109-782, IEC62109-783, IEC62109-784, IEC62109-785, IEC62109-786, IEC62109-787, IEC62109-788, IEC62109-789, IEC62109-790, IEC62109-791, IEC62109-792, IEC62109-793, IEC62109-794, IEC62109-795, IEC62109-796, IEC62109-797, IEC62109-798, IEC62109-799, IEC62109-800, IEC62109-801, IEC62109-802, IEC62109-803, IEC62109-804, IEC62109-805, IEC62109-806, IEC62109-807, IEC62109-808, IEC62109-809, IEC62109-810, IEC62109-811, IEC62109-812, IEC62109-813, IEC62109-814, IEC62109-815, IEC62109-816, IEC62109-817, IEC62109-818, IEC62109-819, IEC62109-820, IEC62109-821, IEC62109-822, IEC62109-823, IEC62109-824, IEC62109-825, IEC62109-826, IEC62109-827, IEC62109-828, IEC62109-829, IEC62109-830, IEC62109-831, IEC62109-832, IEC62109-833, I			

• Anexo 3 – Características Aerogerador PGE25



• Anexo 4 – Características da Bateria Trojan T-105

