



Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia

Mestrado em Engenharia da Energia Solar

Dissertação

**Desenvolvimento de software para otimização de
dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos**

Anderson Alves de Oliveira

Orientador(es) | Luís Fialho

Évora 2021



Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia

Mestrado em Engenharia da Energia Solar

Dissertação

Desenvolvimento de software para otimização de dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos

Anderson Alves de Oliveira

Orientador(es) | Luís Fialho

Évora 2021



A dissertação foi objeto de apreciação e discussão pública pelo seguinte júri nomeado pelo Diretor da Escola de Ciências e Tecnologia:

Presidente | Diogo Canavarro (Universidade de Évora)

Vogais | Fernando Manuel Janeiro (Universidade de Évora) (Arguente)
Luís Fialho (Universidade de Évora) (Orientador)

Agradecimentos

Desde cedo aprendemos que não é possível ser autossuficiente, pois em algum momento, ou quase sempre, precisamos de algum tipo de suporte, seja de qual tipo for.

Ao longo da vida seguimos aprendendo, como diria um antigo professor dos tempos de colégio, “não estamos formados, estamos em formação”.

Com isso em mente, o processo de formação contínua e o reconhecimento de que nada se conquista sozinho, deixo aqui registado meus agradecimentos por mais uma jornada de aprendizado, de superação.

No presente contexto, elaboração desta dissertação, cito três grupos essenciais que contribuíram direta ou indiretamente para tornar este trabalho possível, professores, família e amigos.

Representando a importância dos professores, meu agradecimento especial ao meu orientador, presente com sua experiência e atenção, o Doutor Luís Fialho, na qual pude absorver parte do seu saber académico. Recorri ao seu saber aprimorado ao longo do caminho, sua dedicada predisposição em ouvir e corrigir as diretrizes do tema.

Naturalmente meus pais sempre foram e são especiais ao longo da minha vida, entretanto, meu especial agradecimento vai ao meu irmão, Newton Jr. Alves de Oliveira, o seu apoio foi e está sendo essencial, sem ele dificilmente eu conquistaria o presente objetivo.

Amigos, são membros da nossa família que não compartilham o mesmo ADN, pessoas que estão sempre presentes em momentos de angústia, prontos para um acolhimento que revitaliza nossas forças. Agradecimento especial aos amigos que Évora apresentou-me Nádía Moreira, Marcelo Coppi e Pablo Durán.

Resumo

Consoante o consumo crescente de energia e a necessidade de aumentar a participação das fontes de energias renováveis no mix energético, Portugal e os países membros da União Europeia estimulam o desenvolvimento da geração distribuída de eletricidade, através de regimes jurídicos que autorizam os consumidores a gerarem sua própria energia.

Uma das tecnologias mais usadas na geração distribuída é a fotovoltaica, capaz de converter a luz solar em eletricidade através do efeito fotovoltaico. São diversos os fatores que influenciam a capacidade de geração de energia pelos módulos fotovoltaicos, para além dos diferentes tipos de consumo que requerem diferentes desenhos de um sistema próprio de geração.

O objectivo do presente trabalho é desenvolver uma ferramenta (*software*) capaz de tornar o processo de dimensionamento e simulação de sistemas de autoconsumo fotovoltaico fácil e ágil, de forma a contribuir para a escolha de um sistema que atenda às necessidades do pequeno produtor de energia fotovoltaica.

Palavras-chave

Autoconsumo

Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

Energia fotovoltaica

Energia Solar

Geração Distribuída

Abstract

Software Development for Photovoltaic Systems Sizing Optimization

Following the increasing energy consumption and the need to increase the share of renewable energy sources in the energy mix, Portugal and the Member States of the European Union are stimulating the development of distributed electricity generation through legal regimes that allow consumers to generate their own energy.

One of the most used technologies in distributed energy generation is photovoltaics, capable of converting sunlight into electricity through the photovoltaic effect. There are several factors influencing the power generation capability of the photovoltaic modules, in addition to the different types of consumption that require different designs of the generation system itself.

The objective of this academic work is to develop a tool (software) capable of making the process of sizing and simulation of self-consumption PV systems easy and agile, to contribute to the choice of a system that meets the needs of the small producer of photovoltaic energy.

Key words

Self-consumption

Design of photovoltaics system

Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

Photovoltaics energy

Distributed generation

Índice

| | |
|--|----|
| Resumo | 3 |
| Palavras-chave | 4 |
| Abstract | 5 |
| 1. Introdução | 17 |
| 1.1. Enquadramento..... | 18 |
| 1.2. Motivação e Objetivos | 18 |
| 1.3. A Importância da Energia | 19 |
| 1.4. Sistema Fotovoltaico | 21 |
| 1.5. Ferramentas de Modelação do Sistema Fotovoltaico existentes | 22 |
| 1.6. Organização..... | 30 |
| 1.7. Notação | 30 |
| 2. Recurso Solar | 31 |
| 2.1. Ângulos Solares | 34 |
| 2.1.1. Declinação | 34 |
| 2.1.2. Ângulo Horário | 36 |
| 2.1.3. Ângulo Zenital e Altura Solar..... | 36 |
| 2.1.4. Ângulo Azimute Solar..... | 38 |
| 2.2. Irradiância Incidente em Superfícies Fixas | 39 |
| 3. Política Portuguesa para a Geração Distribuída | 42 |
| 4. Demanda e Perfil de Carga | 45 |
| 5. Modelação do Sistema Fotovoltaico | 49 |
| 5.1. Dados Climáticos | 51 |
| 5.2. Módulo Fotovoltaico | 52 |
| 5.3. Inversor | 55 |
| 5.3.1. Configurações dos Inversores | 56 |
| 5.3.2. Relação FV – Inversor | 57 |
| 5.4. Dispositivos Elétricos e de Proteção | 58 |
| 5.4.1. Cablagem..... | 58 |
| 5.4.2. Dispositivos de Proteção | 60 |
| 5.5. Sistema de Montagem e Performance global..... | 60 |
| 6. Análise Financeira | 61 |
| 6.1. Custos e Incentivos..... | 61 |
| 6.2. Taxas de Atualização | 62 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 6.3 | Parâmetros de Análise | 63 |
| 7. | Desenvolvimento do Software e Resultados..... | 65 |
| 7.1. | Importação e Manipulação dos Dados Climáticos | 66 |
| 7.2. | Demanda Energética | 67 |
| 7.3. | Modelação dos Módulos Fotovoltaicos | 70 |
| 7.4. | Modelação do Inversor | 72 |
| 7.5. | Modelação dos Dispositivos Elétricos e de Proteção..... | 74 |
| 7.6. | Simulação | 74 |
| 7.7. | Resultados da Análise Financeira | 77 |
| 8. | Conclusão e Trabalhos Futuros | 81 |
| | Referências..... | 83 |
| | Apêndice..... | 90 |

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1-1 - Consumo de Energia Final dos países europeus membros da OCDE..... | 20 |
| Figura 1-2 - Diagrama de bloco típico de um sistema fotovoltaico conectado à rede. | 21 |
| Figura 1-3 - Consumo de Eletricidade de fonte FV, acumulado até outubro de cada ano. | 22 |
| Figura 2-1 - Variação da irradiância extraterrestre ao longo do ano. | 32 |
| Figura 2-2 - Variação da Irradiância ao longo de um ano típico das cidades Évora e Braga..... | 33 |
| Figura 2-3 - Variação da declinação solar ao longo do ano..... | 35 |
| Figura 2-4 - Relação entre a AM e os dias ano, para a cidade de Évora. | 37 |
| Figura 2-5 - Caminho do Sol (equinócio de outono - 21/09) do conselho de Évora/Portugal.... | 38 |
| Figura 2-6 - Fluxo de dados e cálculos para estimar a irradiância em uma superfície inclinada.40 | |
| Figura 2-7 - Relação entre a declinação e altura solar com o ângulo ótimo de inclinação para cada dia do ano, coordenadas do conselho de Évora/PT. | 41 |
| Figura 3-1 - Resumo esquemático do Decreto Lei n.º 162/2019 | 44 |
| Figura 4-1 - Diagrama de carga, consumidor BTN-A | 46 |
| Figura 4-2 - Relação entre produção e consumo de eletricidade em uma UPAC. | 47 |
| Figura 4-3 - Diagrama de carga, consumidor BTN-A com UPAC. | 48 |
| Figura 5-1 - Resumo esquemático dos parâmetros para simulação de sistema FV..... | 50 |
| Figura 5-2 - Resumo dos resultados esperados no processo de modelação e simulação FV. | 51 |
| Figura 5-3 - Circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica..... | 53 |
| Figura 5-4 - Circuito equivalente, célula fotovoltaica com as resistências. | 55 |
| Figura 7-1 - Radiação e temperatura média local - Évora..... | 66 |
| Figura 7-2 - Irradiância global em um plano horizontal (a) e em um plano inclinado (b)..... | 67 |
| Figura 7-3 - Relação entre os dados de perfil fornecidos e ajustados com função polinomial de grau 10. | 69 |
| Figura 7-4 - Relação na geração de energia, na entrada do inversor, no decorrer do ano. | 75 |
| Figura 7-5 - Relação na geração de energia no ponto de consumo, no decorrer do ano..... | 76 |
| Figura 7-6 - Gráfico do tempo de retorno simulado. | 80 |

Lista de Tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 1-1 - Funcionalidades dos softwares de simulação de sistemas fotovoltaicos disponíveis no mercado. | 29 |
| Tabela 2-1 - Dias médios do ano. | 35 |
| Tabela 7-1 – Erro quadrático médio entre os dados fornecidos e os dados ajustados, unidade de medida das colunas 1 e 2 [kWh/mês]. | 69 |
| Tabela 7-2 - Apresentação dos resultados obtidos nas simulações em STC..... | 71 |
| Tabela 7-3- Apresentação dos resultados obtidos nas simulações em NOCT. | 72 |
| Tabela 7-4 - Resultados da eficiência calculada pelo modelo..... | 73 |
| Tabela 7-5 - Dados de entrada do sistema simulado..... | 74 |
| Tabela 7-6 - Resultados da simulação - Energia na entrada do inversor. | 75 |
| Tabela 7-7 - Resultados da simulação - Energia disponível no ponto de consumo. | 76 |
| Tabela 7-8 - - Relação das perdas calculadas nos dois modelos de simulação..... | 77 |
| Tabela 7-9 - Parâmetros adotados para simulação de análise financeira. Valores monetários em euros..... | 79 |
| Tabela 7-10 - Resultados da análise financeira. | 79 |

Lista de Acrónimos

| | |
|------|--|
| AC | Corrente alternada |
| AM | Massa de Ar |
| AST | <i>Apparent Solar Time</i> |
| BTN | Baixa Tensão Normal |
| CER | Comunidades de Energias Renováveis |
| DC | Corrente contínua |
| DGEG | Direção Geral de Energia e Geologia |
| DHI | Radiação difusa no plano horizontal |
| DNI | Radiação direta |
| DS | <i>Daylight Saving</i> |
| EJ | Exajoule |
| ET | Equação do Tempo |
| FIT | <i>Feed in tariff</i> |
| FV | Fotovoltaico |
| GD | Geração Distribuída |
| GEE | Gases com Efeito de Estufa |
| GHI | Radiação global no plano horizontal |
| IRR | <i>Internal rate of return</i> |
| LCOE | <i>Levelized cost of energy</i> |
| LL | Longitude local |
| LST | <i>Local Solar Time</i> |
| NOCT | <i>Normal Operation Conditions</i> |
| NPV | <i>Net present value</i> |
| O&M | Operação e Manutenção |
| PNEC | Plano Nacional integrado Energia Clima |
| RESP | Rede Elétrica de Serviço Público |
| SL | Longitude do fuso horário padrão local |
| STC | <i>Standart Test Conditions</i> |

| | |
|------|--------------------------------------|
| TMY | <i>Typical Meteorological Year</i> |
| UE | União Europeia |
| UPAC | Unidade de Produção para Autoconsumo |
| UPP | Unidade de Pequena Produção |

Lista de Símbolos

| | |
|---------------|--|
| c | Taxa de correção |
| $c\text{-Si}$ | Silício cristalino |
| C_t | Custo total anual |
| d | Taxa de desconto |
| E_c | Energia (anual) consumida |
| E_{cp} | Energia teórica consumida por um dado perfil |
| E_t | Energia anual gerada |
| F_v | Valor futuro |
| G_B | Irradiância direta em uma superfície |
| G_{Bn} | Irradiância direta horizontal |
| h | Ângulo horário |
| h_{sn} | Hora do Sol Nascente |
| i | Taxa de inflação |
| I_0 | Constante solar |
| $I_{0,ef}$ | Irradiância efetiva extraterrestre |
| I_b | Irradiância direta no plano inclinado |
| I_d | Irradiância difusa no plano inclinado |
| I_d | Corrente reversa |
| I_{Fi} | Corrente elétrica em uma <i>string</i> |
| I_{max} | Corrente máxima |
| I_{mpp} | Corrente máxima em MPPT |
| I_o | Corrente de saturação reversa |
| I_o | Investimento inicial |
| I_{ph} | Corrente foto gerada |
| I_r | Irradiância refletida no plano inclinado |
| I_{ref} | Irradiância total em STC |
| I_{sc} | Corrente de curto circuito |
| I_t | Irradiância total no plano inclinado |

| | |
|----------------|---|
| k | Constante de Boltzmann |
| k_i | Coefficiente de temperatura – corrente |
| k_p | Coefficiente de temperatura - potência |
| k_s | Condutividade elétrica [$m/ \times mm^2$] |
| k_v | Coefficiente de temperatura – tensão |
| kW | kilowatt |
| kWh | Kilowatt hora |
| kWp | Kilowatt pico |
| MPP | Ponto de Potência Máxima |
| N | Dia Juliano |
| n | Fator de idealidade da célula |
| N_p | Número de células em paralelo |
| N_s | Número de células em série |
| p | Índices da função polinomial de grau 10 |
| p2 | Índices da função polinomial de grau 10, ajustados para o consumo do usuário. |
| Pac | Potência na saída do inversor |
| P_{ACn} | Produção nominal na saída do inversor |
| P_{mpp} | Potência no MPP |
| P_n | Potência nominal |
| $P_{PVG(STC)}$ | Capacidade FV instalada em STC |
| PR | Razão de Performance |
| P_v | Valor presente |
| q | Carga elementar do eletrão |
| r | Índice da relação entre perfil de demanda e consumo energético anual. |
| R_{inv} | Relação entre a capacidade instalada em STC (FV) e a produção nominal FV |
| S_M | Secção de condutor do cabo elétrico [mm^2] |
| t | Período de anos. |
| T_a | Temperatura ambiente |
| T_a | Temperatura ambiente |

| | |
|-----------|---------------------------|
| T_r | Tarifa de energia [€/kWh] |
| V_{max} | Tensão máxima |
| V_{min} | Tensão mínima |
| V_{mpp} | Tensão máxima em MPPT |
| V_n | Tensão nominal |
| V_{oc} | Tensão de circuito aberto |
| z | Tempo de vida do projeto |

Símbolos Gregos

| | |
|----------------|---|
| θ_z | Ângulo zenital do Sol |
| α_{sc} | Coefficiente de temperatura – voltagem |
| | Ângulo de inclinação |
| α_{oc} | Coefficiente de temperatura – corrente |
| | Azimute do módulo fotovoltaico |
| α_{mpp} | Coefficiente de temperatura - potência |
| | Declinação |
| | Índice de refletância de uma superfície |
| | Latitude |
| α | Altura Solar |
| θ | Ângulo de incidência |
| ω | Azimute Solar |

CAPÍTULO

1

1. Introdução

Neste capítulo é feito um breve relato da importância da energia para o desenvolvimento económico e para a qualidade de vida humana. Também é apresentada a energia solar, nomeadamente a tecnologia fotovoltaica, como parte da solução no combate às alterações climáticas. Um quadro geral de ferramentas usadas para simulações de sistemas fotovoltaicos é introduzido, de forma a enquadrar a importância de tais ferramentas. É feito um enquadramento desta dissertação, bem como da motivação para o desenvolvimento do tema. São enumerados os objetivos relacionados ao tema. Finalmente é descrita a organização e notação utilizada neste trabalho.

1.1. Enquadramento

A presente dissertação refere-se ao desenvolvimento de um *software* para dimensionamento de um sistema fotovoltaico (FV) conectado à rede, do tipo integrado em edifícios urbanos, com o objetivo de otimizar a relação demanda e geração de eletricidade, de maneira a obter o melhor retorno financeiro do investimento necessário. Para além do dimensionamento, será possível fazer simulações de sistemas diversos.

Modelar um sistema FV integrado em edifícios urbanos é uma tarefa relativamente complexa pois são diversas as variáveis envolvidas: área disponível, diferentes inclinações e orientações, sombreamento etc. Para além das características físicas, há outros elementos, como normas e legislação, que impactam a relação entre a unidade consumidora/produzida de eletricidade e a distribuidora, por exemplo, os diferentes tipos de tarifário de acordo com o horário do dia. Outro aspeto importante é o tipo de unidade consumidora, se residencial, comercial ou industrial, o que se reflete na demanda por eletricidade, bem como no perfil de carga diária e sazonal. Parâmetros técnicos também devem ser levados em consideração pois as exigências da rede local de eletricidade devem ser cumpridas, como requisitos de segurança e qualidade.

Portanto, o *software* a ser desenvolvido deve apresentar uma rotina simples, envolvendo as diversas variáveis para um dimensionamento otimizado, e finalmente, deve apresentar uma rotina de análise financeira, com o resultado expectável em diferentes cenários, e assim, ter uma ferramenta que contribua para a tomada de decisão relativamente ao investimento num sistema FV.

1.2. Motivação e Objetivos

Devido à complexidade do processo de dimensionamento de sistemas FV, há demanda por ferramentas que facilitem a rotina de trabalho, e ao mesmo tempo, demonstrem de forma clara e simples os resultados para o investidor. Portanto, soluções computacionais devem ser de fácil uso e compreensão. O presente trabalho possibilita tornar o processo de dimensionamento de um sistema FV integrado em edifícios urbanos mais prático e otimizado, contribuindo para facilitar as atividades dos profissionais envolvidos, e fornecer dados para a tomada de decisão dos investidores, possibilitando um maior

equilíbrio entre as necessidades energéticas e a produção, minimizando os custos da fatura de energia. O desenho e conceção deste software representa também um esforço de aprendizagem transversal, de carácter técnico-económico, sendo este um objectivo pessoal e académico.

A presente dissertação tem como objetivo principal o desenvolvimento de um *software* que facilite o dimensionamento de sistemas FV, para tal, é necessário compreender os diversos aspetos envolvidos, sejam eles climáticos, técnicos, legais ou financeiros. Portanto, o objetivo principal é dividido em três outros objetivos.

O primeiro corresponde ao estudo das condições climáticas locais, nomeadamente a disponibilidade do recurso solar, as variações climáticas que afetam a produção de eletricidade e de que maneira a configuração FV pode ser desenhada para otimizar a produção de energia, em acordo com as características locais.

O segundo objetivo é relativo aos aspetos técnicos, que correspondem à necessidade e as características energéticas, nomeadamente demanda e perfil de carga da unidade consumidora. A modelação e o entendimento do funcionamento dos equipamentos necessários, tais como módulos FV, inversores, cabos elétricos e transformadores, são pontos essenciais no processo de dimensionamento, pois influenciam a performance e a energia produzida pelo sistema renovável.

O terceiro e último objetivo é a avaliação financeira de um sistema fotovoltaico, a partir do dimensionamento de um caso concreto. Para a avaliação dos resultados financeiros é necessário avaliar o enquadramento legal para a geração distribuída em Portugal, pois as condições legais impactam diretamente os resultados esperados.

1.3. A Importância da Energia

Energia é um recurso básico para o desenvolvimento de uma economia e para o bem estar social, portanto a produção de energia para dar resposta à procura é uma das principais preocupações das lideranças políticas [1]. Como pode ser analisado na Figura 1-1 a previsão de consumo até 2050 segue uma trajetória crescente, como é de esperar devido ao aumento da população e crescimento da economia.

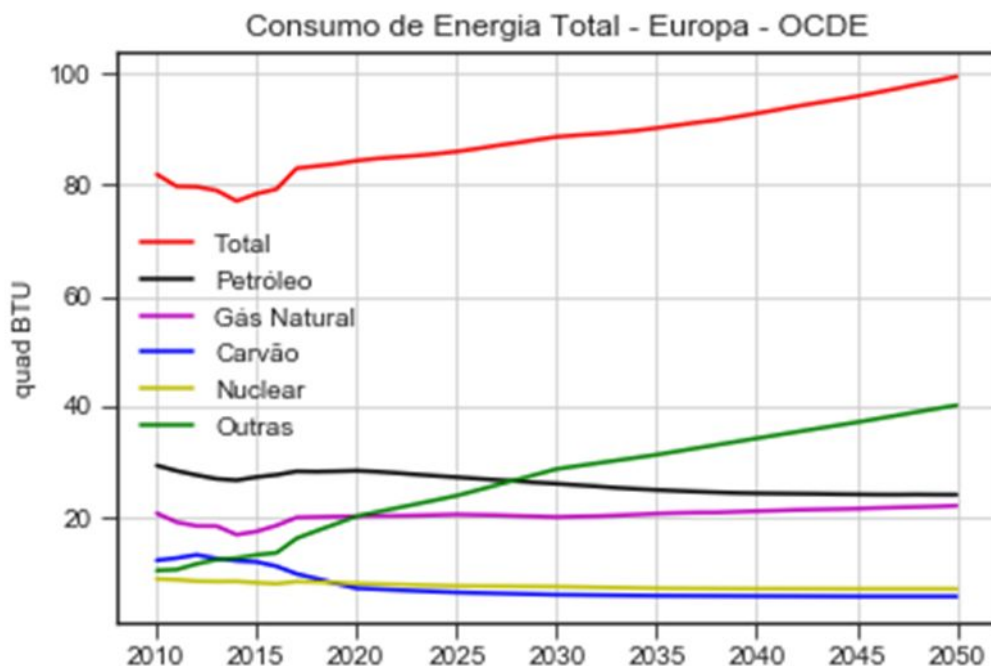


Figura 1-1 - Consumo de Energia Final dos países europeus membros da OCDE

Fonte: EIA – U.S. Energy Information Administration [2]

É interessante notar que o consumo de energia proveniente de fontes fósseis apresenta uma curva decrescente, exceto para o gás natural que se mantém relativamente estável, em relação ao consumo de energia de fontes renováveis, destacada como “Outras”, é expectável um crescimento de mais de 280% para o período analisado, entre 2010 e 2050.

O desenvolvimento económico associado ao processo de urbanização crescente, demanda uma estrutura energética resiliente e confiável [3], ao mesmo tempo, a qualidade de vida humana requer uma economia de baixo carbono [4]. Para isso duas estratégias são essenciais: substituir os combustíveis fósseis e promover a eficiência energética, porque o setor energético é o maior emissor de gases com efeito de estufa (GEE), 26% das emissões são provenientes deste setor [5].

Uma das soluções para o desenvolvimento sustentável das cidades é a integração de sistemas de geração distribuída de eletricidade (GD) nas edificações [3]. Neste contexto, uma das melhores tecnologias para o desenvolvimento da GD é a fotovoltaica, pois depende essencialmente do recurso solar (uma fonte de energia inesgotável), para converter a luz solar em eletricidade [1]. Entre as vantagens da tecnologia fotovoltaica

destacam-se: uso das superfícies existentes (telhados, fachadas, estacionamentos), e capacidade de produção de energia elétrica onde é requerida, ou seja, nas edificações [6], de forma distribuída.

1.4. Sistema Fotovoltaico

A energia solar que chega à superfície terrestre pode ser aproveitada usando diferentes tecnologias, como os coletores térmicos e os dispositivos fotovoltaicos [7]. Os coletores térmicos absorvem calor, esta energia pode ser usada para diferentes finalidades, aquecimento, arrefecimento, geração de eletricidade através de turbinas térmicas etc.

Os módulos fotovoltaicos são usados para converter a radiação solar diretamente em eletricidade (através do efeito fotovoltaico), sem a necessidade do uso de turbinas ou qualquer outro tipo de motor [8], o que diminui a necessidade de manutenções diversas. Os sistemas fotovoltaicos podem ser categorizados em dois tipos principais: sistemas isolados e conectados à rede. Os sistemas isolados são usados em áreas remotas, enquanto o sistema conectado à rede se caracteriza pela possibilidade de injetar eletricidade na rede elétrica. Uma configuração básica de um sistema conectado à rede mostra-se na Figura 1.2.

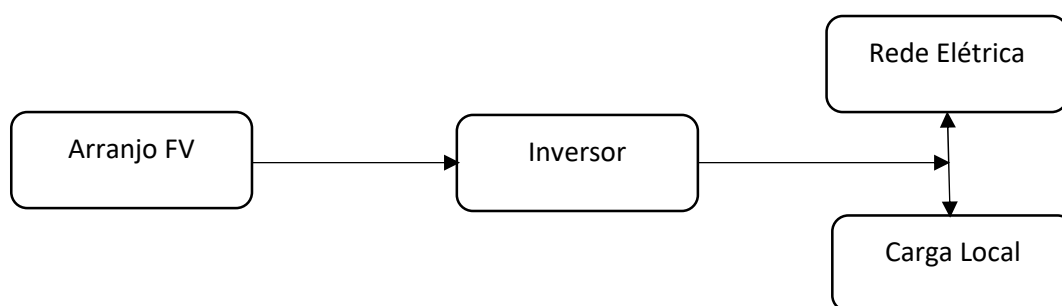


Figura 1-2 - Diagrama de bloco típico de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Entre os compromissos assumidos por Portugal para atingir a neutralidade carbónica em 2050, de acordo com o Plano Nacional integrado Energia Clima (PNEC 2030), a energia solar será uma aposta [9], devido à abundância do recurso solar e da queda dos preços da tecnologia nos últimos anos, o que torna promissor os investimentos nesta tecnologia.

Com tal posicionamento do Estado português, é expectável o crescimento de sistemas FV conectados à rede, facto já observado nos últimos anos. A Figura 1-3 demonstra o aumento do consumo de eletricidade de fonte FV em Portugal no decorrer dos últimos anos.

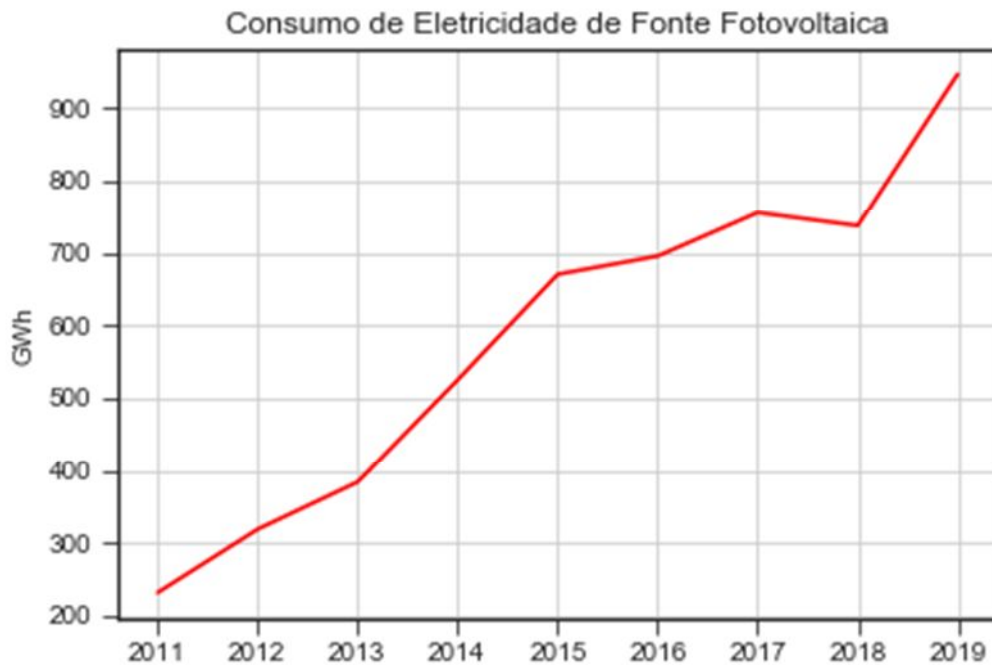


Figura 1-3 - Consumo de Eletricidade de fonte FV, acumulado até outubro de cada ano.

Fonte: REN [10]

Assim, o aumento de sistemas FV instalados em Portugal já é uma realidade, com tendência crescente, facto que exige o desenvolvimento de soluções que tornem o cenário cada vez mais propício para o desenvolvimento de projetos mais eficientes.

1.5. Ferramentas de Modelação do Sistema Fotovoltaico existentes

A análise do ciclo de vida de um projeto fotovoltaico requer a junção de informações geofísicas, legislativas, técnicas, económicas e ambientais, portanto, faz uso da interação de diferentes especialidades, de forma a satisfazer o expectável por diferentes *stakeholders* [11]. A complexidade de informações a serem analisadas para a tomada de decisão, investir ou não em centrais fotovoltaicas, demanda por ferramentas adequadas que possam tornar o processo mais confiável e prático.

Em [11] os autores fizeram um estudo de revisão das diversas características de softwares disponíveis no mercado, examinando as suas funções e limitações, relacionando os parâmetros geofísicos, legais, técnicos, económicos e ambientais, sob a perspectiva dos utilizadores. Foram analisados 16 softwares para desktops e 3 aplicações web, quanto às suas características funcionais e limitações. Foram excluídas ferramentas de modelação em 2D e 3D e ferramentas online mais simples, com limitações diversas, bem como as aplicações para telemóveis.

A Tabela 1-1 traz um resumo das diversas características dos softwares analisados nos estudos revistos em [11].

| Características | | SAM - Versão 2017.1.17 | RETScreen Expert | Solaris-PV (v.13.00c) | Homer Pro x64 3.9.2 | PV *SOL Premium 2018 (R6) | PV Scout 2.0 | Solar F- Chart | Sunulator |
|-----------------|------------------------------|------------------------------|---------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------------|--------------------|-------------------|-----------|
| Terreno | Database geológica | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Mapa geológico | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Categoria do terreno | - | - | - | - | - | X | - | - |
| | Análise dos dados do terreno | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Clima | Database | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | Importação de dados | X | X | X | X | X | - | - | - |
| | GPS | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Modelação horária | X | - | X | X | X | - | - | - |
| Rede Elétrica | Sistema isolado-off Grid | - | X | X | X | X | X | X | X |
| | Sistema conectado-on Grid | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | Tensão | - | - | X | - | X | X | - | - |
| | Número de fases | - | - | X | - | X | X | - | - |
| Edifício | Fator de potência | - | - | - | - | X | X | - | - |
| | Residencial | X | - | - | X | X | - | - | - |
| | Comercial | X | - | - | X | X | - | - | - |
| | Industrial | - | - | - | X | - | - | - | - |
| | Simulação de carga | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Simulação de dados | X | - | X | X | X | - | - | - |
| | Importação de dados | X | X | - | X | - | - | - | - |
| | Perfil de carga | X | - | X | X | - | X | X | - |
| | Simulação mensal | X | X | X | X | - | - | - | X |
| | Simulação horária | X | - | X | X | - | - | X | - |
| | Preço da energia | X | X | X | X | - | - | X | X |
| | Simulação 2D/3D | X | - | - | - | X | X | - | - |

| | | | | | | | | | |
|------------------------------|-----------------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Análise de sombreamento | X | - | X | - | X | X | - | - |
| Componentes do sistema | PV database | X | X | X | X | X | X | X | - |
| | Montagem-solo | X | - | X | X | X | - | - | - |
| | Montagem-cobertura | X | - | X | X | X | X | X | - |
| | Montagem-fachada | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Inversores | X | - | X | X | X | X | X | - |
| | Baterias | X | - | X | X | X | X | X | - |
| | Componentes elétricos | - | - | - | - | - | X | - | - |
| Perdas | Sombreamento | X | X | X | X | X | - | - | - |
| | DC/AC | X | X | X | X | X | - | - | - |
| | Outras perdas | X | X | X | X | X | - | - | - |
| Construção e comissionamento | Instalação | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Comissionamento | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Garantia de qualidade | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Saúde e segurança | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Impacto do agendamento | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Manutenção e monitorização | Monitorização e controlo | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | O&M - Procedimentos | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Seguros/garantias/substituição | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Descomissionamento | Processos | - | - | - | - | - | - | - | |
| Custos | Diretos | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | Indiretos | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | O&M - Custos | X | X | X | X | X | X | X | X |
| Benefícios | Redução da fatura de energia | X | X | X | X | X | - | X | X |
| | Compensações de materiais | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Redução das perdas de transmissão | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Redução dos custos de carbono | - | X | - | - | - | - | - | - |

| | | | | | | | | | |
|---------------------------|---------------------------------|---------------|----------|-----------------|-----------|------------------|---------------------------|-----------------|-------|
| Finanças | Modelos | | | | | | | | |
| | Finanças Diretas | X | X | - | - | X | - | X | X |
| | Empréstimos/Leasing/Amortização | X | X | - | - | X | X | X | X |
| | PPA | X | - | - | - | - | - | - | - |
| | LCC/NPV | X | X | X | X | X | - | X | X |
| | Payback simples | X | X | X | - | - | - | - | X |
| | TIR | X | X | X | X | - | - | - | - |
| | Índice de lucro/ROI/LCOE | X | X | - | X | - | - | - | - |
| | Análise sensitiva | - | X | - | X | - | - | - | - |
| | Fluxo de caixa | X | X | X | X | X | - | X | - |
| Incentivos governamentais | Database de incentivos | X | - | - | - | - | - | - | - |
| | Feed de tarifas | - | X | X | X | X | X | X | X |
| | Outros incentivos | X | X | - | - | - | - | X | X |
| Emissões | Regulações/Políticas | - | - | - | - | - | - | - | X |
| | CO2 evitados | - | X | X | X | X | - | - | X |
| | CO2 embutidos | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Outros | Efeitos de ilhamento de calor | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Ambiente interno | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | | PVSystem 6 | Helos 3D | Polysun 10.0 | INSEL 8.2 | Solar pro 4.5 | Archelios pro 11.02 | NREL PVWatts | PVGIS |
| Terreno | Database geológica | - | X | - | - | - | - | - | - |
| | Mapa geológico | - | X | - | - | - | - | - | - |
| | Categoria do terreno | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Análise dos dados do terreno | - | X | - | - | - | - | - | - |
| Clima | Database | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | Importação de dados | X | - | - | - | - | X | - | - |

| | | | | | | | | | |
|------------------------|---------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | GPS | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Rede Elétrica | Modelação horária | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | Sistema isolado-off Grid | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | Sistema conectado-on Grid | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | Tensão | X | - | X | - | - | - | - | - |
| Edifício | Número de fases | X | - | X | - | - | - | - | - |
| | Fator de potência | X | - | X | - | - | - | - | - |
| | Residencial | - | - | X | - | - | - | - | - |
| | Comercial | - | - | X | - | - | - | - | - |
| | Industrial | - | - | - | - | X | - | - | - |
| | Simulação de carga | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Simulação de dados | - | - | X | - | X | X | - | - |
| | Importação de dados | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Perfil de carga | X | - | X | - | - | X | - | - |
| | Simulação mensal | - | - | X | X | X | X | - | X |
| | Simulação horária | X | - | - | - | X | X | X | - |
| | Preço da energia | X | X | X | - | X | X | - | - |
| | Simulação 2D/3D | X | X | - | - | - | - | X | X |
| | Análise de sombreamento | X | - | X | - | X | X | - | - |
| Componentes do sistema | PV database | X | X | X | X | X | X | - | - |
| | Montagem-solo | X | X | X | X | X | - | X | X |
| | Montagem-cobertura | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | Montagem-fachada | X | - | X | X | X | - | X | X |
| | Inversores | X | - | X | X | X | - | - | X |
| Perdas | Baterias | X | X | X | - | - | X | - | - |
| | Componentes elétricos | - | X | X | - | - | X | - | - |
| | Sombreamento | X | X | X | X | X | X | X | X |
| | DC/AC | X | X | - | X | X | X | X | X |

| | | | | | | | | | |
|---------------------------------|-----------------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Outras perdas | X | X | - | X | - | X | X | X |
| Construção e comissionamento | Instalação | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Comissionamento | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Garantia de qualidade | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Saúde e segurança | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Impacto do agendamento | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Manutenção e monitorização | Monitorização e controlo | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | O&M - Procedimentos | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Seguros/garantias/substituição | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Descomissionamento | Processos | - | - | - | - | - | - | - | |
| Custos | Diretos | X | X | X | X | X | X | - | - |
| | Indiretos | X | - | X | X | X | X | - | - |
| | O&M - Custos | X | - | X | X | X | X | - | - |
| Benefícios | Redução da fatura de energia | X | - | X | - | X | X | - | - |
| | Compensações de materiais | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Redução das perdas de transmissão | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Redução dos custos de carbono | - | X | - | - | - | - | - | - |
| Finanças | Modelos | | | | | | | | |
| | Finanças Diretas | X | - | X | X | - | X | - | - |
| | Empréstimos/Leasing/Amortização | X | - | X | X | X | X | - | - |
| | PPA | - | - | - | X | - | - | - | - |
| | LCC/NPV | - | X | X | X | - | X | - | - |
| | Payback simples | - | X | X | - | - | X | - | - |
| | TIR | - | - | X | - | - | X | - | - |
| | Índice de lucro/ROI/LCOE | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Análise sensitiva | - | - | X | - | - | - | - | - | |
| Fluxo de caixa | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Incentivos | Database de incentivos | - | - | - | X | X | X | - | - |

| | | | | | | | | | |
|----------------|-------------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|
| governamentais | Feed de tarifas | x | - | - | - | - | x | - | - |
| | Outros incentivos | - | - | x | - | - | - | - | - |
| | Regulações/Políticas | - | - | - | - | x | - | - | - |
| Emissões | CO2 evitados | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | CO2 embutidos | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Outros | Efeitos de ilhamento de calor | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Ambiente interno | - | - | - | - | - | - | - | - |

Tabela 1-1 - Funcionalidades dos softwares de simulação de sistemas fotovoltaicos disponíveis no mercado.

Fonte: adaptado de Wijeratne *et al.* (2019)

De acordo com os autores foram identificados 14 problemas ou limitações nas ferramentas analisadas. Como referido anteriormente é difícil implementar todas as variáveis adequadamente, no entanto, entre as melhorias propostas no trabalho de revisão, duas propostas serão desenvolvidas no presente trabalho. Meios para melhor simulação do perfil de consumo, ou seja, melhor quantificar a demanda para otimizar o dimensionamento do sistema FV, e melhor avaliar os impactos financeiros a partir das simulações, de forma a garantir o melhor cenário para a unidade consumidora.

1.6. Organização

A dissertação está organizada em oito capítulos, de maneira a facilitar a didática de compreensão. O capítulo 2 refere-se à caracterização do recurso solar, compreendendo como a radiação varia ao longo do dia e do ano. No capítulo 3 são apresentadas as normas legais para a geração distribuída em Portugal. O capítulo 4 analisa o perfil de demanda para diferentes tipos de consumidores. No capítulo 5 são apresentados os assuntos essenciais para a compreensão de uma central fotovoltaica. No capítulo 6 são abordados os parâmetros de análise financeira. O capítulo 7 destina-se à avaliação dos resultados da simulação desenvolvida. As conclusões e sugestões para desenvolvimentos futuros são apresentadas no capítulo 8.

1.7. Notação

As figuras, tabelas e as expressões matemáticas são numeradas de forma sequencial. A escrita está de acordo com o novo acordo ortográfico e as fontes bibliográficas são apresentadas de acordo com o estilo IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*).

2. Recurso Solar

O Sol é uma imensa esfera gasosa com mais de 1,3 mil milhões metros de diâmetro, a uma distância média de 150 milhões de km da Terra. Devido à sua distância, apenas uma fração de energia chega à superfície da Terra, no entanto, apenas 84 minutos de radiação solar supriria a demanda de energia durante um ano (900 EJ) [12].

O fluxo de energia que chega à superfície terrestre varia ao longo do ano, devido a variação da distância Sol - Terra. Essa variação ocorre de acordo com a equação (2.1), em função do dia do ano N (dia Juliano) e da constante solar (1370 W/m^2) [13], como pode ser visto na Figura 2-1. Contudo, antes de atingir a superfície terrestre parte da energia é absorvida, dispersa e refletida ainda na atmosfera, reduzindo significativamente o fluxo médio de energia para 174.7 W/m^2 , considerando as diferentes regiões da superfície terrestre [7]. A variação sazonal do fluxo de energia solar para um determinado lugar depende de diversos fatores, entre eles os principais são: altitude solar, massa de ar, transparência atmosférica, latitude geográfica e duração do dia (solar) [14], esses fatores determinam a variação de energia solar disponível ao longo do dia, mês e estação do ano.

$$I_{0,ef} = I_0 \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{360}{365.25} N \right) \right) \quad (2.1)$$

Onde,

$I_{0,ef}$ – Irradiância efetiva que chega à superfície terrestre [W/m^2];

I_0 – Constante solar [W/m^2].



Figura 2-1 - Variação da irradiância extraterrestre ao longo do ano.

A Massa de Ar composta por ozônio, oxigênio, vapor de água, dióxido de carbono, para além de outros elementos que poluem a atmosfera, funciona como uma barreira ao fluxo radiativo do Sol. O seu efeito pode ser quantificado a partir da equação (2.2) [15], portanto o seu valor depende da posição relativa do Sol em relação a um ponto fixo na superfície.

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z)} \quad (2.2)$$

Onde,

θ_z – Ângulo zenital do Sol.

Outros aspetos fundamentais que influenciam a quantidade de energia solar disponível na superfície terrestre são os movimentos da Terra, rotação e revolução [16], sendo a rotação o movimento da Terra em relação ao seu próprio eixo, com duração de 24h, e a revolução

ocorrendo em torno da órbita do Sol, com aproximadamente 365,24 dias de duração [12]. A partir da análise da posição solar (com a definição dos ângulos solares) é possível fazer uma estimativa da quantidade de energia que chega a um determinado ponto de interesse, avaliando a posição relativa do Sol em relação ao ponto em análise.

As características apresentadas: constituição da atmosfera e os movimentos da Terra, dividem a radiação solar em dois componentes: radiação direta (DNI), indicando o fluxo de energia que atinge diretamente a superfície, e a radiação difusa (DHI), resultante das interações ocorridas na atmosfera, e somadas formam a radiação global (GHI) numa superfície horizontal, estimada de acordo com a equação (2.3).

$$GHI = DNI * \cos(\theta_z) + DHI \quad (2.3)$$

Como pode ser visto na Figura 2-2, a disponibilidade de energia não é constante no decorrer do ano.

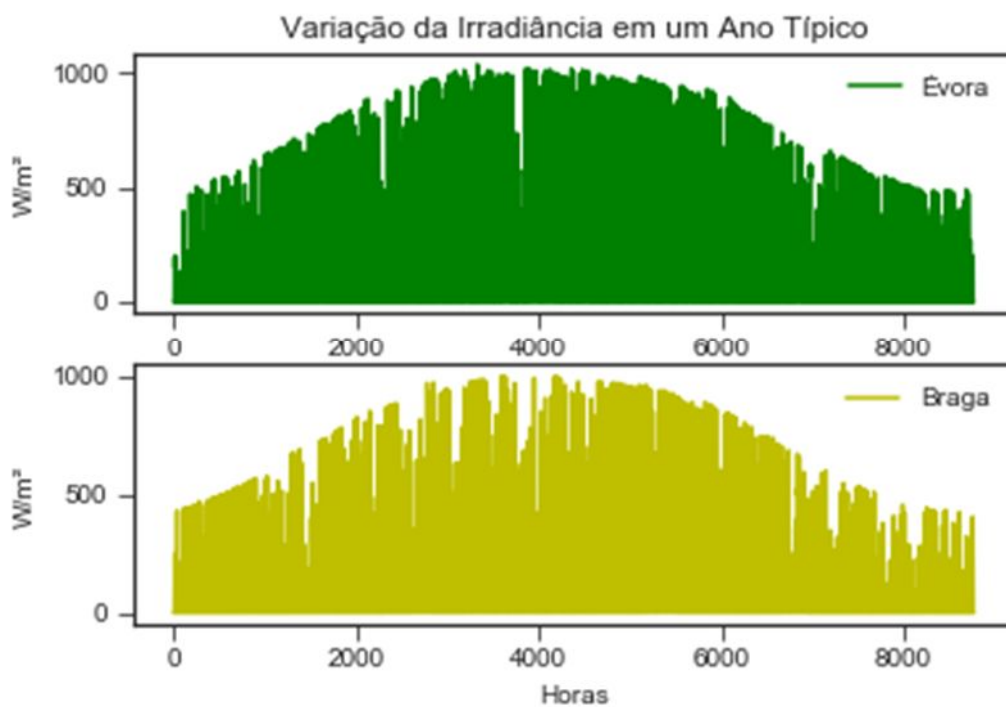


Figura 2-2 - Variação da Irradiância ao longo de um ano típico das cidades Évora e Braga.

Fonte: PVGIS - [17]

A cidade de Évora localiza-se mais ao sul de Portugal, em relação a Braga, portanto mais próxima da linha do Equador, o que resulta, normalmente, numa irradiância total anual superior. A média de irradiância diária anual em Évora é de 431,82 W/m².dia, enquanto que em Braga é de 367,08 W/m².dia, uma diferença de mais de 17%.

2.1. Ângulos Solares

O estudo e análise do movimento aparente do Sol, para além de permitir avaliar a quantidade de energia solar disponível numa superfície, contribui para configurar e otimizar um sistema FV [18], de maneira a melhor orientar os módulos FV de acordo com as necessidades.

Este estudo, movimento aparente do Sol em relação à Terra, pode ser feito a partir da definição dos ângulos solares. Para os fins aqui propostos são estudados os seguintes ângulos solares: a declinação, o ângulo horário, a altura solar, o ângulo zenital e o azimute solar.

2.1.1. Declinação

A declinação, distância angular dos feixes solares em relação à linha do equador, tem relação com a inclinação do eixo terrestre de 23.45° em relação ao seu plano elíptico. A declinação apresenta valor máximo nos solstícios e zero nos equinócios [12]. A declinação (δ) pode ser calculada para cada dia do ano de acordo com a equação (2.4) [12]. Em seguida, na Figura 2-3 é possível observar a variação da declinação solar ao longo de um ano.

$$\delta = 23.45 \sin\left[\frac{360}{365}(284 + N)\right] \quad (2.4)$$

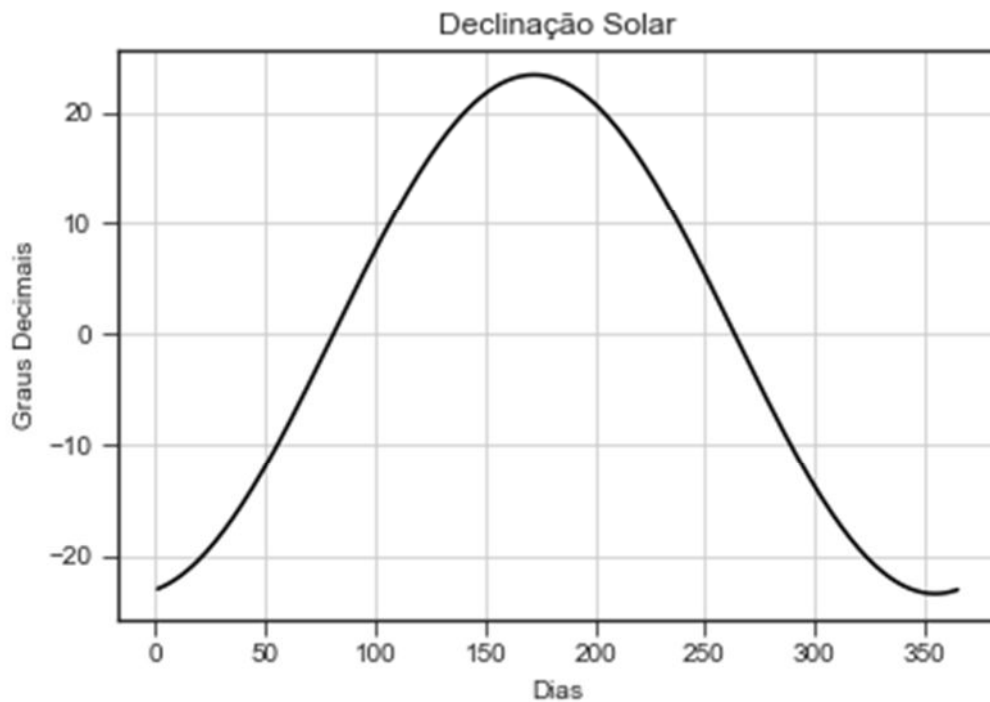


Figura 2-3 - Exemplo da variação da declinação solar ao longo do ano.

Para efeitos práticos, de forma simplificada, a declinação é considerada constante para cada dia [12]. A Tabela 2-1 indica os dias médios de referência para cada mês do ano.

| Mês | Dia | Hora | Dia Médio do Mês | | |
|-----------|---------|----------|------------------|-----|------------|
| | | | Data | N | Declinação |
| Janeiro | i | k | 17 | 17 | -20,92 |
| Fevereiro | 31 + i | 744 + k | 16 | 47 | -12.95 |
| Março | 59 + i | 1416 + k | 16 | 75 | -2.42 |
| Abril | 90 + i | 2160 + k | 15 | 105 | 9.41 |
| Maio | 120 + i | 2880 + k | 15 | 135 | 18.79 |
| Junho | 151 + i | 3624 + k | 11 | 162 | 23.09 |
| Julho | 181 + i | 4344 + k | 17 | 198 | 21.18 |
| Agosto | 212 + i | 5088 + k | 16 | 228 | 13.45 |
| Setembro | 243 + i | 5832 + k | 15 | 258 | 2.22 |
| Outubro | 273 + i | 6552 + k | 15 | 288 | -9.6 |
| Novembro | 304 + i | 7296 + k | 14 | 318 | -18.91 |
| Dezembro | 334 + i | 8016 + k | 10 | 344 | -23.05 |

Tabela 2-1 - Dias médios do ano.

Fonte: adaptado de [12]

2.1.2. Ângulo Horário

O ângulo horário de um ponto descreve o movimento angular Este – Oeste do meridiano do Sol em relação ao meridiano local [13]. Com a equação (2.5) é possível calcular o ângulo horário (h) ao longo do dia, relativamente a hora do sol aparente (AST) [12].

$$h = (AST - 12) \frac{360^\circ}{24h} \quad (2.5)$$

Onde,

$$AST = LST + ET \pm 4(SL - LL) - DS \quad (2.6)$$

$$ET = 9.87 \sin(2B) - 7.53 \cos(B) - 1.5 \sin(B) \quad (2.7)$$

$$B = (N - 81) \frac{360}{364} \quad (2.8)$$

Cada hora solar corresponde a 15° , ou seja, uma hora é o tempo necessário para uma rotação de 15° da Terra em torno do seu eixo, sendo negativo antes do meio-dia e positivo depois. A equação (2.6) corrige a hora do sol aparente relativamente ao horário local, corrigida pela equação do tempo (ET) e longitude local (LL) relativamente ao fuso horário padrão (SL), em cada dia (N) do ano. Quando a este de Greenwich, o sinal da equação (2.6) é negativo (-), se estiver a oeste, o sinal é positivo (+). O DS (*Daylight Saving*) corresponde à correção do horário de verão, quando adotado, sendo igual a 60 minutos.

2.1.3. Ângulo Zenital e Altura Solar

Em um determinado ponto, quando se imagina uma linha vertical naquele ponto, os raios solares formam o ângulo zenital (z) em relação a essa linha vertical e pode ser calculado de acordo com a equação (2.9) [12].

$$\cos(\theta z) = \sin(\delta) \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(h) \quad (2.9)$$

Por convenção, os valores da latitude (φ) são positivos para o Hemisfério Norte, e negativos para o Sul. Com a determinação do ângulo zenital é possível calcular o seu

complementar, a altura solar, ou seja, o ângulo formado entre os raios solares e o plano horizontal, portanto, pode ser calculado com a equação (2.10) [13].

$$\alpha \approx 90^\circ - \theta_z \quad (2.10)$$

A altura solar alcança o seu maior valor no solstício de verão, consoante um ângulo zenital menor, como consequência a AM é menor, em consonância com a equação (2.2), portanto as “barreiras” atmosféricas são menores, resultando em uma maior quantidade de energia radiativa que chega à superfície terrestre. No solstício de inverno ocorre o contrário. A relação entre a AM e os dias do ano pode ser visto na Figura 2-4.

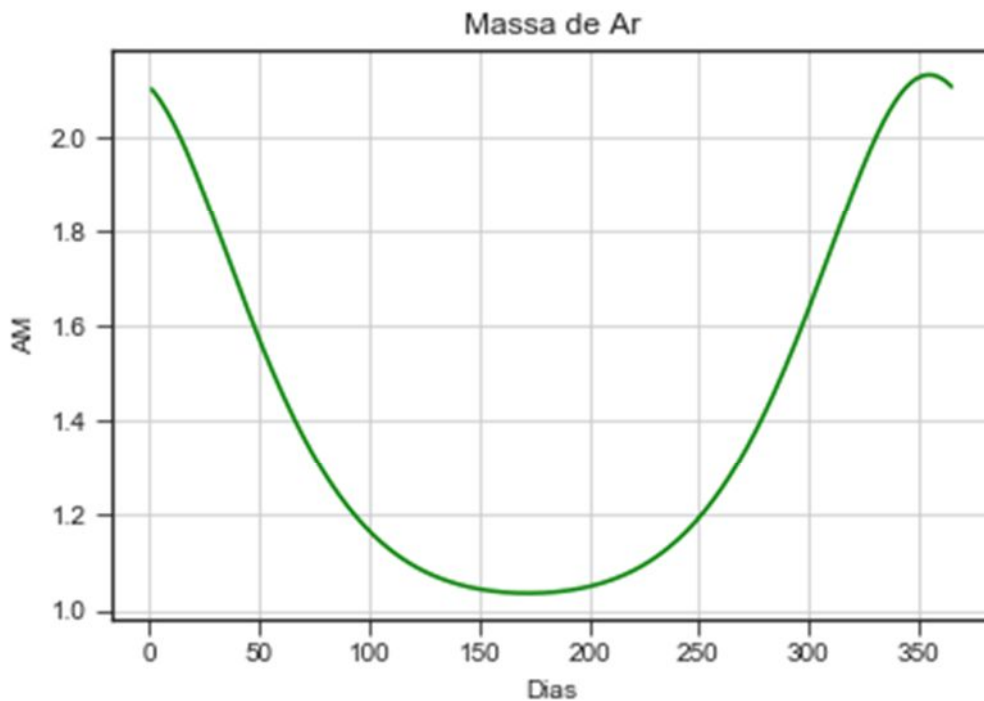


Figura 2-4 - Relação entre a AM e os dias ano, para a cidade de Évora.

Para o cálculo da AM, plotado na Figura 2-4, foi considerado o meio-dia solar, no qual o h é igual a zero, e a altura solar é máxima para o dia. As alturas solares, máxima e mínima, correspondem aos dias 171 (solstício de verão) e 354 (solstício de inverno).

Também é possível analisar, com a equação (2.9), o horário do sol nascente, quando o z é igual a zero, isolando o ângulo horário, como pode ser analisado na equação (2.11).

$$h_{sn} = \text{acos}(-\tan(\delta) * \tan(\varphi)) \quad (2.11)$$

A partir do resultado da (2.11), substituindo-o na equação (2.5), chega-se ao horário do sol nascente ou poente, haja vista que o ângulo horário varia de $-h$ para $+h$, respectivamente. O dobro do resultado corresponde a duração do dia.

2.1.4. Ângulo Azimute Solar

A posição aparente do sol, para além da altura solar, também muda horizontalmente do este para oeste. Essa posição corresponde ao ângulo azimute solar (ω). No hemisfério Norte a referência é o Sul verdadeiro, e no hemisfério Sul é medido em relação ao Norte verdadeiro. Com a equação (2.12) [12] é possível calcular o ω . Por convenção $-$ antes do meio-dia, e $+$ após.

$$\sin(\omega) = \frac{\cos(\delta) \sin(h)}{\cos(\alpha)} \quad (2.12)$$

A análise dos principais ângulos permite calcular a posição relativa do sol com relativa precisão, como exemplificado na Figura 2-5 seguinte, que demonstra o percurso do Sol da cidade de Évora/Portugal no equinócio de outono (21/09).

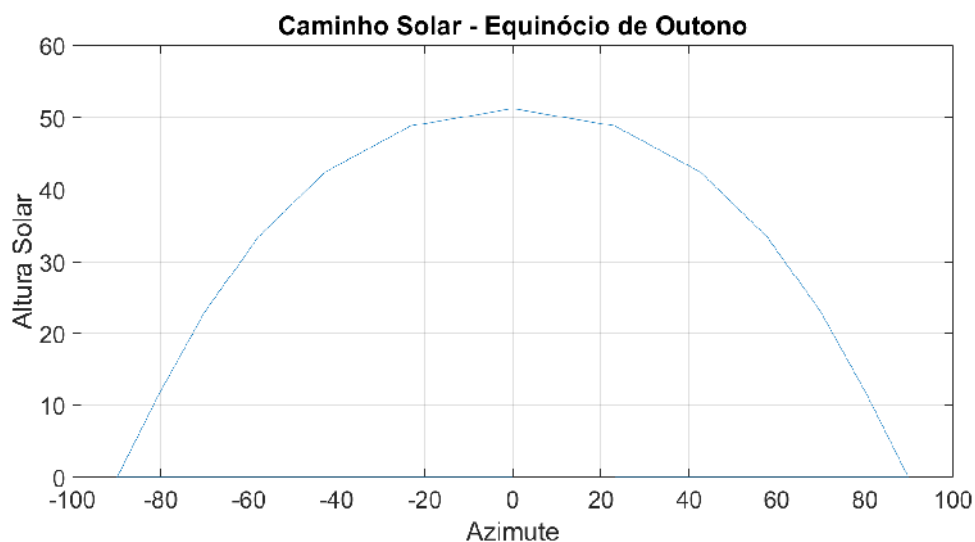


Figura 2-5 - Caminho do Sol (equinócio de outono - 21/09) do concelho de Évora/Portugal.

2.2. Irradiância Incidente em Superfícies Fixas

Para a energia solar o propósito do estudo das diversas características da relação Sol – Terra é saber quanto de irradiância atinge uma superfície, que por sua vez depende de dois fatores, o ângulo de inclinação (β) e o ângulo de azimute da superfície (γ) [19]. Relativamente ao local de instalação de estruturas de captação de irradiância solar, outros aspectos importantes são, a área disponível para instalação sistemas solares [20] e o sombreamento [21]. A irradiância máxima ocorre quando os raios solares incidem em um ângulo de 90° na superfície coletora.

A quantidade de energia solar disponível pode ser estimada a partir da interação da posição aparente do Sol e a superfície coletora, com a definição do ângulo de incidência (θ), ângulo formado entre os raios solares e a normal da superfície [12].

Com a equação (2.13) [19], é possível calcular a irradiância direta (G_B).

$$G_B = G_{Bn} \cos(\theta) \quad (2.13)$$

Onde G_{Bn} é a irradiância direta em uma superfície horizontal. Quando θ é igual a 0° , a equação anterior resultando em $G_B = G_{Bn}$, sendo o momento de maior incidência de irradiação na superfície. O fluxo de informações e cálculo necessários para se obter a irradiância em uma superfície está resumido na Figura 2-6.

$$\cos(\theta) = \sin(\delta) \sin(\varphi) \cos(\beta) - \sin(\delta) \cos(\varphi) \sin(\beta) \cos(\gamma) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\beta) \cos(h) + \cos(\delta) \sin(\varphi) \sin(\beta) \cos(\gamma) \cos(h) + \cos(\delta) \sin(\beta) \sin(\gamma) \sin(h) \quad (2.14)$$

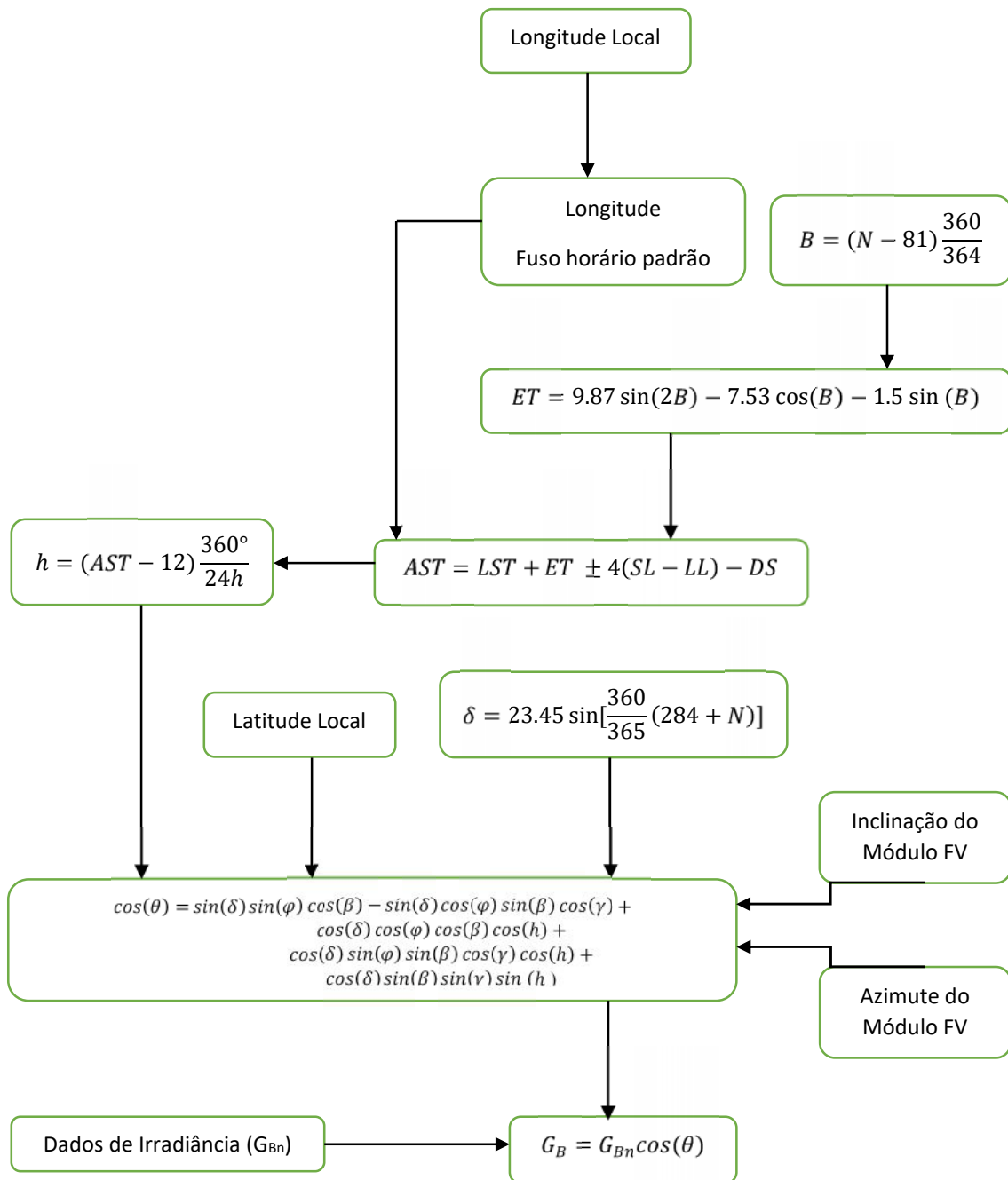


Figura 2-6 - Fluxo de dados e cálculos para estimar a irradiância em uma superfície inclinada.

Para o presente trabalho, desenvolvimento de um *software* de modelação de sistemas fotovoltaicos, são usados a base de dados do *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) [22].

Na equação (2.14), para valores iguais a zero, para a inclinação e o azimute da superfície, a equação se resume a equação (2.9), $\cos(\theta) = \cos(\theta_z)$, ou seja, quando o ângulo de incidência é igual ao ângulo zenital.

É fácil concluir a relação entre o ângulo de incidência e a eficiência do sistema FV, portanto é essencial avaliar o melhor arranjo relativamente ao ângulo de incidência para otimização do sistema. Como alternativa para manter um ângulo de incidência adequado para uma maior produção de eletricidade, há os sistemas com seguimento solar, entretanto, apresentam custos mais elevados [23], em contrapartida, os sistemas de montagem fixa dos módulos apresentam custos mais baixos.

Para os sistemas fixos, se as características locais e os custos não impedirem, ajustar e otimizar a inclinação e orientação que melhor atendam às necessidades energéticas. Na Figura 2-7 é possível observar, a variação do ângulo de incidência ótimo para cada dia do ano. Como expectável, é possível observar a maior inclinação na estação de inverno (21/12) e o contrário no verão (21/06).

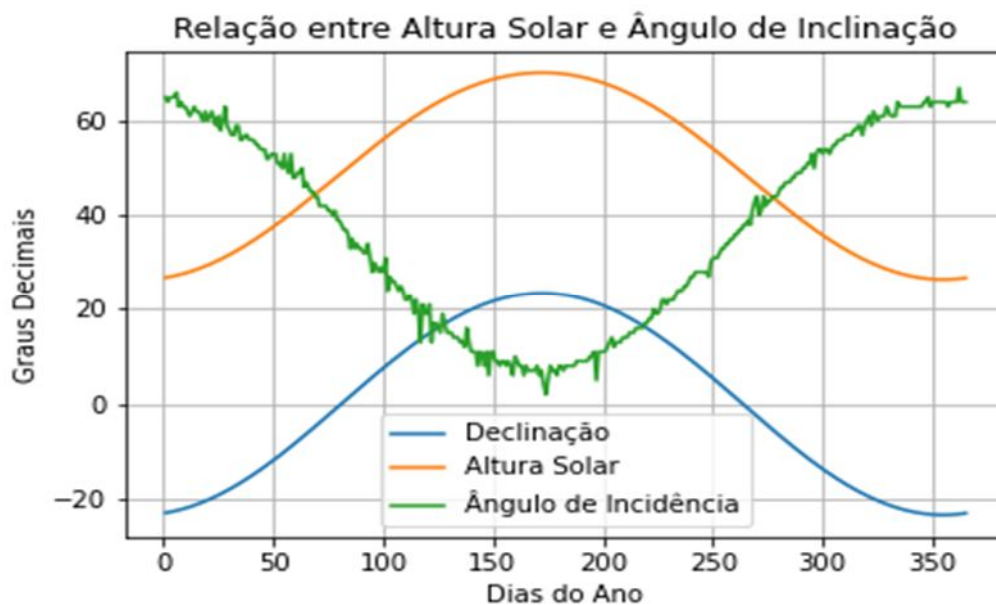


Figura 2-7 - Relação entre a declinação e altura solar com o ângulo ótimo de inclinação para cada dia do ano, coordenadas do conselho de Évora/PT.

3. Política Portuguesa para a Geração Distribuída

Os compromissos assumidos pelos países da União Europeia (UE), relativamente às alterações climáticas, a necessidade de promover a segurança energética com recursos endógenos e renováveis, têm sido fatores chaves para o desenvolvimento de legislações que incentivam as fontes renováveis de energia [20], cenário propício para o desenvolvimento da produção distribuída, aumentando cada vez mais a participação dos micro geradores nos sistemas elétricos nacionais dos países europeus. No Reino Unido, por exemplo, é esperado uma participação de 30-40% das fontes renováveis, micro geração no suprimento das necessidades energéticas [24].

A geração distribuída fez surgir a figura do consumidor-produtor (*prosumer*), aquele que produz eletricidade para o seu autoconsumo. Em Portugal, o consumidor produtor surgiu juridicamente no Decreto Lei n.º 68/2002 [25], constatando a nova realidade no mercado elétrico português. Tal normativa estabeleceu os direitos e deveres, proporcionando estabilidade para potenciais investimentos.

Desde 1988, com o Decreto Lei n.º 189/1988, já existia estímulo ao pequeno produtor de eletricidade, com garantias de receita (pelo Estado) para amortização do investimento [26], portanto, a principal política usada para promover a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis foi promover a existência de *feed-in tariffs* (FIT) [27]. O consumidor/produtor também foi beneficiado por essa política.

Entretanto, em 2014, a partir do Decreto Lei n.º 153/2014, um novo regime jurídico foi estabelecido, surgindo duas modalidades de pequenos produtores [28]:

- UPAC – “Unidades de Produção para o Autoconsumo, destinada ao consumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública”;
- UPP – “Unidades de Pequena Produção, cuja produção é vendida na sua totalidade à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência”. A capacidade instalada deve inferior ou igual a 250 kW.

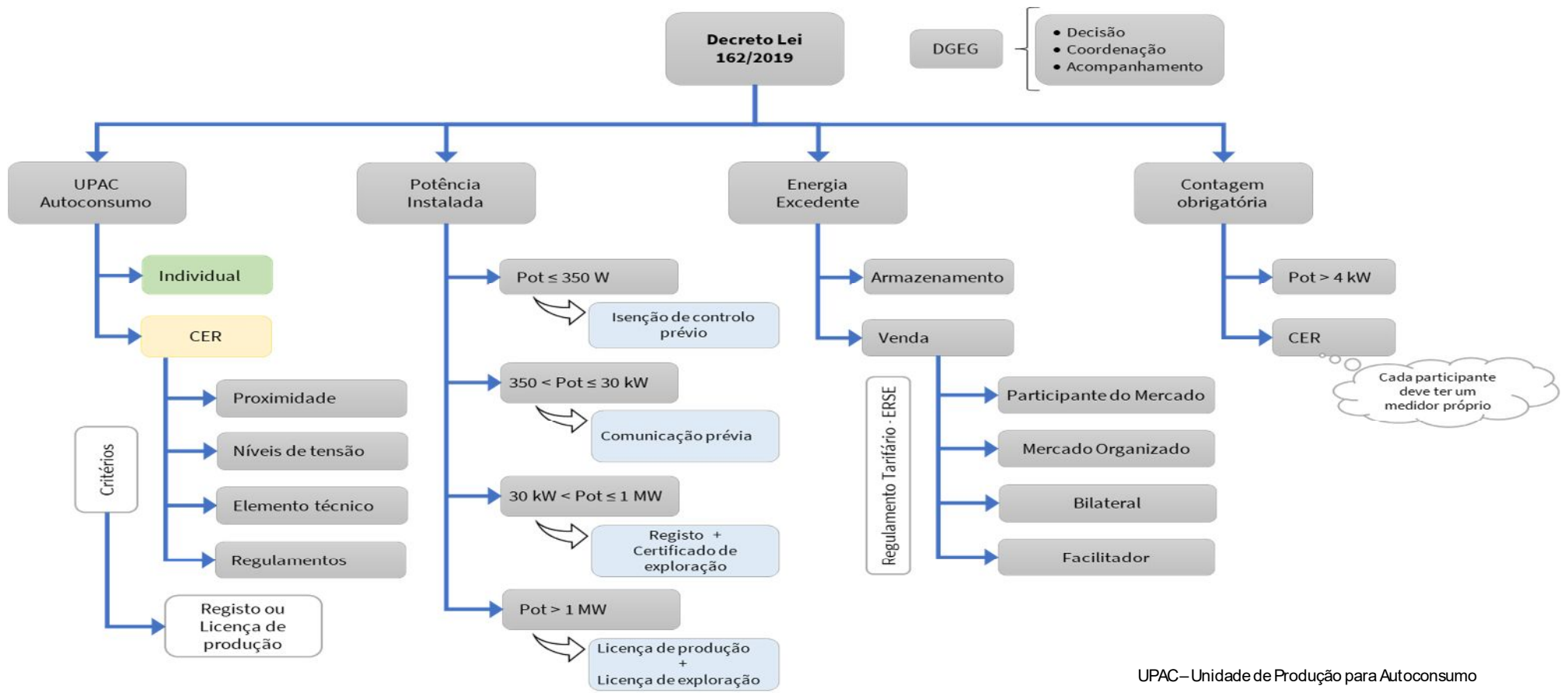
De acordo com o decreto lei, as UPAC poderiam fazer uso de fontes renováveis ou não renováveis, por outro lado, as UPP só poderiam fazer uso de fontes renováveis.

Em novembro de 2019, um novo regime jurídico foi estabelecido com o Decreto Lei n.º 162/2019 [29], tal decreto altera as condições de instalação e funcionamento das UPAC, de modo a facilitar e estimular ainda mais as energias renováveis, para além de criar a possibilidade legal do desenvolvimento das Comunidades de Energias Renováveis (CER), formadas a partir da união de dois ou mais autoprodutores, permitindo aos interessados dividir os investimentos necessários para a instalação de uma central de produção coletiva. Outra mudança significativa para o setor energético foi o Decreto Lei n.º 76/2019 [30], que revoga a modalidade UPP.

Com o novo regime jurídico, as novas unidades de produção, preferencialmente voltadas para o autoconsumo, seja individual ou através das CER, podem negociar no mercado energético o excedente injetado na RESP. Com o novo regime jurídico espera-se um maior crescimento da geração distribuída, como relata o sumário do Decreto Lei n.º 162/2019, de forma a contribuir com as metas para uma economia descarbonizada.

É esperado um grande número de conexões de produtores distribuídos, se por um lado é positivo para a economia e para o meio ambiente, por outro, traz imensos desafios técnicos, o que exige das normas e dos órgãos reguladores, uma avaliação técnica rigorosa, de modo a avaliar os possíveis impactos à RESP [31]. Na Figura 3-1 é demonstrado um resumo da nova normativa jurídica que entrou em vigor em janeiro de 2020.

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) é o órgão responsável pelo controlo e fiscalização técnica dos sistemas de geração distribuída, de forma a assegurar o cumprimento das medidas de qualidade e segurança para todos os utilizadores da RESP.



UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo
 RESP – Rede Elétrica de Serviço Público
 CER – Comunidade de Energia Renovável

Figura 3-1 - Resumo esquemático do Decreto Lei n.º 162/2019
 Fonte: adaptado de [29]

4. Demanda e Perfil de Carga

Para melhor adequação do sistema elétrico é essencial avaliar o comportamento dos consumidores relativamente às necessidades energéticas, assim, é possível agrupar os diferentes tipos de perfil de consumo [32]: residencial, comercial, industrial, setor público, etc. Com a análise do perfil, os diversos agentes podem fazer previsões de demanda e preparar o sistema elétrico para as necessidades futuras.

No âmbito local, ou seja, no que diz respeito ao microsistema elétrico, no caso da produção distribuída, não é diferente, pois conhecendo o perfil de consumo é possível planejar e dimensionar um sistema adequado para a necessidade. Portanto, o consumo de eletricidade a ser suprido pela produção do sistema FV é importante, pois tem impacto direto na dimensão do sistema FV [33]. O perfil de demanda varia entre os diferentes tipos de consumidores e mesmo durante o dia, ou período do ano, como pode ser visto na Figura 4-1, onde é apresentado o perfil de demanda do tipo BTN–A, Baixa Tensão Normal – A.

É possível perceber a diferença para o mesmo tipo de consumidor para diferentes dias do ano, um dia de inverno e um dia de verão. Portanto, conhecer o perfil de consumo torna possível um dimensionamento otimizado para cada caso.

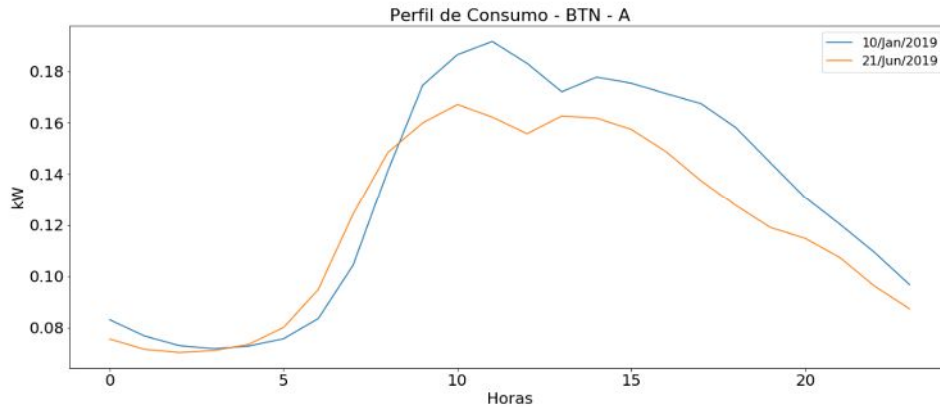


Figura 4-1 - Diagrama de carga, consumidor BTN-A

Fonte: [34]

Para além da demanda de energia, é necessário avaliar a influência dos preços de eletricidade, tanto de compra como de venda, no caso de sistema conectado à RESP, pois, é necessário encontrar um equilíbrio entre o investimento necessário para a instalação do sistema FV, os custos de compra de eletricidade e o saldo obtido com a venda do excesso de produção à rede. A equação de balanço que representa um sistema conectado à rede pública é apresentada na equação (4.1) [35].

$$P_{PV(t)} = P_{LD(t)} + P_{Exp(t)} - P_{Imp(t)} \quad (4.1)$$

Onde:

$P_{PV(t)}$ – Produção total do gerador fotovoltaico;

$P_{LD(t)}$ – Demanda da carga;

$P_{Exp(t)}$ – Carga injetada na rede;

$P_{Imp(t)}$ – Carga recebida da rede.

Como explicito em [35], se a produção momentânea for maior do que o consumo, ocorre exportação de energia elétrica à rede; ao contrário, se for menor, ocorre importação de eletricidade (potência e energia). Ao analisar estritamente a equação (4.1), é possível afirmar que o melhor cenário seria anular os termos $P_{Exp(t)}$ e $P_{Imp(t)}$, ou seja, seria ter a produção do gerador igual à demanda, no entanto, devido às características de produção e variação de demanda ao longo do dia, tal situação não é possível, a Figura 4-2 mostra o

perfil de irradiância de ano típico (Évora) para um dia de inverno (10/01), e a demanda típica de um consumidor de BTN. Num cenário realista é necessário inserir outras variáveis como a disponibilidade de espaço para a instalação de uma central FV, custos de instalação, custos de eletricidade, preferências do consumidor etc.

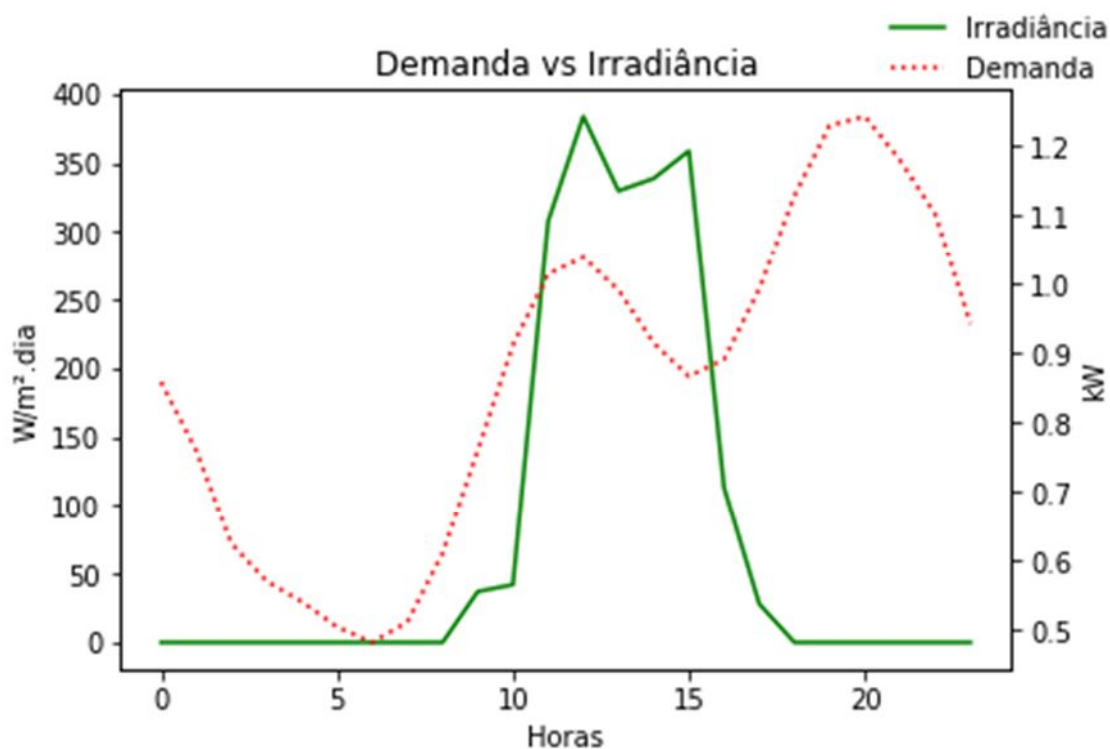


Figura 4-2 - Relação entre produção e consumo de eletricidade em uma UPAC.

Fonte: Diagrama de carga [34].

Fica claro, por exemplo na Figura 4-2, a discrepância entre os picos de potencial produtivo e de demanda de um consumidor padrão de eletricidade, portanto, o desafio é planear uma central viável do ponto de vista económico e técnico, no sentido de reduzir “perdas” energéticas, traduzidas em perdas financeiras.

A partir da produção de eletricidade para o autoconsumo, naturalmente é esperado uma mudança do diagrama de carga. O efeito de load shifting devido a preferência do consumidor, por exemplo por razões de tarifário ou de otimizar o seu consumo para horas solares. Para o consumidor médio, da figura revela-se que em momentos de maior produção, o consumo de eletricidade da rede diminui, voltando a crescer na medida que a produção diminui, ao final da tarde, com o início do período de jantar. A Figura 4-3 seguinte demonstra para o mesmo tipo de consumidor médio BTN-A, mas com uma central de produção de eletricidade renovável.

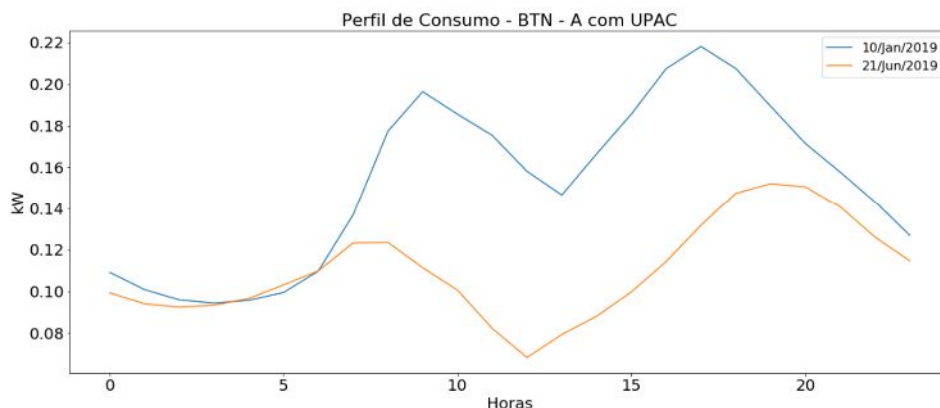


Figura 4-3 - Diagrama de carga, consumidor BTN-A com UPAC.

Fonte: [34]

Na situação demonstrada na Figura 4-3, o dia de verão apresenta uma menor demanda da RESP, há também uma maior produção de carga pela central FV (caso seja essa a tecnologia utilizada na UPAC). Fica clara a influência do comportamento das pessoas e a influência das estações do ano e como a disponibilidade do recurso solar afetará o balanço energético para a RESP.

Como dito anteriormente, o perfil de consumo também é afetado pelo custo da electricidade, a influência do custo apresenta quando ocorre aumento dos preços praticados no mercado de energia há tendência para diminuição do consumo de electricidade. Esta relação afeta principalmente o setor industrial [36], mais sensível às variações de preço devido ao elevado consumo para realizar as suas atividades. A produção de electricidade para o autoconsumo pode beneficiar o setor industrial de forma significativa, seja pela influência dos custos com electricidade, ou pela predominância das atividades diurnas, período de produção da fonte solar. De qualquer forma é importante avaliar as necessidades de cada tipo de consumidor.

5. Modelação do Sistema Fotovoltaico

Para satisfazer a demanda por eletricidade, a configuração fotovoltaica deve ser desenhada apropriadamente, observando as características locais, área disponível, condições ambientais, demanda de carga, padrão de carga e parâmetros económicos, de forma a disponibilizar o recurso eficientemente e de forma economicamente viável [37]. Outro parâmetro importante a ser considerado no processo de modelação do sistema FV são as perdas energéticas durante o regime de operação normal, estas ocorrem nos cabos elétricos e no inversor (principalmente).

De acordo com [38], há quatro abordagens de otimização no processo de modelação FV: método intuitivo, analítico, numérico e inteligente (através de inteligência artificial).

O método numérico é através de simulações baseadas em cálculo com o uso de *software* [38], método usado neste trabalho. Mais detalhes são abordados neste capítulo.

No processo de modelação, deve ser estabelecida uma rotina de trabalho, de maneira a organizar o uso dos parâmetros de entrada (*inputs*) e saídas (*outputs*).

O algoritmo está dividido em três etapas, conforme a classificação dos parâmetros:

1. Geofísicos;
2. Técnicos;
3. Económicos.

As implicações da legislação em vigor, relativamente à geração distribuída, são abordadas na etapa de manipulação dos parâmetros económicos, pois têm relação e impacto direto no modelo tarifário da eletricidade produzida e consumida e, portanto, com

consequências no retorno financeiro esperado. A Figura 5-1 apresenta um resumo esquemático dos parâmetros considerados para a modelação através do *software*.

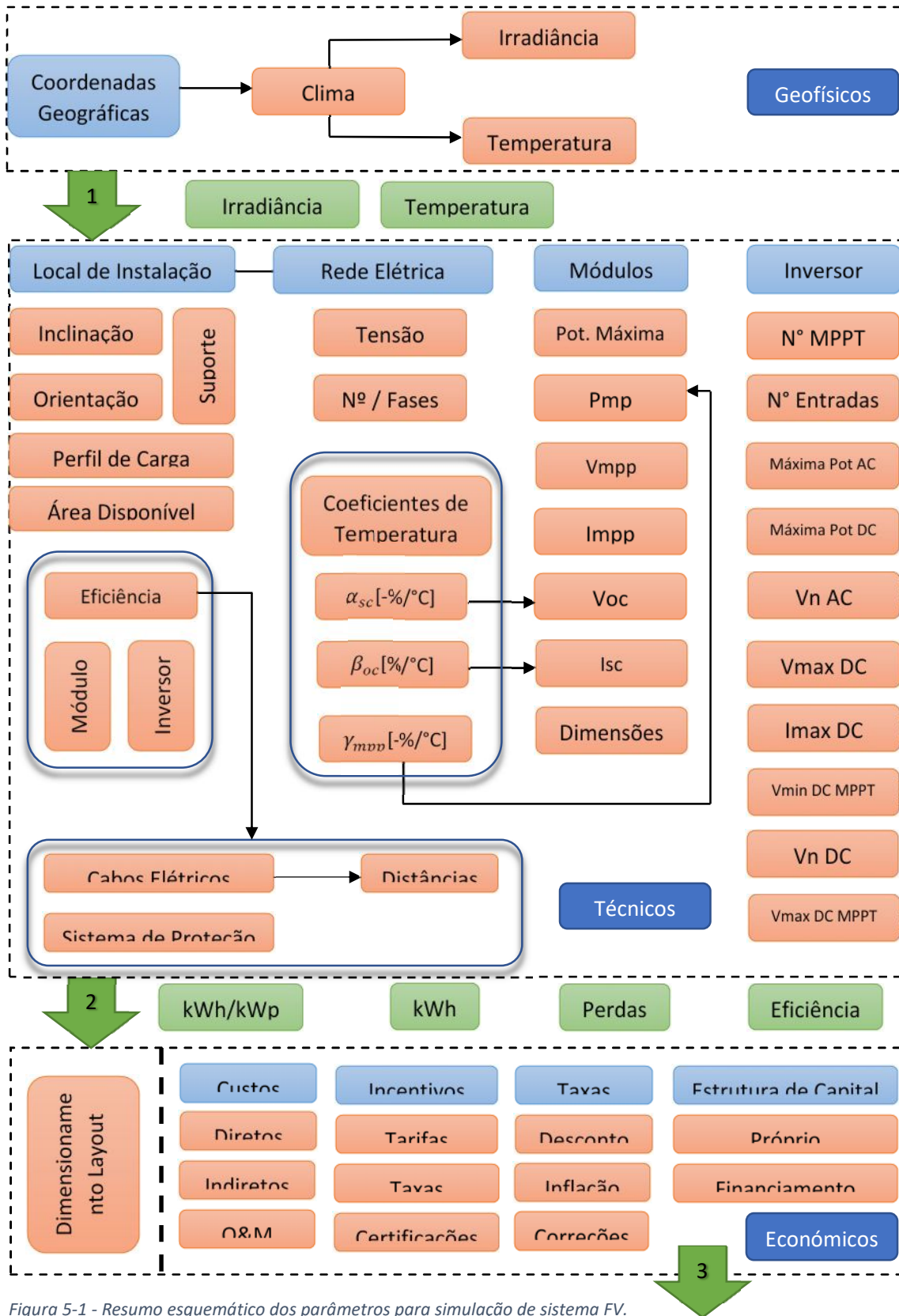


Figura 5-1 - Resumo esquemático dos parâmetros para simulação de sistema FV.

Em cada etapa do processo, como resultado parcial, novos *inputs* são lançados para a etapa seguinte. Ao final da etapa 3, onde ocorre a análise financeira, os resultados são obtidos para a análise final do utilizador. Um resumo dos resultados obtidos pode ser visualizado na Figura 5-2.



Figura 5-2 - Resumo dos resultados esperados no processo de modelação e simulação FV.

5.1. Dados Climáticos

Entre os diversos fatores que influenciam a produção de energia por um sistema FV, o mais importante é a radiação que chega ao plano dos módulos, pois depende das condições climáticas locais [39], portanto, é o fator de maior incerteza. Outros fatores, como a eficiência de conversão, através do efeito fotovoltaico dos módulos, dependem da irradiância e da temperatura de operação das células, afetada pela temperatura do ambiente. Um mesmo módulo FV pode apresentar diferentes performances, quando em diferentes locais, não sendo, portanto, uma função linear somente da irradiância [39].

Para modelar e estimar a performance de um sistema FV, desenhado através do *software* desenvolvido no âmbito do presente trabalho, são usadas a base de dados em [17] validadas na investigação de [22].

São usados especificamente os dados relativamente ao *Typical Meteorological Year* (TMY) de um local, referente às condições típicas baseadas em observações de vários anos. O TMY é usado para modelar o sistema, no entanto, é feita uma análise de sensibilidade a partir de dados de diferentes anos, pois só assim é possível detectar variações da disponibilidade do recurso solar anual [15], e quais os possíveis impactos na produção de eletricidade e as suas consequências financeiras.

Com os dados temporais (GHI, DNI, DHI e a temperatura ambiente – T_a) obtidos, com a definição e cálculos dos ângulos solares, inclinação e orientação definidos, é possível, a partir do cálculo do ângulo de incidência, obter o valor de irradiância disponível (I_t) para a conversão de energia solar em eletricidade usando a equação (5.1) seguinte [23]:

$$I_t = I_b + I_d + I_r \quad (5.1)$$

Onde

I_b o resultado da equação (2.13);

I_d é a fração da irradiância difusa, equação (5.2), e I_r é fração da irradiação refletida pelo solo, equação (5.3):

$$I_d = I_{DHI} \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad (5.2)$$

$$I_r = \rho (I_{DHI} * \sin(\alpha) + I_{DHI}) * \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (5.3)$$

O índice de albedo (ρ) varia entre 0.1, para meio urbano e 0.8, quando há neve. No entanto, na maioria dos casos o ρ é desconhecido, e como simplificação é assumido o valor de 0.2 [40].

5.2. Módulo Fotovoltaico

Em 1839, Edmund Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico, basicamente um efeito que converte a luz solar diretamente em eletricidade usando células fotovoltaicas [41]. Esta descoberta permitiria, anos depois, tornar viável o uso à escala global de módulos fotovoltaicos, possibilitando gerar eletricidade de forma descentralizada.

Basicamente as células fotovoltaicas são constituídas por um material semiconductor, caracterizado por possuir uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução parcialmente preenchida [13]. A excitação que promove a movimentação de elétrons da camada de valência para a camada de condução é provocada pela absorção de fótons, e estes devem ter energia suficiente para superar a “barreira” entre as duas camadas, facto por trás da conversão de energia luminosa em energia eléctrica [42]. Portanto, a performance do módulo fotovoltaico depende principalmente das condições da luz solar e da temperatura da célula [43]. Não é objetivo deste trabalho detalhar a teoria física e química por trás da conversão fotovoltaica, no entanto mais detalhes podem ser encontrados em [42].

Atualmente há diferentes tecnologias disponíveis no mercado, com o uso de diferentes materiais para a fabricação das células fotovoltaicas. As células de silício cristalino (c-Si) dominam o mercado pois há um sólido conhecimento da tecnologia de produção e abundância do material - silício [44].

A célula fotovoltaica é o elemento básico da tecnologia de conversão da luz solar em eletricidade, a união das células conectadas em série constituem os módulos FV [45], portanto, as características eléctricas dos módulos são determinadas pelas características eléctricas das células. Num modelo de circuito eléctrico equivalente simplificado, o circuito de uma célula fotovoltaica pode ser representado tal como se mostra na Figura 5-3.

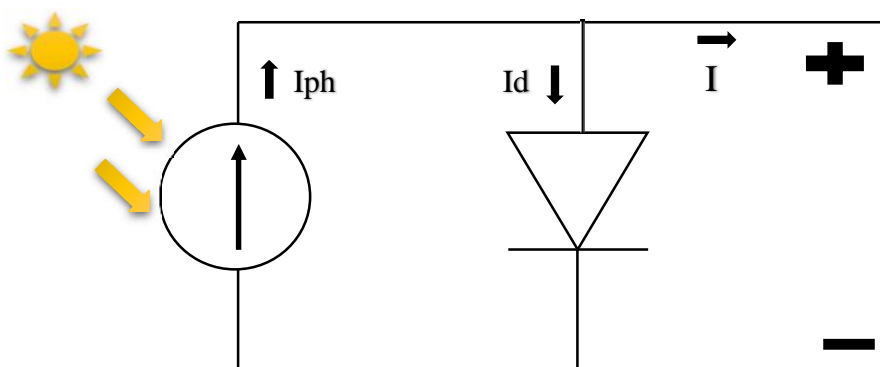


Figura 5-3 - Circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica.

No circuito equivalente simplificado a célula fotovoltaica é representada pelo gerador de corrente em paralelo com um diodo, que recebe os fótons do espectro radiativo solar e os converte em corrente (I_{ph}), e devido a diferença de potencial entre os contatos eléctricos, um fluxo de elétrons é iniciado, uma corrente reversa (I_d) flui em direcção oposta a corrente

gerada, diminuindo a voltagem gerada, matematicamente, o circuito é representado pela equação (5.4) [46].

$$I = I_{ph} - I_d \quad (5.4)$$

Onde:

$$I_{ph} = [I_{SC} + k_i(T_a - T_{STC})] \frac{I_t}{I_{ref}} \quad (5.5)$$

$$I_d = I_o \left[\exp \left(\frac{qV_{oc}}{N_s n k T_{STC}} \right) - 1 \right] \quad (5.6)$$

Onde:

I_{sc} – Corrente de curto-circuito;

k_i – Coeficiente de temperatura da corrente;

T_a – Temperatura ambiente;

T_{STC} – *Temperatura em Standart Test Conditions* (STC);

I_{ref} – Irradiância em STC;

I_o – Corrente de saturação reversa;

Q – Carga elementar do eletrão;

V_{oc} – Tensão de circuito aberto;

N_s – Número de células em série;

n – Fator de idealidade;

k – Constante de Boltzmann;

T_{STC} – Temperatura em STC [25°C].

Existem perdas associadas que precisam ser incorporadas para melhor representar a geração de corrente, essas perdas estão relacionadas com o fluxo de corrente, podendo ser representadas por uma resistência em série, e para além dessas perdas, o modelo simplificado não considera as perdas nas junções p-n (correntes de fuga parasiticas), que podem ser representadas por uma resistência em paralelo [47]. A junção p-n é a união

entre semicondutores p – positivos e n – negativos, onde se forma um campo eletromagnético, responsável por manter os elétrons no lado n e os buracos (positivos) no lado p [42].

Para representar as perdas associadas no circuito equivalente, de maneira a incorporar as perdas, são acrescentadas as resistências em série (R_s) e paralela (R_{sh}), como mostra a Figura 5-4.

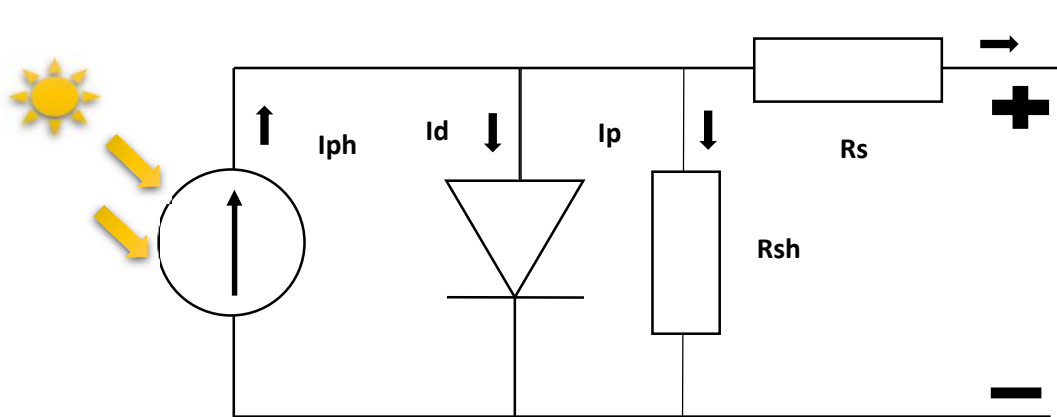


Figura 5-4 - Circuito equivalente, célula fotovoltaica com as resistências.

O modelo do circuito equivalente da Figura 5-4 pode ser representado pela equação (5.7), encontrada em [47].

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{N_s n k T_{STC}} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (5.7)$$

O modelo de um diodo, tal qual o apresentado e representado pela Figura 5-4 e equação (5.7), é amplamente aplicado, pois de acordo com [47], produz um bom equilíbrio entre simplicidade e precisão, portanto, será o modelo aplicado para as simulações do presente trabalho.

5.3. Inversor

A corrente gerada pelas células fotovoltaicas é do tipo contínua e, por outro lado, a maioria dos sistemas-cargas eletricas atuais funcionam com corrente alternada. Assim, numa central FV é necessário um dispositivo para converter a corrente contínua em corrente alternada sincronizada com a RESP.

Para tal conversão é usado o inversor, um aparelho eletrônico que recebe corrente contínua (DC) vinda do gerador, ou mesmo de uma bateria, e fornece corrente alternada (AC), na qual a tensão de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas [13].

Para além de manter a tensão de saída adequada, o inversor deve possuir outra característica essencialmente importante, a capacidade de isolar o sistema fotovoltaico da rede de distribuição (em caso de sistema conectado à rede) [48], assim, o inversor é um dispositivo que torna a corrente gerada pela central FV viável para o consumo nas nossas redes AC, bem como responsável pela segurança, tanto humana, como do material.

Também é preciso ter em mente que há diferentes tipos de inversores, relativamente ao tipo de sistema FV, a saber, sistemas isolados e sistemas conectados à rede, todavia, o presente trabalho refere-se apenas aos inversores desenvolvidos para atender as necessidades de conexão com a rede de distribuição, portanto, toda a citação relativamente aos inversores refere-se ao tipo de conexão à rede, a menos que se indique o contrário.

5.3.1. Configurações dos Inversores

Os vários inversores podem ser classificados em quatro categorias: inversores centrais, inversores de *string*, inversores *multi-string* e micro-inversores. Apresenta-se a seguir uma breve definição de cada tipo de acordo com [49].

Inversores centrais são desenhados para conectarem vários conjuntos de módulos em série (*strings*) ou *paralelos de strings*, com o objetivo de aumentar a tensão nominal do inversor e evitar amplificação adicional com transformador conectado à rede.

Inversores de *string* são os mais comuns, neste caso, apenas uma *string* (ou *mais strings iguais*) é conectada ao inversor, tipicamente com potência nominal até 50 kW.

Nos inversores *multi-string* cada *string* é conectada a um conversor DC-DC e em seguida todas as *strings* são conectadas em um único conversor DC-AC.

Os microinversores caracterizam-se pela integração de um inversor para cada módulo (com potência total baixa, tipicamente 250 a 500 W).

Cada tipo de configuração apresenta vantagens e desvantagens, o que requer análises técnicas e financeiras para decidir relativamente ao melhor tipo de configuração. A

ferramenta de simulação resultante do presente trabalho considera apenas os inversores de *string* e microinversores, pois são os mais adequados para dar resposta às necessidades dos consumidores produtores de eletricidade, instalações tipicamente de potência instalada mais baixa.

5.3.2. Relação FV – Inversor

Em todo o processo de conversão de energia ocorrem perdas, não sendo distinto no processo de conversão da corrente contínua, produzida pelo sistema fotovoltaico, para corrente alternada útil. Assim, a eficiência do inversor é fator preponderante na análise e planeamento de uma central FV. De acordo com [50], dois tipos de perdas são esperadas nos inversores, o consumo do inversor, sempre presente, relacionada com o funcionamento do equipamento, e as perdas relacionadas à conversão, neste caso há uma associação com o circuito interno dos inversores (cabos, dispositivos eletrónicos, etc.)

Para além da eficiência, outro parâmetro importante é o custo do inversor, tanto de compra, como de manutenção ou substituição ao longo da vida útil do projeto, tipicamente 25 anos. Neste contexto, com o objetivo de melhor dimensionar o inversor, é obtida uma relação entre o potencial de produção em STC ($P_{PVG(STC)}$) e o efetivamente produzido em condições operacionais (P_{ACn}), explicita na equação (5.8), de [51].

$$R_{inv} = \frac{P_{PVG(STC)}}{P_{ACn}} \quad (5.8)$$

A capacidade do inversor, portanto, traduz-se com R_{inv} vezes a potência FV instalada. A partir desta relação pode fazer-se a análise, quando imputados o custo (€/kW) do inversor e o custo da eletricidade (€/kWh). Quando R_{inv} é menor que um, a central FV está gerando menos energia do que poderia devido ao limite de potência do inversor. Caso contrário, quando R_{inv} é superior a um, o inversor opera aquém da sua capacidade, portanto a central possui capacidade não utilizada, o que torna o custo da eletricidade produzida maior.

Assim, por todos os parâmetros aqui apresentados, é fácil perceber a importância da configuração do inversor, pois escolhas insensatas traduzem-se em custos financeiros e perdas energéticas.

5.4. Dispositivos Elétricos e de Proteção

Os módulos FV e o inversor são os equipamentos principais de uma central fotovoltaica, um gera eletricidade e o outro converte em energia adequada para o nosso uso, no entanto, é essencial transmitir esta energia ao ponto de consumo, bem como é fundamental proteger contra riscos pessoais e danos de equipamentos.

Como acessórios, todavia fundamentais, há dispositivos elétricos e de proteção responsáveis pelo balanço do sistema FV, fazendo a condução do fluxo de corrente (cabos elétricos) e proteção das pessoas e dos equipamentos (disjuntores, fusíveis, etc.), para além de responderem por parte das perdas anuais de eletricidade [52].

5.4.1. Cablagem

Os cabos elétricos, responsáveis pela condução da corrente elétrica, são de dois tipos, os cabos típicos para a condução da corrente contínua e os cabos para condução da corrente alternada. O dimensionamento dos cabos é condicionado aos seus comprimentos, bem como a tensão nominal suportada, os limites de intensidade de corrente máxima admissível [53] e condições ambientais de instalação e operação, com tais premissas é possível desenhar estes sistemas de forma a limitar as perdas energéticas pela resistividade dos condutores.

De acordo com [53], as perdas admissíveis nos cabos DC estão limitadas, pelas normas, a 1%, esta condição será adotada na rotina de dimensionamento. A dimensão mínima do cabo DC é calculada com a equação (5.9), e as perdas elétricas pela equação (5.10) [53].

$$S_M = \frac{2 * L_M * I_{Fi}}{1\% * V_{mpp} * k_S} \quad (5.9)$$

Onde:

L_M – Comprimento do cabo [m];

I_{Fi} – Corrente elétrica na *string* [A];

k_S – Condutividade elétrica [m/ x mm²] do material.

(5.10)

$$P_M = \frac{2 * L_M * I_{Fi}^2}{S_M * k_S}$$

Para dimensionar os cabos do lado AC é necessário saber se o sistema será ligado a uma rede de tensão monofásica ou trifásica, com a aplicação das equações (5.11) e (5.12) respectivamente. As equações (5.13) e (5.14) permitem calcular as perdas para instalações monofásicas e trifásicas respectivamente [53]. Para a cablagem de condução AC é adotada uma queda máxima de tensão de 3% na sua extensão.

(5.11)

$$S_M = \frac{2 * L_M * I_{AC} * \cos \varphi}{3\% * V_n * k_S}$$

(5.12)

$$S_M = \frac{\sqrt{3} * L_M * I_{AC} * \cos \varphi}{3\% * V_n * k_S}$$

Onde:

I_{AC} – Corrente AC;

\cos – Fator de potência (entre 0.8 e 1.0);

V_n – Tensão nominal da rede.

(5.13)

$$P_M = \frac{2 * L_M * I_{AC}^2 * \cos \varphi}{S_M * k_S}$$

(5.14)

$$P_M = \frac{\sqrt{3} * L_M * I_{AC}^2 * \cos \varphi}{S_M * k_S}$$

Como parâmetro de otimização, pode ser analisada a relação entre o impacto das perdas energéticas com o custo com seções maiores dos condutores, podendo assim ser avaliado o melhor cenário.

5.4.2. Dispositivos de Proteção

Todo o equipamento elétrico, gerador ou consumidor, apresenta risco de choque elétrico, com danos graves, podendo mesmo causar a morte de pessoas e animais. Apresenta também riscos de potenciais danos materiais, e deve ser considerada a preocupação com segurança. Para mitigar os riscos, as normas de segurança devem ser seguidas, de acordo com [54], as falhas mais comuns são de sobrecorrente, de aterramento, de curto-circuito, e também podem ocorrer descargas atmosféricas. Os danos podem ser prevenidos com planeamento de execução da instalação com rigor técnico, seguindo as medidas de segurança.

Relativamente aos dispositivos de segurança, somente será indicado ao utilizador do software a máxima corrente a ser suportada pelo interruptor DC, que deve ser 125% da corrente máxima do gerador FV [53].

5.5. Sistema de Montagem e Performance global

Outro componente essencial, mas que não será abordado na rotina de dimensionamento do presente trabalho, é a estrutura de suporte dos módulos FV. A estrutura deve manter os equipamentos seguros, seja em telhados, fachadas, solo, ou mesmo quando usadas para outros fins, por exemplo, quando os módulos são usados como coberturas de estacionamento.

Outra possibilidade, relativamente ao sistema de montagem, é a opção por um sistema fixo ou de seguimento solar, seja a único eixo ou dois eixos, contudo, como simplificação este trabalho foca-se apenas na simulação de sistemas fixos, os mais comuns.

Para estimar a performance do sistema, para além dos pontos citados e avaliados, há outros parâmetros de perdas, como o sombreamento, sujidade e perdas nos transformadores, mas tais situações não serão abordadas de forma detalhada, estão além dos objetivos propostos nesta fase e identificados como pontos de trabalho futuro.

6. Análise Financeira

Para além do posicionamento estratégico dos países da UE relativamente às políticas de mitigação dos impactos ambientais causados pelo setor energético, bem como em relação à política de segurança no fornecimento de energia para os diversos setores, o crescimento da participação das energias renováveis no mix energético tem relação direta com a redução de cerca de 80% dos custos de instalação de sistemas fotovoltaicos em residências [55].

Quando uma família, ou pequeno comerciante, decide investir para produzir parte da sua própria energia, essencialmente três fatores são analisados, custo de instalação do sistema, potencial de economia nos gastos com eletricidade e tempo de recuperação do investimento.

Para responder às questões do investidor é preciso abordar os parâmetros de análise financeira adequados para o setor energético. Neste capítulo serão apresentados tais parâmetros.

A estrutura de análise neste trabalho é dividida em três partes, custos e incentivos, taxas aplicadas e parâmetros de análise financeira.

6.1 Custos e Incentivos

Quando alguém decide desenvolver um projeto, para além dos detalhes técnicos a serem analisados, uma das primeiras preocupações é saber se há viabilidade financeira, pois um

dos problemas básicos da economia é a limitação de recursos, requerendo das pessoas a tomada de decisão de como alocar eficientemente os recursos [56].

Tudo começa, portanto, com o levantamento dos custos, estes são divididos em custos diretos, relativamente aos custos de compra de equipamentos e instalação do sistema, há também os custos indiretos, como os custos com certificações, ou outros necessários para uma boa execução dos trabalhos. É preciso também analisar os custos ao longo da vida útil do projeto, que no caso dos sistemas fotovoltaicos são de pelo menos 25 anos, e representam os custos de operação e manutenção, como troca de equipamentos ou limpeza dos módulos FV, por exemplo.

Neste capítulo também são apresentados os incentivos, como as tarifas aplicadas, ou seja, o custo energético (para além de outros incentivos, como incentivos legais), pois é expectável, com a instalação de um sistema, obter a economia de recursos ao longo do tempo, estabelecendo uma relação entre um custo presente e um retorno futuro.

6.2 Taxas de Atualização

Um dos problemas básicos da gestão de recursos é de como avaliar o valor do dinheiro ao longo do tempo, ou seja, como relacionar valor presente (P_v) e futuro (F_v) [57]. Para isso é preciso saber quais as taxas apropriadas para avaliar o dinheiro no tempo. Há pelo menos três taxas, taxa de desconto (d), inflação (i) e taxa de correção (c).

A taxa de desconto é utilizada para atualizar futuros fluxos de caixa para valores presentes, de acordo com um período de anos (t), é a taxa de juros aplicada [56]. A formulação matemática é apresentada na equação (6.1) [57].

$$P_v = \frac{F_v}{(1 + d)^t} \quad (6.1)$$

A equação (6.1) representa a expectativa do retorno futuro em valores atuais, por outro lado, há também a expectativa de correção dos custos para valores futuros, como correção das tarifas de energia, correção dos custos de operação e manutenção. Neste trabalho é feito uma distinção entre inflação (i) e taxa de correção (c), a primeira é usada para corrigir a tarifa de energia (T_r) e a outra para corrigir os custos de manutenção do sistema (C_s) ao longo do tempo, equações (6.2) e (6.3) respectivamente.

$$T_r = T_{r0}(1 + i)^t \quad (6.2)$$

$$C_s = C_{s0}(1 + c)^t \quad (6.3)$$

Onde T_{r0} e C_{s0} são as tarifas e os custos de manutenção no período inicial.

6.3 Parâmetros de Análise

Sabendo os custos e as taxas de desconto apropriadas é possível fazer a análise financeira. Para isso, faz-se uma representação do fluxo de caixa para o período de vida do projeto, onde são inseridos fluxos, geralmente anuais, no período analisado. Mais detalhes serão apresentados no capítulo 7.

Para cada fluxo de caixa são aplicadas formulações, tendo como resultados o valor presente líquido (NPV), tempo de retorno (*payback*) do projeto, taxa interna de retorno (IRR) e custo médio da energia gerada (LCOE).

O NPV é o valor líquido obtido com o projeto atualizado no tempo, com a equação (6.1), no caso de sistemas FV de autoconsumo, é o valor da economia com os custos (Poupança energética) da energia menos todos os custos associados com a instalação e manutenção do sistema, tal qual a equação (6.4).

$$NPV = \text{Poupança energética} - \text{Custos} \quad (6.4)$$

O *payback time* é o tempo necessário para o fluxo de caixa ficar positivo, ou seja, quando as receitas superam todos os custos, portanto é o tempo para o projeto atingir o seu ponto de equilíbrio [56]. Existem o *payback* simples e composto: Simples, quando a quantificação do período de equilíbrio não considera a atualização monetária e, por outro lado, composto, quando há atualização monetária ao longo do tempo. Aqui será considerado o *payback* simples.

A taxa IRR tem relação com o NPV, pois é a taxa de desconto que anula o valor presente líquido, portanto, quando r é substituído por IRR na equação (6.1), NPV é igual a zero.

O custo por unidade de energia produzida também deve ser analisado, assim é possível comparar a tarifa energética com o custo de produzir a própria energia, de acordo com a equação.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_t^z 1 \frac{C_t}{(1+d)^t}}{\sum_t^z 1 \frac{E_t}{(1+d)^t}} \quad (6.5)$$

Onde:

I_0 – Investimento inicial;

C_t – Custo total operacional anual;

z – Tempo de vida do projeto;

E_t – Energia gerada anual.

Com os parâmetros apresentados é possível obter uma lógica para a tomada de decisão, investimento ou não num sistema de geração própria de energia de origem renovável (neste caso).

7. Desenvolvimento do Software e Resultados

Software é um programa com instruções para a realização de atividades em dispositivos físicos (*hardware*). Para o desenvolvimento destas instruções são usadas linguagens de programação, intérpretes que traduzem comandos externos em linguagem binária (0 e 1) processada pelo computador.

Há diversas opções de linguagem de programação no mercado, usadas no meio científico, C++, Java, MatLab, Python, R, Pascal, entre outras. Neste trabalho foi optado o desenvolvimento em linguagem Python (versão 3.7.4), encontrado em [58].

Python é uma linguagem de código aberto, de fácil entendimento, pois uma de suas premissas é o uso de palavras-chave, tornado mais fácil a leitura do código, para além das diversas possibilidades do seu uso. Existe também uma grande disponibilidade de bibliotecas, facilitando a rotina de desenvolvimento e a curva de aprendizagem.

No caso específico, *software* para simulação de sistemas FV, é fundamental o uso de uma linguagem de boa performance e que permitisse a modelação por partes, de forma a testar e validar cada uma das etapas de modelação e programação.

Neste capítulo são apresentadas as etapas de desenvolvimento do programa, bem como os resultados. A modelação foi feita de acordo com a organização explicada no capítulo 5, exceto pela apresentação do item relativamente à inserção dos dados de consumo energético. No Apêndice encontram-se os scripts desenvolvidos.

7.1. Importação e Manipulação dos Dados Climáticos

Para importar e manipular os dados climáticos de [17], tornando possível simulações posteriores, é necessário obter as coordenadas geográficas, estas são obtidas usando o projeto *OpenStreetMap* [59], um projeto de código aberto, no qual é possível editar, criar novas camadas, entre outras possibilidades.

Para as simulações e resultados apresentados são consideradas as coordenadas encontradas quando usada a palavra-chave Évora (latitude 38.5708, longitude -7.9003), sem uma morada específica.

Com as coordenadas importam-se os dados de radiação média mensal para todo o ano e temperatura média do ar (nas 24h) para cada mês, e os dados TMY (GHI, DNI, DHI e temperatura do ar).

Os dados de radiação e temperatura médios mensais não são usados para as simulações, no entanto, permitem o utilizador avaliar rapidamente as características médias do local selecionado. O resultado obtido é apresentado na figura.

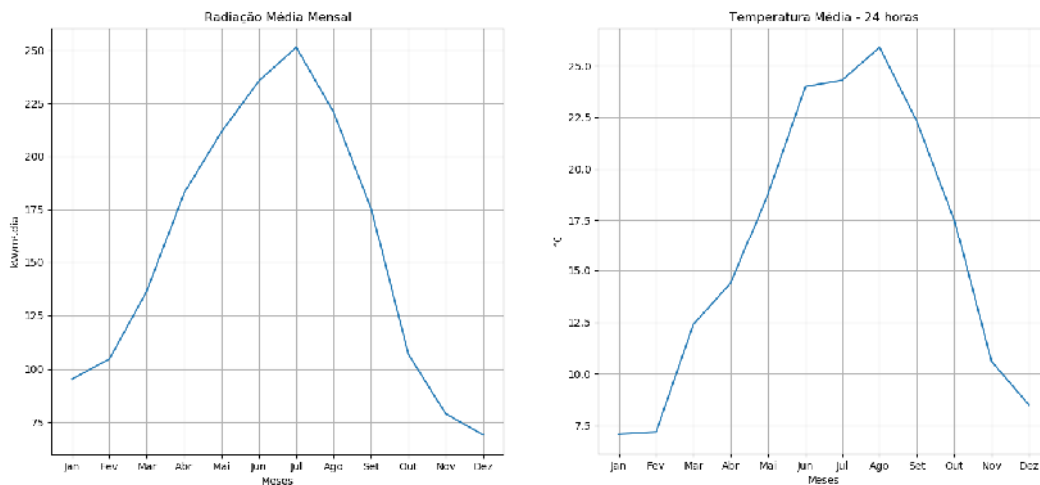


Figura 7-1 - Radiação e temperatura média local - Évora.

Os dados efetivamente utilizados para as simulações do software são o GHI, DNI, DHI e temperatura do ar (TMY). O GHI é utilizado para calcular o valor de irradiância num plano inclinado, de acordo com a equação (2.13). São feitos os cálculos com ângulos de azimute entre -180° e 180° graus, para cada ângulo de azimute são calculados os ângulos de incidência (equação (2.14)) no módulo FV, utilizando os ângulos de inclinação, do

módulo FV, num intervalo de 0° a 89° graus. Assim, é possível comparar o montante de irradiância disponível para cada par (azimute e inclinação) e obter a melhor combinação para um determinado conjunto de meses do ano, estações ou para todo o ano.

Com a opção de escolher inserir a inclinação e orientação dos módulos, de acordo com as limitações do local de instalação, é calculado o ângulo de incidência final, e com este é calculada a irradiância total disponível no plano dos módulos FV, e aqui são utilizados os dados de DNI e DHI. A Figura 7-2 mostra a diferença da disponibilidade de irradiância num plano horizontal e num plano inclinado.

Irradiância Global no Plano Horizontal vs Irradiância Total no Plano Inclinado

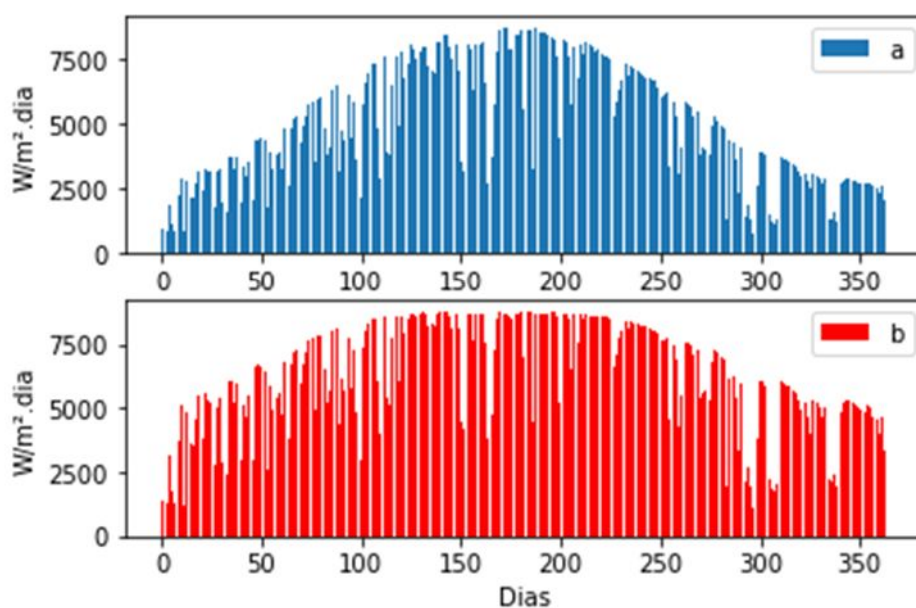


Figura 7-2 - Irradiância global em um plano horizontal (a) e em um plano inclinado (b)

Os ângulos (inclinação e azimute) adotados para demonstração da Figura 7-2 são, respectivamente, 30° e 12°. A diferença entre as duas situações pode ser observada com a suavização da curva dos valores em plano inclinado em períodos nos quais a altura solar é mais baixa (1 – 100 dias, 250 – 365 dias), a inclinação selecionada (30°) permite obter um valor maior de irradiância solar, tal como esperado.

7.2. Demanda Energética

Sendo a intermitência da energia solar uma das suas particularidades e, por outro lado, tendo uma variação da demanda ao longo do dia, para um melhor aproveitamento do recurso solar é necessário ajustar o consumo e a demanda.

Quando existem registos históricos do diagrama de carga com, pelo menos, um ano, a utilização da rotina de dimensionamento do sistema FV é mais simples e os resultados serão mais aproximados para o perfil de carga real do utilizador. Não sendo o caso, a alternativa é ajustar a demanda com um diagrama de carga predefinido que se ajuste ao perfil analisado.

A solução proposta no presente trabalho dá a opção ao utilizador de inserir os dados mensais de consumo e a potência contratada, para assim definir qual o perfil de consumo médio: BTN A, B ou C, de acordo com os dados encontrados em [34].

O ajuste dos dados de consumo com o perfil relacionado é feito de acordo com as seguintes etapas:

1. Ajuste dos dados disponíveis em [34] (curvas de carga médias) com uma curva não linear de grau 10, encontrando os índices (p) da função para cada dia do ano;
2. Cálculo da integral do perfil de carga, relação potência vs tempo, para obter o valor da energia anual para cada perfil (E_{cp});
3. Soma do consumo energético mensal inserido pelo utilizador do *software* (E_c);
4. Fazer a razão entre o consumo anual do utilizador com o valor anual para o dado perfil para encontrar o índice de relação (r) de ajuste de curva, com a equação (7.1);

$$r = \frac{E_c}{E_{cp}} \quad (7.1)$$

5. Calcular os índices de função polinomial (p2) ajustados para o consumo do utilizador, de acordo com a equação (7.2)

$$p2 = p * r \quad (7.2)$$

6. Com os índices p2 (diários), calcular a potência para cada hora do dia, para todos os dias do ano;
7. Tendo o perfil diário ajustado é possível posteriormente fazer a relação entre a geração e o consumo horário, detalhado no ponto 7.3.

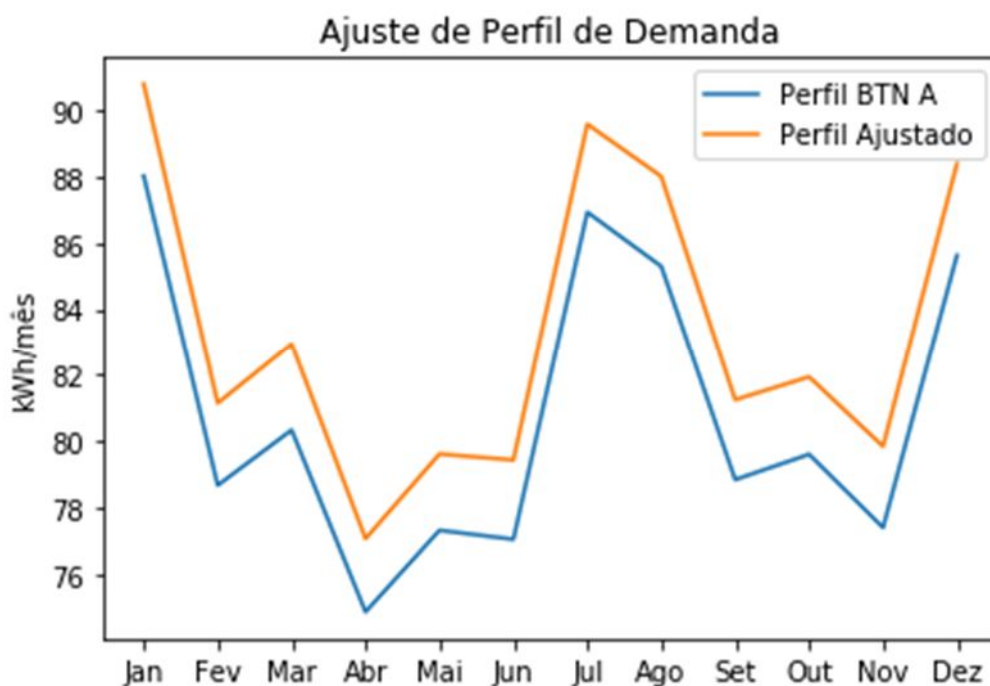


Figura 7-3 - Relação entre os dados de perfil fornecidos e ajustados com função polinomial de grau 10.

Fonte: adaptado de [34].

Apesar da diferença entre os dados fornecidos e calculados, para o valor total de energia mensal, há uma clara relação entre ambas, justificando o uso do modelo para dimensionamento de acordo com o perfil de demanda do utilizador. Na Tabela 7-1 é demonstrado o erro quadrático médio do modelo adotado.

| Mês | Perfil BTN - A | Perfil Ajustado | Erro | Erro ² |
|------------------------|----------------|-----------------|-------|-------------------|
| Jan. | 88.01 | 90.78 | -2.77 | 7.67 |
| Fev. | 78.68 | 81.15 | -2.47 | 6.10 |
| Mar. | 80.34 | 82.94 | -2.60 | 6.76 |
| Abr. | 74.88 | 77.08 | -2.20 | 4.84 |
| Mai | 77.33 | 79.62 | -2.29 | 5.24 |
| Jun. | 77.06 | 79.44 | -2.38 | 5.66 |
| Jul. | 86.92 | 89.57 | -2.65 | 7.02 |
| Ago. | 85.29 | 88.00 | -2.71 | 7.34 |
| Set. | 78.85 | 81.25 | -2.40 | 5.76 |
| Out. | 79.61 | 81.94 | -2.33 | 5.43 |
| Nov. | 77.41 | 79.85 | -2.44 | 5.95 |
| Dez. | 85.62 | 88.38 | -2.76 | 7.62 |
| Erro quadrático médio: | | | | 6.28 |

Tabela 7-1 – Erro quadrático médio entre os dados fornecidos e os dados ajustados, unidade de medida das colunas 1 e 2 [kWh/mês].

Fonte: adaptado de [34].

A maior diferença ocorreu para o mês de março, um erro absoluto de 2.60 kWh, uma diferença de apenas 3,24%. Existem outras técnicas de aproximação desta curva de carga do utilizador, mas pela sua simplicidade e reduzido erro obtido, este método foi o utilizado.

7.3. Modelação dos Módulos Fotovoltaicos

Os fabricantes dos módulos fotovoltaicos geralmente disponibilizam apenas os parâmetros nas condições STC, com os valores nos pontos de circuito aberto, curto circuito e de máxima potência nos seus datasheets [47]. No entanto dificilmente as condições de operação se estabelecem a 1000 W/m² e 25°C de temperatura (condições STC), sendo então essencial modelos que simulem o comportamento dos módulos.

O modelo representado pela Figura 5-4 e equação (5.7), apresenta 5 variáveis desconhecidas, n , R_s , R_{sh} , I_{ph} e I_o . Para solucionar o problema apresentado e prever o comportamento operacional em diferentes condições, foi implementado o modelo proposto por [60], adaptado por [47]. O modelo consiste em calcular R_s e R_{sh} , atribuindo um valor inicial para n , até R_{sh} atingir um valor negativo, quando então, conforme em [47], n deve ser diminuído para se obter o primeiro valor positivo de R_{sh} . As equações utilizadas para calcular R_s e R_{sh} são, respectivamente (7.3) e (7.4), nas quais R_s depende apenas de n , como variável desconhecida e R_{sh} depende de R_s e n .

$$R_s = \frac{nKT_{ref}N_p}{qI_{mpp}} \ln \left[\exp\left(\frac{qV_{oc}}{nkT_{ref}N_s}\right) - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \left\{ \exp\left(\frac{qV_{oc}}{nkT_{ref}N_s}\right) - 1 \right\} \right] - \frac{N_p V_{mpp}}{N_s I_{mpp}} \quad (7.3)$$

$$R_{sh} = \frac{(R_s I_{sc} N_s - N_p V_{oc}) \left[\exp\left(\frac{q(N_p V_{mpp} + N_s I_{mpp} R_s)}{nkT_{ref} N_s N_p}\right) \right] q + nkT_{ref} N_s N_p \left[\exp\left(\frac{qV_{oc}}{nkT_{ref} N_s}\right) - 1 \right]}{\left[\frac{(N_s^2 I_{mpp} nkT_{ref} N_p \{ \exp\left(\frac{qV_{oc}}{nkT_{ref} N_s}\right) - 1 \})}{(N_p V_{mpp} - N_s I_{mpp} R_s)} - \left[\exp\left(\frac{q(N_p V_{mpp} + N_s I_{mpp} R_s)}{nkT_{ref} N_s}\right) \right] q N_s I_{sc} \right]} \quad (7.4)$$

A partir da obtenção das três variáveis, finalmente é possível aplicar a equação (7.5) para calcular a corrente gerada em qualquer situação operacional.

$$I = \frac{G}{G_{ref}} [I_{sc} + ki(T_a - T_{ref})] - \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{qV_{oc}}{nkN_sT_{ref}}\right) - 1} \left(\frac{T_a}{T_{ref}}\right)^3 * \exp\left[\frac{qE_g}{nk}\left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_a}\right)\right] * \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT_{ref}}\right) - 1\right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (7.5)$$

O modelo foi testado com módulos FV da marca Yingli Solar, *datasheet* em anexo. Foram simuladas e comparadas duas situações, nas condições STC e nas condições normais de operação (NOCT), com irradiância 800 W/m² e temperatura de operação da célula fotovoltaica a 45°C. Sem dados experimentais, são as duas condições possíveis de analisar pois têm os seus valores apresentados pelo fabricante. Os resultados para STC apresentam-se na Tabela 7-2.

| Modulo | Data | Pn | | Vmpp | | | Impp | | |
|-------------|------|--------|--------|------|--------|-------|------|--------|--------|
| | | Modelo | Erro | Data | Modelo | Erro | Data | Modelo | Erro |
| YL305PD-35b | 305 | 302.76 | -0.73% | 36.1 | 36.1 | 0.00% | 8.45 | 8.39 | -0.71% |
| YL310PD-35b | 310 | 307.33 | -0.86% | 36.3 | 36.3 | 0.00% | 8.53 | 8.47 | -0.70% |
| YL315PD-35b | 315 | 313.32 | -0.53% | 36.8 | 36.8 | 0.00% | 8.56 | 8.51 | -0.58% |
| YL320PD-35b | 320 | 317.85 | -0.67% | 37 | 37 | 0.00% | 8.64 | 8.59 | -0.58% |
| YL325PD-35b | 325 | 323.39 | -0.50% | 37.3 | 37.3 | 0.00% | 8.72 | 8.67 | -0.57% |
| YL330PD-35b | 330 | 328.58 | -0.43% | 37.4 | 37.4 | 0.00% | 8.84 | 8.79 | -0.57% |

Tabela 7-2 - Apresentação dos resultados obtidos nas simulações em STC.

Como pode ver-se, para todos os módulos, a potência nominal (Pn) calculada apresenta um erro relativo inferior a 1%. Relativamente à tensão no ponto de máxima potência, a variação nula justifica-se pelo ajuste do modelo à tensão máxima dada pelo fabricante, enquanto a corrente no ponto de máxima potência, para todas as referências, apresenta erro relativo menor que 1%.

Na Tabela 7-3 são apresentados os resultados de simulação para NOCT. Conforme pode ser analisado, para os valores de Vmpp e Impp, as variações são maiores (valor máximo de -3,07% para Impp), no entanto, com sinais opostos, o que mantém a Pn com erro relativo abaixo de 2% e valor máximo de 1,18%. Desta forma, o modelo e a sua

implementação para simular o comportamento dos módulos fotovoltaicos apresenta resultados bastante satisfatórios, justificando o seu uso neste software.

| Modulo | Pn | | | Vmpp | | | Impp | | |
|-------------|-------|--------|--------|------|--------|-------|------|--------|--------|
| | Data | Modelo | Erro | Data | Modelo | Erro | Data | Modelo | Erro |
| YL305PD-35b | 222.5 | 223.95 | 0.65% | 32.9 | 33.79 | 2.71% | 6.76 | 6.63 | -1.92% |
| YL310PD-35b | 226.1 | 227.97 | 0.83% | 33.1 | 33.98 | 2.66% | 6.82 | 6.71 | -1.61% |
| YL315PD-35b | 229.8 | 228.58 | -0.53% | 33.6 | 34.44 | 2.50% | 6.85 | 6.64 | -3.07% |
| YL320PD-35b | 233.4 | 232.71 | -0.30% | 33.8 | 34.63 | 2.46% | 6.91 | 6.72 | -2.75% |
| YL325PD-35b | 237.1 | 237.38 | 0.12% | 34 | 34.91 | 2.68% | 6.98 | 6.8 | -2.58% |
| YL330PD-35b | 240.7 | 243.53 | 1.18% | 34 | 35.01 | 2.97% | 7.07 | 6.96 | -1.56% |

Tabela 7-3- Apresentação dos resultados obtidos nas simulações em NOCT.

7.4. Modelação do Inversor

O modelo para simular a conversão da corrente DC para a corrente AC, simulando assim o comportamento do inversor, é adaptado de [61]. O projeto desenvolvido por [62], possui um banco de dados de mais de 3000 inversores, submetidos a experimentação em condições operacionais e definindo os parâmetros de performance dos inversores.

No modelo aqui proposto o utilizador pode escolher entre os inversores disponíveis ou inserir os dados fornecidos pelos fabricantes. Quando são inseridos os dados é feita uma busca no banco de dados dos inversores testados, selecionado o inversor com características semelhantes para simular o comportamento do inversor inserido pelo utilizador a partir dos parâmetros experimentais existentes. Desta forma é possível calcular qual a potência (P_{ac}) disponível na saída do inversor com a equação.

$$P_{ac} = \left\{ \left(\frac{P_{aco}}{A - B} \right) - C(A - B) \right\} * (P_{dc}B) + C * (P_{dc} - B)^2 \quad (7.6)$$

Onde:

Paco – Máxima potência na saída do inversor, *datasheet* – [W];

Pdc – Potência na entrada do inversor, gerada pelos módulos FV – [W];

$$A = P_{dco} * \{1 + C_1(V_{dc} - V_{dco})\} \quad (7.7)$$

$$B = P_{so} * \{1 + C_2(V_{dc} - V_{dco})\} \quad (7.8)$$

$$C = C_o * \{1 + C_3(V_{dc} - V_{dco})\} \quad (7.9)$$

Pdco – Máxima potência de entrada do inversor, *datasheet* - [W];

Pso – Potência requerida para o inversor começar a funcionar, *datasheet* - [W];

Vdc – Tensão de entrada no inversor – [V];

Vdco – Tensão na qual se atinge Paco – [V];

C_o , C_1 , C_2 e C_3 são parâmetros experimentais resultantes dos trabalhos encontrados em [61].

A seguir os resultados da eficiência calculada na conversão da potência DC para AC. Para simular a potência gerada foi utilizado o módulo FV da marca Yingli Solar, referência YLPD330-PD-35b, *datasheet* em anexo, assim como os dados referentes aos inversores. Os resultados obtidos estão na Tabela 7-4.

| Inversor | Eficiência | | |
|-------------------|------------|--------|--------|
| | Datasheet | Modelo | Erro |
| SMA Sunny Boy 2.0 | 97.20% | 96.34% | -0.88% |
| SMA Sunny Boy 2.5 | 97.20% | 95.25% | -2.01% |
| SMA Sunny Boy 4.0 | 98.2% | 95.45% | -2.80% |
| SMA Sunny Boy 5.0 | 98.2% | 94.47% | -3.80% |

Tabela 7-4 - Resultados da eficiência calculada pelo modelo.

O modelo mostrou-se eficiente para simular sistemas de baixa potência, pois como pode ser visto na tabel anterior o erro relativo aumenta com o aumento da potência do inversor selecionado. Portanto, o modelo deve ser aplicado apenas para sistemas de baixa potência, geralmente utilizados por consumidores residenciais, mantendo o erro relativo baixo.

Futuros trabalhos passariam por desenvolver e implementar um modelo com aplicabilidade a potências superiores e com resultados com erro reduzido.

7.5. Modelação dos Dispositivos Elétricos e de Proteção

Não há complexidade na aplicação do modelo de simulação das perdas ocorridas nos cabos elétricos, sendo apenas a implementação do formulário apresentado no ponto 5.4. Os valores referentes aos resultados simulados serão apresentados no ponto 7.6.

7.6. Simulação

Com os modelos implementados foi feita uma simulação de uma central FV com capacidade instalada de 2.97 kWp, utilizando a mesma referência de módulo FV apresentado anteriormente para simulação do comportamento do inversor no ponto 7.4 (modelo YLPD330-PD-35b). Os resultados obtidos foram comparados com os resultados do *software online* Sisifo, uma ferramenta gratuita de simulação de sistemas fotovoltaicos, encontrada em [63], validada extensamente na bibliografia científica. A Tabela 7-5 apresenta os dados de entrada do sistema configurado.

| Dados de Entrada | |
|-----------------------------|----------|
| Latitude | 38.571 |
| Longitude | -7.9093' |
| Inclinação | 35° |
| Azimute - módulo | 0° |
| Potência Instalada - [kWp] | 2.97 |
| Potência do Inversor - [kW] | 3.6 |

Tabela 7-5 - Dados de entrada do sistema simulado.

As coordenadas geográficas correspondem à localização de Évora, sendo o resultado da busca pela cidade de Évora no *software* de georeferenciação. A próxima tabela apresenta os resultados da simulação, energia à entrada do inversor e, em seguida, a Figura 7-4 demonstra as variações na geração de energia no decorrer do ano.

| Energia DC [kWh/kWp] | Sisifo | Modelo | Erro relativo |
|----------------------------|----------------|----------------|---------------|
| Jan | 97.93 | 96.36 | -1.63% |
| Fev | 107.77 | 102.06 | -5.59% |
| Mar | 175.93 | 166.58 | -5.61% |
| Abr | 166.19 | 144.48 | -15.03% |
| Mai | 173.85 | 202.3 | 14.06% |
| Jun | 160.9 | 182.03 | 11.61% |
| Jul | 182.32 | 196.76 | 7.34% |
| Ago | 181.54 | 206.3 | 12.00% |
| Set | 164.69 | 149.82 | -9.93% |
| Out | 141.69 | 138.67 | -2.18% |
| Nov | 121.6 | 90.48 | -34.39% |
| Dez | 127.21 | 122.24 | -4.07% |
| Total Energia Anual | 1801.62 | 1798.08 | -0.20% |

Tabela 7-6 - Resultados da simulação - Energia na entrada do inversor.

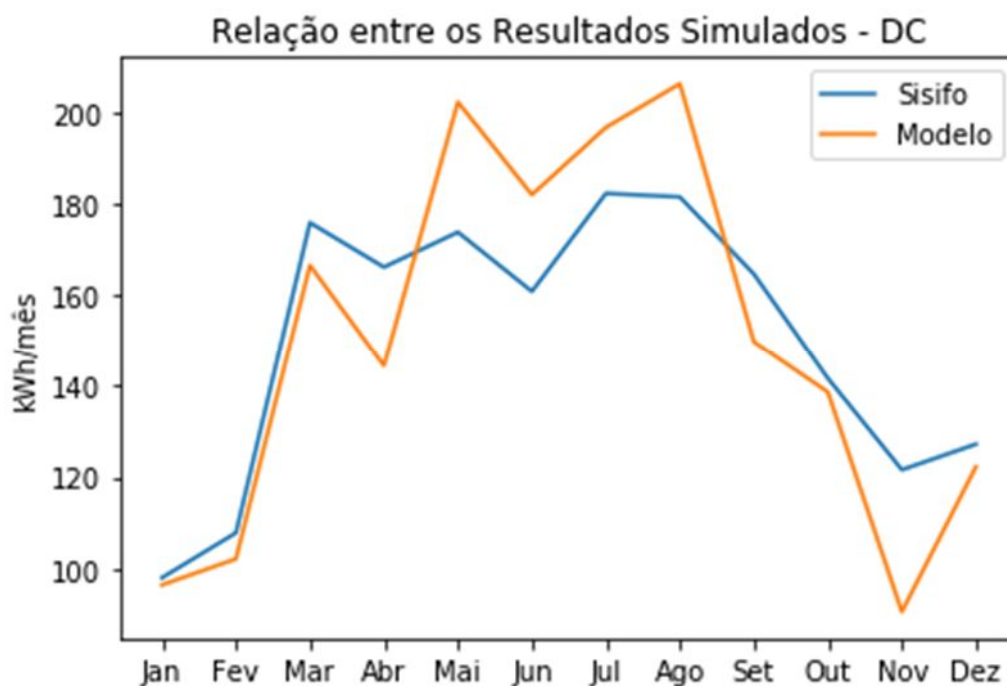


Figura 7-4 - Relação na geração de energia, na entrada do inversor, no decorrer do ano.

A diferença entre o resultado obtido no Sisifo e no modelo desenvolvido foi de 0.20% para a energia total anual, o que demonstra um bom resultado global, e um erro médio na energia mensal de -2.79%. Como fica claro na Figura 7-4, há diferenças significativas em alguns meses do ano. Como possível justificação, para além das perdas não consideradas como será visto mais adiante, nos cálculos de posicionamento aparente do sol foram usadas formulações simplificadas, apresentadas no capítulo 2, pois como relatado em

[40], a previsão da irradiância incidente numa superfície inclinada é a chave para a boa performance de um modelo do sistema FV.

A seguir são apresentados os resultados relativamente à simulação após a conversão DC – AC, primeiro os dados na Tabela 7-7 e depois na Figura 7-4 a curvas dos resultados das imulações no SISIFO e neste software.

| Energia AC [kWh/kWp] | Sisifo | Modelo | Erro relativo |
|----------------------------|----------------|----------------|---------------|
| Jan | 94.02 | 91.26 | -2.94% |
| Fev | 103.47 | 96.8 | -6.45% |
| Mar | 168.9 | 158.96 | -5.89% |
| Abr | 159.55 | 138.58 | -13.14% |
| Mai | 166.9 | 191.69 | 14.85% |
| Jun | 154.47 | 172.65 | 11.77% |
| Jul | 175.03 | 186.78 | 6.71% |
| Ago | 174.28 | 192.91 | 10.69% |
| Set | 158.11 | 140.96 | -10.85% |
| Out | 136.02 | 133.75 | -1.67% |
| Nov | 116.74 | 85.17 | -27.04% |
| Dez | 122.13 | 115.97 | -5.04% |
| Total Energia Anual | 1729.62 | 1705.48 | -1.40% |

Tabela 7-7 - Resultados da simulação - Energia disponível no ponto de consumo.

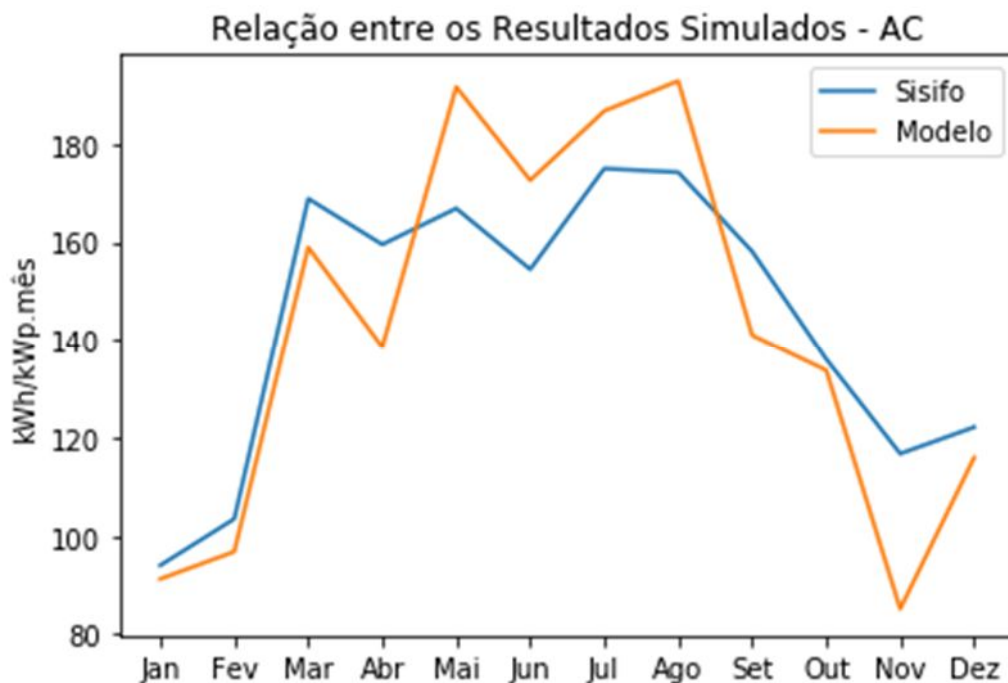


Figura 7-5 - Relação na geração de energia no ponto de consumo, no decorrer do ano.

Quando se analisa cada mês do ano, há erros significativos como, por exemplo, no mês de novembro, na qual a diferença relativa dos resultados está acima de 27%, no entanto, para a simulação do valor total da energia gerada no decorrer do ano, há um erro relativo de apenas 1.40% e um erro médio mensal de -2.42%. O erro destes resultados representa o somatório do erro anterior, na simulação da energia DC produzida, com o erro na simulação dos inversores, tendo reflexo no erro relativo superior obtido.

Assim, apesar dos erros obtidos, os resultados mostram-se satisfatórios do ponto de vista quantitativo anual, mas não para alguns meses, indicando a necessidade da implementação de melhorias nos modelos utilizados. Na Tabela 7-8 são comparados os resultados relativamente às perdas simuladas.

| Série | Sisifo | Modelo |
|---------------------------|--------|--------|
| Poeira e incidência [%] | 2.46 | - |
| Espectral [%] | 0.28 | - |
| Temperatura da célula [%] | 6.40 | - |
| Cablagem DC [%] | 0.42 | 0.42 |
| Inversor DC / AC [%] | 4.00 | 4.33 |
| Cablagem AC [%] | 1.15 | 0.42 |

Tabela 7-8 - - Relação das perdas calculadas nos dois modelos de simulação.

Quando comparados os resultados calculados das perdas, desde a geração até o ponto de utilização da energia, os resultados obtidos são satisfatórios como demonstrado na Tabela 7-8. Os resultados do SISIFO levam em consideração parâmetros de perda adicionais, não contemplados neste software de simulação, tais como efeitos de sujidade e ângulos de incidência ou distribuição espectral. Para melhorar os resultados desta simulação, deve implementar-se em futuros trabalhos um cenário de perdas mais detalhado, à semelhança do que é feito no SISIFO.

7.7. Resultados da Análise Financeira

Nesta etapa da modelação do projeto, o utilizador insere os custos estimados para cada item do sistema, como especificado no capítulo 6, relativamente aos custos, taxas e como resultado obtêm-se os parâmetros de análise financeira, bem como uma tabela com o fluxo de caixa para o tempo estabelecido como tempo de vida do projeto.

A tabela do fluxo de caixa apresenta as seguintes colunas:

- Tempo (em anos) de vida do projeto;
- Total de energia previsto para cada ano, corrigido pelo índice de perda de eficiência estabelecida pelo utilizador;
- Preço da eletricidade praticado pelo mercado, corrigido pela taxa de inflação indicada pelo utilizador;
- Receitas, considerando aqui o total de economia obtida, ou seja, poupança energética na factura de electricidade, portanto o preço multiplicado pela geração de eletricidade prevista;
- Os custos de operação e manutenção, corrigido anualmente pela taxa de correção indicada pelo utilizador. Se for indicado o custo operacional do primeiro ano, este será uma relação de 2% do investimento total inicial para os restantes anos, como indicado em [64];
- Uma coluna com o fluxo de caixa, sendo as receitas menos o custo de operacional;
- Em seguida uma coluna com o fluxo de caixa atualizado pela taxa de desconto indicada pelo utilizador;
- A coluna seguinte apresenta o fluxo de caixa acumulado, desta é extraída a curva de tempo de retorno do projeto, sendo aqui considerado o fluxo de caixa simples, sem atualização ao longo do tempo;
- Energia atualizada, utilizada para calcular o LCOE;
- E, por último, o custo operacional atualizado, que somado ao investimento inicial é usado para calcular o LCOE, como indicado na equação (6.5).

Para demonstrar os resultados, foi feita uma análise para o sistema apresentado anteriormente com capacidade instalada de 2.97 kWp. Como referência de custos foram utilizadas [65], [66] e [67] e, para a tarifa aplicada foi considerado 0.21 €/kWh [68]. Os valores aplicados são indicados na tabela seguinte. Não foram considerados custos diversos com certificações ou seguros, por exemplo.

| Item | Custo (€) |
|---------------------------------|------------|
| Módulo FV | 1430.10 |
| Inversor | 1143.54 |
| Quadro de proteção | 428.92 |
| Suporte | 1030.50 |
| Instalação | 3000.00 |
| Total: | 7033.06 |
| Opex – Ano 1 | 140.66 |
| Parâmetros Adotados | |
| Energia gerada – Ano 1 [kWh] | 5050 |
| Tarifa de energia – Ano 1 | 0.21 €/kWh |
| Taxa de desconto | 2% |
| Inflação | 2% |
| Taxa de correção | 2% |
| Tempo do projeto [anos] | 25 |

Tabela 7-9 - Parâmetros adotados para simulação de análise financeira. Valores monetários em euros.

Os resultados da simulação financeira são apresentados na Tabela 7-10 e Figura 7-6.

| Resultados | |
|----------------|------------|
| NPV | 14593.79€ |
| IRR | 14.02% |
| Payback [anos] | 7.13 |
| LCOE | 0.09 €/kWh |

Tabela 7-10 - Resultados da análise financeira.

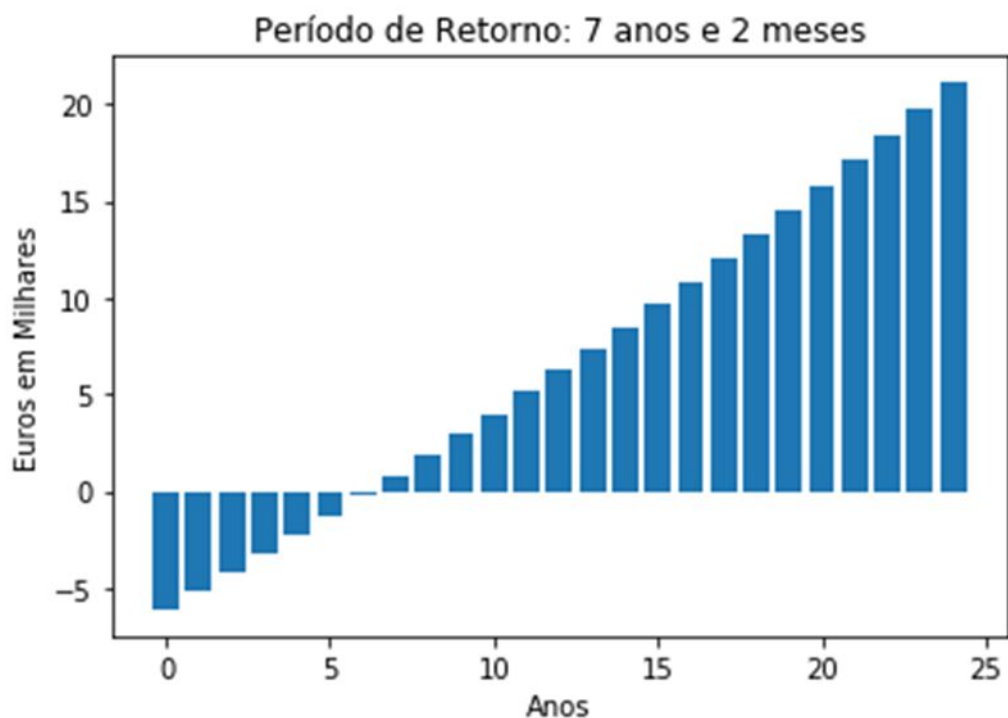


Figura 7-6 - Gráfico do tempo de retorno simulado.

Para casos reais é necessário ter a clareza da necessidade de maior rigor no levantamento dos custos (orçamentação) de forma a realizar as simulações com valores reais para cada região e/ou instalador e não as médias aplicadas no mercado. No entanto, fica demonstrada a possibilidade de visualizar as informações necessárias para a tomada de decisão de investir ou não numa central FV para autoconsumo. No caso apresentado para além do valor atual líquido (NPV) ser um pouco mais do dobro do valor investido inicialmente, a tarifa de energia para o consumidor sairia por 0.09 €/kWh, mais de 50% abaixo da tarifa paga ao comercializador de electricidade da rede, considerada 0.21 €/kWh.

8. Conclusão e Trabalhos Futuros

De acordo com os objetivos estabelecidos na presente dissertação: estudar e avaliar os aspetos essenciais para o desenvolvimento de um projeto de central fotovoltaica para o autoconsumo, foi desenvolvida uma ferramenta de dimensionamento e simulação, onde é possível avaliar a viabilidade técnica e económica para cada realidade local.

Como visto no capítulo 7.6, do ponto de vista quantitativo anual não há um erro significativo entre o modelo aqui desenvolvido e implementado e o Sisifo (software de referência), no entanto, há um maior erro na análise mensal, importante para a análise sazonal do comportamento do sistema FV. Este facto indica que devem ser implementadas melhorias neste modelo global, principalmente relativas aos cálculos do posicionamento solar e cenário de perdas detalhado, de forma a melhorar os resultados de simulação energética do software.

Outro aspeto importante, ficando como objetivo futuro, é o desenvolvimento de simulações que considerem os efeitos do sombreamento complexo, pois em meios urbanos, onde há limitações de espaço físico, o sombreamento apresenta grande impacto nas perdas energéticas. Este é um parâmetro de difícil simulação, para o qual os atuais softwares de simulação apresentam soluções simplificadas, não representativas da complexidade da arquitetura construída urbana e consequentemente sombreamento complexo.

Outra opção a explorar está relacionada com a acessibilidade do utilizador a este tipo de software, atualmente maximizada para ferramentas disponíveis on-line, na qual qualquer

utilizador possa executar simulações com o objetivo de avaliar a possibilidade de instalar a sua própria central FV para autoconsumo.

Em suma, dada a potencial complexidade de modelação para um software de simulação de sistemas fotovoltaicos, foram selecionadas simplificações que permitissem realizar este objetivo em tempo útil, mas reconhece-se que há várias opções de simulação importantes a adicionar e validar, tal como sistemas de seguimento solar, modelação de módulos fotovoltaicos bifaciais, sistemas com várias inclinações/azimutes simultâneas, etc. Este foi, no entanto, um passo inicial importante, com resultados validados, que de simulação energética ou simulação económica, e grande potencial de desenvolvimento para o futuro.

Referências

- [1] F. J. Ramírez, A. Honrubia-Escribano, E. Gómez-Lázaro, and D. T. Pham, “Combining feed-in tariffs and net-metering schemes to balance development in adoption of photovoltaic energy: Comparative economic assessment and policy implications for European countries,” *Energy Policy*, vol. 102, pp. 440–452, Mar. 2017, doi: 10.1016/J.ENPOL.2016.12.040.
- [2] EIA, “U.S. Energy Information Administration.” [Online]. Available: <https://www.eia.gov/>. [Accessed: 11-Nov-2019].
- [3] K. D.M. and S. D.A., “City-integrated renewable energy for urban sustainability,” *Science* (80-.), vol. 352, no. 6288, pp. 922–928, 2016, doi: 10.1126/science.aad9302.
- [4] T. C. Kandpal and L. Broman, “Renewable energy education: A global status review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 34, pp. 300–324, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.02.039.
- [5] D. Dodman, “Blaming cities for climate change? An analysis of urban greenhouse gas emissions inventories,” *Environ. Urban.*, vol. 21, no. 1, pp. 185–201, 2009, doi: 10.1177/0956247809103016.
- [6] E. Saretta, P. Caputo, and F. Frontini, “A review study about energy renovation of building facades with BIPV in urban environment,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 44, pp. 343–355, Jan. 2019, doi: 10.1016/J.SCS.2018.10.002.
- [7] B. Viswanathan, “Chapter 7 – Solar Energy: Fundamentals,” *Energy Sources*, pp. 139–147, 2016, doi: 10.1016/B978-0-444-56353-8.00007-1.
- [8] S. Kalogirou, *Engenharia de Energia Solar*. Elsevier, 2016.
- [9] República Portuguesa, “Plano Nacional Integrado Energia e Clima 2021-2030.” pp. 1–11, 2018.
- [10] REN, “Centro de Informação REN.” [Online]. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/Paginas/CIHomePage.aspx>. [Accessed: 12-Nov-2019].

- [11] W. M. P. U. Wijeratne, R. J. Yang, E. Too, and R. Wakefield, “Design and development of distributed solar PV systems: Do the current tools work?,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 45, pp. 553–578, Feb. 2019, doi: 10.1016/J.SCS.2018.11.035.
- [12] S. A. Kalogirou, *Environmental Characteristics, 2.4 The solar resource*. 2014.
- [13] J. T. M. A. G. Pinho, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, 2014.
- [14] Z. Wang, *The Solar Resource and Meteorological Parameters*. 2019.
- [15] M. Sengupta *et al.*, “Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications,” no. NREL/TP-5D00-63112, p. 251 pages, 2015.
- [16] F. J. Rodríguez-Benítez, C. Arbizu-Barrena, F. J. Santos-Alamillos, J. Tovar-Pescador, and D. Pozo-Vázquez, “Analysis of the intra-day solar resource variability in the Iberian Peninsula,” *Sol. Energy*, vol. 171, pp. 374–387, Sep. 2018, doi: 10.1016/J.SOLENER.2018.06.060.
- [17] JRC, “JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission.” [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP. [Accessed: 13-Nov-2019].
- [18] Y. P. Chang, “Optimal design of discrete-value tilt angle of PV using sequential neural-network approximation and orthogonal array,” *Expert Syst. Appl.*, vol. 36, no. 3 PART 2, pp. 6010–6018, 2009, doi: 10.1016/j.eswa.2008.06.105.
- [19] M. A. Danandeh and S. M. Mousavi G., “Solar irradiance estimation models and optimum tilt angle approaches: A comparative study,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 92, pp. 319–330, Sep. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2018.05.004.
- [20] C. H. Villar, D. Neves, and C. A. Silva, “Solar PV self-consumption: An analysis of influencing indicators in the Portuguese context,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 18, pp. 224–234, 2017, doi: 10.1016/j.esr.2017.10.001.
- [21] S. Killinger *et al.*, “On the search for representative characteristics of PV systems: Data collection and analysis of PV system azimuth, tilt, capacity, yield and shading,” *Sol. Energy*, vol. 173, pp. 1087–1106, Oct. 2018, doi:

10.1016/J.SOLENER.2018.08.051.

- [22] T. Huld, R. Müller, and A. Gambardella, “A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa,” *Sol. Energy*, vol. 86, no. 6, pp. 1803–1815, Jun. 2012, doi: 10.1016/J.SOLENER.2012.03.006.
- [23] H. Z. Al Garni, A. Awasthi, and D. Wright, “Optimal orientation angles for maximizing energy yield for solar PV in Saudi Arabia,” *Renew. Energy*, vol. 133, pp. 538–550, Apr. 2019, doi: 10.1016/J.RENENE.2018.10.048.
- [24] M. Chesser, J. Hanly, D. Cassells, and N. Apergis, “The positive feedback cycle in the electricity market: Residential solar PV adoption, electricity demand and prices,” *Energy Policy*, vol. 122, pp. 36–44, Nov. 2018, doi: 10.1016/J.ENPOL.2018.07.032.
- [25] M. da Economia, “Decreto Lei n.º68/2002,” *Diário da República*, vol. N.º 71, pp. 2837–2839, 2002.
- [26] M. da I. e Energia, “Decreto Lei n.º 189/1988,” *Diário da República*, vol. N.º 123, pp. 2289–2296, 1988.
- [27] P. Behrens, J. F. D. Rodrigues, T. Brás, and C. Silva, “Environmental, economic, and social impacts of feed-in tariffs: A Portuguese perspective 2000–2010,” *Appl. Energy*, vol. 173, pp. 309–319, Jul. 2016, doi: 10.1016/J.APENERGY.2016.04.044.
- [28] M. do Ambiente, “Decreto-Lei n.º 153/2014,” *Diário da República*, vol. N.º 202, pp. 5298–5311, 2014.
- [29] A. e T. Energética, “Decreto-Lei n.º 162/2019,” *Diário da República*, vol. 206, pp. 45–62, 2019.
- [30] A. e T. Energética, “Decreto-Lei n.º 76/2019,” *D. da Repub.*, vol. 106, pp. 2792–2865, 2019.
- [31] A. Anzalchi and A. Sarwat, “Overview of technical specifications for grid-connected photovoltaic systems,” *Energy Conversion and Management*, vol. 152. Elsevier Ltd, pp. 312–327, 15-Nov-2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.09.049.
- [32] F. Biscarri, I. Monedero, A. García, J. I. Guerrero, and C. León, “Electricity

- clustering framework for automatic classification of customer loads,” *Expert Syst. Appl.*, vol. 86, pp. 54–63, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.eswa.2017.05.049.
- [33] A. Orioli and A. Di Gangi, “Five-years-long effects of the Italian policies for photovoltaics on the energy demand coverage of grid-connected PV systems installed in urban contexts,” *Energy*, vol. 113, pp. 444–460, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.07.059.
- [34] EDP, “Perfis de consumo de energia elétrica | EDP Distribuição.” [Online]. Available: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/perfis-de-consumo>. [Accessed: 22-Nov-2019].
- [35] V. Sharma, M. H. Haque, and S. M. Aziz, “PV generation and load profile data of net zero energy homes in South Australia,” *Data Br.*, vol. 25, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.dib.2019.104235.
- [36] Z. Cserekyei, “Price and income elasticities of residential and industrial electricity demand in the European Union,” *Energy Policy*, p. 111079, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.111079.
- [37] R. Rawat, S. C. Kaushik, and R. Lamba, “A review on modeling, design methodology and size optimization of photovoltaic based water pumping, standalone and grid connected system,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 1506–1519, May 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2015.12.228.
- [38] R. Posadillo and R. López Luque, “Approaches for developing a sizing method for stand-alone PV systems with variable demand,” *Renew. Energy*, vol. 33, no. 5, pp. 1037–1048, May 2008, doi: 10.1016/J.RENENE.2007.06.004.
- [39] T. Huld, R. Gottschalg, H. G. Beyer, and M. Topi, “Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging,” *Sol. Energy*, vol. 84, no. 2, pp. 324–338, 2010, doi: 10.1016/j.solener.2009.12.002.
- [40] C. A. Gueymard, “Direct and indirect uncertainties in the prediction of tilted irradiance for solar engineering applications,” *Sol. Energy*, vol. 83, no. 3, pp. 432–444, Mar. 2009, doi: 10.1016/j.solener.2008.11.004.
- [41] R. Bube, *Fundamentals of Solar Cells*. Elsevier Inc., 2012.
- [42] A. A. Bayod-Rújula, *Solar photovoltaics (PV)*. Elsevier Inc., 2019.

- [43] T. Khatib, A. Mohamed, and K. Sopian, "A review of photovoltaic systems size optimization techniques," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 454–465, Jun. 2013, doi: 10.1016/J.RSER.2013.02.023.
- [44] L. V. Mercaldo and P. Delli Veneri, *Silicon solar cells: materials, technologies, architectures*. Elsevier Ltd, 2020.
- [45] H. Tian, F. Mancilla-David, K. Ellis, E. Muljadi, and P. Jenkins, "A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels," *Sol. Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 2695–2706, Sep. 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.06.004.
- [46] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "PV panel model based on datasheet values," *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, no. 4, pp. 2392–2396, 2007, doi: 10.1109/ISIE.2007.4374981.
- [47] F. Rasool, M. Driberg, N. Badruddin, and B. S. Mahinder Singh, "PV panel modeling with improved parameter extraction technique," *Sol. Energy*, vol. 153, pp. 519–530, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.05.078.
- [48] R. Dogga and M. K. Pathak, "Recent trends in solar PV inverter topologies," *Sol. Energy*, vol. 183, pp. 57–73, May 2019, doi: 10.1016/J.SOLENER.2019.02.065.
- [49] K. Zeb *et al.*, "A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94. Elsevier Ltd, pp. 1120–1141, 01-Oct-2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.06.053.
- [50] L. Davila-Gomez, A. Colmenar-Santos, M. Tawfik, and M. Castro-Gil, "An accurate model for simulating energetic behavior of PV grid connected inverters," *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 49, pp. 57–72, Dec. 2014, doi: 10.1016/j.simpat.2014.08.001.
- [51] X. Camps, G. Velasco, J. de la Hoz, and H. Martín, "Contribution to the PV-to-inverter sizing ratio determination using a custom flexible experimental setup," *Appl. Energy*, vol. 149, pp. 35–45, Jul. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.03.050.
- [52] F. Baumgartner, *Photovoltaic (PV) balance of system components*. Elsevier Ltd., 2016.
- [53] GREENPRO, "Summary for Policymakers," *Clim. Chang. 2013 - Phys. Sci. Basis*,

- vol. 53, no. 9, pp. 1–30, 2004, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [54] D. S. Pillai and N. Rajasekar, “A comprehensive review on protection challenges and fault diagnosis in PV systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91. Elsevier Ltd, pp. 18–40, 01-Aug-2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.082.
- [55] S. Schopfer, V. Tiefenbeck, and T. Staake, “Economic assessment of photovoltaic battery systems based on household load profiles,” *Appl. Energy*, vol. 223, pp. 229–248, Aug. 2018, doi: 10.1016/J.APENERGY.2018.03.185.
- [56] Investopedia, “Investopedia: Sharper insight, better investing.” [Online]. Available: <https://www.investopedia.com/>. [Accessed: 19-Feb-2020].
- [57] Ross, Westerfield, and Jordan, *Fundamentals of Corporate Finance*, vol. 53, no. 9. 2010.
- [58] P. Org, “Welcome to Python.org.” [Online]. Available: <https://www.python.org/>. [Accessed: 04-Feb-2020].
- [59] OpenStreetMap, “OpenStreetMap.” [Online]. Available: <https://www.openstreetmap.org/#map=7/39.602/-7.839>. [Accessed: 04-Feb-2020].
- [60] S. A. Rahman, R. K. Varma, and T. Vanderheide, “Generalised model of a photovoltaic panel,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 8, no. 3, pp. 217–229, 2014, doi: 10.1049/iet-rpg.2013.0094.
- [61] M. Piliougine, D. Elizondo, L. Mora-López, and M. Sidrach-De-Cardona, “Photovoltaic module simulation by neural networks using solar spectral distribution,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 5, pp. 1222–1235, 2013, doi: 10.1002/pip.2209.
- [62] S. N. Laboratories, “PV Performance Modeling Collaborative | An Industry and National Laboratory collaborative to improve Photovoltaic Performance Modeling.” [Online]. Available: <https://pvpmc.sandia.gov/>. [Accessed: 07-Feb-2020].
- [63] Sisifo, “Home Page - Simulação de PV.” [Online]. Available: <https://www.sisifo.info/pt/default>. [Accessed: 13-Feb-2020].

- [64] J. López Prol and K. W. Steininger, “Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis and alternative regulation schemes,” *Energy Policy*, vol. 108, pp. 742–754, Sep. 2017, doi: 10.1016/J.ENPOL.2017.06.019.
- [65] Efectoled, “Loja online de iluminação LED - efectoLED.” [Online]. Available: <https://www.efectoled.com/pt/>. [Accessed: 24-Feb-2020].
- [66] A. Kamenders, M. Rosa, and K. Kass, “Low carbon municipalities. The impact of energy management on climate mitigation at local scale,” *Energy Procedia*, vol. 128, pp. 172–178, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.09.038.
- [67] L. Merlin, “Kit suporte 2 painéis solares xunzel power 80/120 - Leroy Merlin Portugal.” [Online]. Available: https://www.leroymerlin.pt/Produtos/Eletricidade-e-domotica/Energias-renovaveis/WPR_REF_16501982?gclid=CjwKCAiAhc7yBRAdEiwAplGxX8Bc1vmmlW3wjwQW2n2rkZB41LEzlZOLk5-SOahK6KN8korQNST4KR0C1KIQAxD_BwE. [Accessed: 24-Feb-2020].
- [68] PORDATA, “PORDATA - Ambiente de Consulta.” [Online]. Available: <https://www.pordata.pt/DB/Europa/Ambiente+de+Consulta/Tabela>. [Accessed: 24-Feb-2020].

Apêndice

Aqui são apresentados os scripts na linguagem Python, para além dos scripts, são apresentadas as livrarias de terceiros necessárias.

- 1º - Função para importação dos dados climáticos:

```
➤ import requests as rt
➤ import re # Regular expression library
➤ import numpy as np
➤
➤ def fcn_tmy(lat, lon):
➤     api='http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis5/tmy.php?'
➤     url = api + 'lat=' + (lat) + '&lon=' + (lon) + '&usehorizon=1&usehorizon=1'
➤     r = rt.get(url)
➤     tmy = r.text
➤
➤     data_tmy = re.findall(r'(\d+:\d+)\,(\d+\.\d+|\-\d+\.\d+)\,(\d+\.\d+)\,(\d+\.\d+)\,(\-\d+\.\d+|\d+\.\d+)\,(\d+\.\d+)\,(\d+\.\d+)\,(\d+\.\d+|\-\d+\.\d+)\,(\d+\.\d+)\,(\d+\.\d+)\s', tmy)
➤     data_tmy = np.array(data_tmy) # Ordem das colunas: Year/day, Time, Tair, RH, Ghor, DNI, Dhor, IR - Surface Infrared (thermal),
➤     # WS10 - velocidade do vento (m/s), WD10 - Direção do vento (0 = N, 90 = E), SP - Pressão do ar.
➤     Tair = data_tmy[:,1]
➤     Tair = ((np.asarray(Tair)).astype(np.float)).reshape(365,24)
➤     Ghor = data_tmy[:,3]
➤     Ghor = ((np.asarray(Ghor)).astype(np.float)).reshape(365,24)
➤
➤     DNI = data_tmy[:,4]
➤     DNI = ((np.asarray(DNI)).astype(np.float)).reshape(365,24)
➤     Dhor = data_tmy[:,5]
➤     Dhor = ((np.asarray(Dhor)).astype(np.float)).reshape(365,24)
➤     Mtx_data = [Tair,Ghor,DNI,Dhor]
➤
➤
➤     return (Mtx_data) # Posição: Tair, Ghor, DNI, Dhor
```

➤ 2º Determinação dos ângulos de montagem dos módulos FV:

- Beta ótimo:

```
➤ import numpy as np
➤
➤ def fcn_beta(lat,azim,Ghor):
➤     lat = float(lat)
➤     N = np.array(range(1, 366))
➤         # Dia Juliano
➤     decl = 23.45*np.sin(np.deg2rad(360*(284+N)/365))
➤         # np.sin(np.deg2rad(90))
➤     decl = decl[:, np.newaxis]
➤         # Column vector
➤     horas = np.array(range(0, 24))
➤         #
➤     h = ((horas-
➤ 12)*15) # Ângulo ho
➤     rário
➤     h = h[np.newaxis,:]
➤         # Row vector
➤     M = []
➤
➤     for beta in range(1,91):
➤         # Equação de ângulo de incidência
➤         b = ((np.sin(np.deg2rad(decl))*np.sin(np.deg2rad(lat))*np.c
➤ os(np.deg2rad(beta)))-
➤ (np.sin(np.deg2rad(decl))*np.cos(np.deg2rad(lat))*np.cos(np.deg2rad
➤ (azim))*np.sin(np.deg2rad(beta)))+(np.cos(np.deg2rad(decl))*np.cos(
➤ np.deg2rad(lat))*np.cos(np.deg2rad(beta))*np.cos(np.deg2rad(h)))+(n
➤ p.cos(np.deg2rad(decl))*np.sin(np.deg2rad(lat))*np.cos(np.deg2rad(a
➤ zim))*np.sin(np.deg2rad(beta))*np.cos(np.deg2rad(h)))+(np.cos(np.de
➤ g2rad(decl))*np.sin(np.deg2rad(azim))*np.sin(np.deg2rad(beta))*np.s
➤ in(np.deg2rad(h))))
➤         M.append(b)
➤         # len = M[90] 90 x 1, cada célula com uma matriz 365 x 24
➤
➤     beta_mt = []
➤
➤     for i in range(0,90):
➤         c = np.multiply(Ghor,M[i])
➤         c[c<0] = 0
➤         c = (np.asarray(c)).astype(np.float)
➤         d = np.sum(c,1)
➤         # Soma da irradiância direta a cada 24h
```

```

➤     beta = np.sum(d,0)
      # Soma dos 365 dias do ano, para cada inclinação
➤     beta_mt.append(beta)
      # Matrix 90 x 1 = Inclinação
➤
➤     beta1 = np.argmax(beta_mt)
➤     irr = beta_mt[beta1]
➤
➤     beta_opt = np.column_stack((beta1,irr))
➤
➤     return (beta_opt)

```

- Azimute ótimo:

```

import numpy as np

def fcn_azim(lat,beta,Ghor):
    lat = float(lat)
    N = np.array(range(1, 366)) #
    Dia Juliano
    decl = 23.45*np.sin(np.deg2rad(360*(284+N)/365)) #
    np.sin(np.deg2rad(90))
    decl = decl[:, np.newaxis] #
    Column vector
    horas = np.array(range(0, 24)) #

    h = ((horas-
12)*15) # Ângulo horário
    h = h[np.newaxis,:] #
    Row vector
    M = []

    for j in range(-180,181):
        azim = j
        b = ((np.sin(np.deg2rad(decl))*np.sin(np.deg2rad(lat))*np.cos(np.
deg2rad(beta)))-
(np.sin(np.deg2rad(decl))*np.cos(np.deg2rad(lat))*np.cos(np.deg2rad(azim)
)*np.sin(np.deg2rad(beta)))+(np.cos(np.deg2rad(decl))*np.cos(np.deg2rad(l
at))*np.cos(np.deg2rad(beta))*np.cos(np.deg2rad(h)))+(np.cos(np.deg2rad(d
ecl))*np.sin(np.deg2rad(lat))*np.cos(np.deg2rad(azim))*np.sin(np.deg2rad(
beta))*np.cos(np.deg2rad(h)))+(np.cos(np.deg2rad(decl))*np.sin(np.deg2rad
(azim))*np.sin(np.deg2rad(beta))*np.sin(np.deg2rad(h))))
        #M.append(b) # b - ângulo de incidência
        c = np.multiply(Ghor,b)
        c[c<0] = 0
        c = (np.asarray(c)).astype(np.float)
        d = np.sum(c,1)

```

```

    irr = np.sum(d,0)
    M.append(irr)

    idx = (np.argmax(M,axis=0))

    azim_mtx = np.array(range(-180,181))

    azim_opt = azim_mtx[idx]

    return (azim_opt)

```

- o Ângulo de incidência:

```

> import numpy as np
>
> def fcn_incid(lat,beta,azim):
>     lat = float(lat)
>     azim = float(azim)
>     beta = float(beta)
>     N = np.array(range(1, 366))
>         # Dia Juliano
>     decl = 23.45*np.sin(np.deg2rad(360*(284+N)/365))
>         # np.sin(np.deg2rad(90))
>     decl = decl[:, np.newaxis]
>         # Column vector
>     horas = np.array(range(0, 24))
>         #
>     h = ((horas-
12)*15) # Ângulo ho
rário
>     h = h[np.newaxis,:]
>         # Row vector
>
>     # Equação de ângulo de incidência
>     teta = ((np.sin(np.deg2rad(decl))*np.sin(np.deg2rad(lat))*np.co
s(np.deg2rad(beta)))-
(np.sin(np.deg2rad(decl))*np.cos(np.deg2rad(lat))*np.cos(np.deg2rad
(azim))*np.sin(np.deg2rad(beta)))+(np.cos(np.deg2rad(decl))*np.cos(
np.deg2rad(lat))*np.cos(np.deg2rad(beta))*np.cos(np.deg2rad(h)))+(n
p.cos(np.deg2rad(decl))*np.sin(np.deg2rad(lat))*np.cos(np.deg2rad(a
zim))*np.sin(np.deg2rad(beta))*np.cos(np.deg2rad(h)))+(np.cos(np.de
g2rad(decl))*np.sin(np.deg2rad(azim))*np.sin(np.deg2rad(beta))*np.s
in(np.deg2rad(h))))
>
>     teta_z = np.degrees(np.arccos((np.sin(np.deg2rad(decl))*np.sin(
np.deg2rad(lat)))+(np.cos(np.deg2rad(decl))*np.cos(np.deg2rad(lat))
*np.cos(np.deg2rad(h)))))) # Ângulo zenital

```



```

➤
➤     alt_solar = 90 - teta_z
➤     alt_solar[alt_solar < 0] = 0
➤     y = alt_solar.copy()
➤     y[y > 0] = 1
➤     teta = np.multiply(y, teta)           # Resultado corresponde
➤     ao cos(teta)
➤
➤     return (teta, alt_solar)

```

- Irradiância total:

```

➤ import numpy as np
➤
➤ def fcn_irrad_total(teta, beta, DNI, Dhor, refl, alt_solar):
➤     beta = float(beta)
➤     refl = float(refl)
➤
➤     Ib = np.multiply(DNI, teta)
➤     Id = Dhor * ((1 + np.cos(np.deg2rad(beta))) / 2)
➤     Ir = refl * ((np.multiply(Dhor, np.sin(np.deg2rad(alt_solar))))
➤ + Dhor) * ((1 - np.cos(np.deg2rad(beta))) / 2)
➤
➤     It = Ib + Id + Ir
➤
➤     return It

```

- 3ª Modelação do módulo FV:

```

➤ import numpy as np
➤ import warnings
➤
➤ def fcn_pvmodel(Vmpp, Impp, Voc, Isc, ki, kv, NOCT, Ns, Np, G, Tar):
➤     kbt = 1.38e-23           # Constande Boltzmann (06503e-
➤ 23) [J/k]
➤     q = 1.6e-19           # Carga elementar do eletrão (0217646e-19) [C]
➤     # Eg=1.12           # Band gap energy [eV]
➤
➤     # Pmpp=Impp*Vmpp;           # Pmpp - Máxima Potência [W]
➤
➤     Tref = (25+273)           # Kelvin [K]
➤     Gref = 1000           # Irradiância STC [W/m²]
➤     ki = ki/100
➤     kv = kv/100
➤

```

```

> Tcell = (Tar+((NOCT-
20)/800)*G)+273 # Temperatura de operação da célula
>
> n = 0
>
> for i in range(0,600000):
>     with warnings.catch_warnings():
>         warnings.simplefilter('ignore')
>         n = n + 0.00001
>
>         Rs = ((n*kbt*Tref*Np/(q*Imp))*(np.log(np.exp((q*Voc)/(
n*kbt*Tref*Ns))-(Imp/Isc)*(np.exp((q*Voc)/(n*kbt*Tref*Ns))-1))))-
((Np*Vmpp)/(Ns*Imp))
>
>         Rsh = (((Ns*Isc*Rs)-
(Np*Voc))*(np.exp((q*((Np*Vmpp)+(Ns*Imp*Rs)))/(n*kbt*Tref*Ns*Np))
)*q)+(n*kbt*Tref*Np*Ns*(np.exp((q*Voc)/(n*kbt*Tref*Ns))-
1)))/((((Ns**2)*Imp*n*kbt*Tref*Np)*(np.exp((q*Voc)/(n*kbt*Tref*Ns
))-1))/((Np*Vmpp)-(Ns*Imp*Rs)))-
((np.exp((q*((Np*Vmpp)+(Ns*Imp*Rs)))/(n*kbt*Tref*Ns*Np)))*q*Ns*Isc
))
>
>         if Rsh < 0:
>             break
>
>         n = n-0.00001
>
>         Rs = ((n*kbt*Tref*Np/(q*Imp))*(np.log(np.exp((q*Voc)/(n*kbt*Tr
ef*Ns))-(Imp/Isc)*(np.exp((q*Voc)/(n*kbt*Tref*Ns))-1))))-
((Np*Vmpp)/(Ns*Imp))
>
>         Rsh = (((Ns*Isc*Rs)-
(Np*Voc))*(np.exp((q*((Np*Vmpp)+(Ns*Imp*Rs)))/(n*kbt*Tref*Ns*Np))
)*q)+(n*kbt*Tref*Np*Ns*(np.exp((q*Voc)/(n*kbt*Tref*Ns))-
1)))/((((Ns**2)*Imp*n*kbt*Tref*Np)*(np.exp((q*Voc)/(n*kbt*Tref*Ns
))-1))/((Np*Vmpp)-(Ns*Imp*Rs)))-
((np.exp((q*((Np*Vmpp)+(Ns*Imp*Rs)))/(n*kbt*Tref*Ns*Np)))*q*Ns*Isc
))
>
>         V = Vmpp*(1+kv*(Tcell-Tref))
>
>         I = Isc*(1+ki*(Tcell-Tref))*G/Gref
>
>         x1 = (Ns*Isc*((1+ki*(Tcell-Tref))*(Rsh+Rs))-Np*Voc)
>         x2 = (np.exp(q*Voc*(1+kv*(Tcell-Tref)))/(n*kbt*Tcell*Ns))-1)
>         x3 = np.exp((q*Voc*(1+kv*(Tcell-Tref)))/(n*kbt*Tcell*Ns))
>         x4 = np.exp((q*Isc*Rs*(1+ki*(Tcell-Tref)))/(n*kbt*Tcell*Np))
>         x5 = (Ns*Isc*((1+ki*(Tcell-Tref))*(Rsh+Rs)))-(Np*Voc)
>         x6 = np.exp(((q*(Np*V+Ns*I*Rs)))/(n*kbt*Tcell*Ns*Np))-1 #

```

```

➤ x7 = np.exp((q*Voc*(1+kv*(Tcell-Tref)))/(n*kbt*Tcell*Ns))
➤ x8 = np.exp((q*Isc*Rs*(1+ki*(Tcell-Tref)))/(n*kbt*Tcell*Ns))
➤ x9 = G*Np*Voc*(1+kv*(Tcell-Tref))/(Ns*Rsh*Gref)
➤ x10 = ((Np*V)+(Ns*I*Rs))/(Ns*Rsh) #
➤
➤ I = ((x1*x2*G)/(Ns*Rsh*Gref*(x3-x4)))-((x5*x6)/(Ns*Rsh*(x7-
➤ x8)))+x9-x10
➤
➤ Pot = np.multiply(I,V)
➤
➤ return Pot,I,V,Rs,Rsh,n

```

o Curva PV:

```

➤ import numpy as np
➤
➤ def fcn_PVcurve(Voc,Isc,Ns,Np,n,Rs,Rsh,Tar,G,NOCT,ki,kv):
➤     kbt = 1.38e-23 # Constande Boltzmann (06503e-
➤ 23) [J/k]
➤     q = 1.6e-
➤ 19 # Carga elemental do eletrão (0217646e-19) [C]
➤     Gref = 1000 # Irradiância [W/m²]
➤     Tref = (25+273) # Kelvin [K]
➤
➤     ki = ki/100
➤     kv = kv/100
➤     Tcell = (Tar+((NOCT-20)/800)*G)+273
➤
➤     V = Voc*(1+(kv)*(Tcell-Tref))
➤     Vcurve = (np.linspace(0,V,100))
➤
➤     I = Isc*(1+ki*(Tcell-Tref))*G/Gref
➤
➤     x1 = (Ns*Isc*((1+ki*(Tcell-Tref))*(Rsh+Rs))-Np*Voc)
➤     x2 = (np.exp(q*Voc*(1+kv*(Tcell-Tref)))/(n*kbt*Tcell*Ns))-1
➤     x3 = np.exp((q*Voc*(1+kv*(Tcell-Tref)))/(n*kbt*Tcell*Ns))
➤     x4 = np.exp((q*Isc*Rs*(1+ki*(Tcell-Tref)))/(n*kbt*Tcell*Np))
➤     x5 = (Ns*Isc*((1+ki*(Tcell-Tref))*(Rsh+Rs)))-(Np*Voc)
➤     x6 = np.exp(((q*(Np*Vcurve+Ns*I*Rs)))/(n*kbt*Tcell*Ns*Np))-1
➤     x7 = np.exp((q*Voc*(1+kv*(Tcell-Tref)))/(n*kbt*Tcell*Ns))
➤     x8 = np.exp((q*Isc*Rs*(1+ki*(Tcell-Tref)))/(n*kbt*Tcell*Ns))
➤     x9 = G*Np*Voc*(1+kv*(Tcell-Tref))/(Ns*Rsh*Gref)
➤     x10 = ((Np*Vcurve)+(Ns*I*Rs))/(Ns*Rsh)
➤
➤     I = ((x1*x2*G)/(Ns*Rsh*Gref*(x3-x4)))-((x5*x6)/(Ns*Rsh*(x7-
➤ x8)))+x9-x10
➤
➤     Pcurve = np.multiply(I,Vcurve)

```

```
➤  
➤ return Vcurve, Pcurve
```

➤ 4º - Determinação do tipo de demanda:

```
➤ import numpy as np  
➤ import pandas as pd  
➤ from bs4 import BeautifulSoup  
➤ import requests as req  
➤ import re  
➤ import scipy.integrate as integrate  
➤ import time  
➤  
➤ # ini = time.time()  
➤  
➤ def fcn_demanda(tipo, cons_anual):  
➤     url = 'https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/perfis-de-consumo'  
➤  
➤     soup = BeautifulSoup(req.get(url).text, 'lxml')  
➤  
➤     link = soup.find_all('div', attrs={'class': 'bottom'})  
➤  
➤     n = []  
➤     for i in range(0, len(link)):  
➤         c = str(link[i].contents)  
➤         m = re.findall(r'(Consumo)', c)  
➤         n.append(m)  
➤  
➤     idx = n.index(['Consumo'])  
➤     x = str(link[idx].contents)  
➤     u = (re.findall('"([\^"]*)"', x))  
➤     h = str(u[0])  
➤     url = 'https://www.edpdistribuicao.pt'+ h  
➤  
➤     data = req.get(url, allow_redirects=True)  
➤     open('data.xlsx', 'wb').write(data.content)  
➤  
➤     file = 'data.xlsx'  
➤     table = pd.read_excel(file)  
➤     table = table.iloc[3:35044, :]  
➤  
➤     if tipo == 'BNT A':  
➤         dados = table.iloc[:, 3]  
➤     elif tipo == 'BTN B':  
➤         dados = table.iloc[:, 4]  
➤     else:  
➤         dados = table.iloc[:, 5]
```

```

➤ dados = np.array(dados, dtype=float)
➤ dados = dados.reshape(8760,4)
➤ dados = np.sum(dados,1)
➤ dados = dados.reshape(365,24)

➤ x = np.array(range(0,24))
➤ Ec1 = []

➤ for i in range(0, len(dados)):
➤     c = integrate.trapz(dados[i], x, 1)
➤     Ec1.append(c)
➤ Ec1 = sum(Ec1)

➤ r = cons_anual/Ec1

➤ p = []

➤ for i in range(0, len(dados)):
➤     c = np.polyfit(x, dados[i], 10)
➤     p.append(c)
➤ p = np.array(p)

➤ p2 = r*p
➤ Ec2 = []

➤ for i in range(0, len(p2)):
➤     c = np.poly1d(p2[i])
➤     c = c(x)
➤     Ec2.append(c)
➤ Ec2 = np.array(Ec2)

➤ return Ec2

```

➤ 5º - Dimensionamento do módulo FV:

```

➤ from numpy import linalg as LA
➤ import numpy as np

➤ def fcn_dimens(Pot,Ec2):
➤     x = Pot.copy()
➤     x[x>0] = 1
➤     Ec2 = np.multiply(Ec2,x)
➤     k1 = sum(LA.norm(Ec2,axis=1))
➤     k2 = sum(LA.norm(Pot,axis=1))
➤     mod1 = int(round(k1/k2))

```

```

➤     return mod1
➤
➤ # mod1 é o fator de multiplicação para obter a quantidade de
➤ módulos que mais aproxima a necessidade energética e a potência
➤ gerada pelo módulo FV.
➤
➤

```

➤ 6º - Modulação do inversor:

```

➤ import sqlite3
➤ import numpy as np
➤
➤ def fcn_fab_inver(inv_fab,tensao):
➤     conn = sqlite3.connect('SunLight.db')
➤     c = conn.cursor()
➤     invert = '%' + inv_fab + '%'
➤     c.execute("SELECT invert_id, Name FROM inverters WHERE Name LIKE:invert AND Vac = :tensao", {'invert': invert,'tensao':tensao})
➤     modelo = c.fetchall()
➤     c.close()
➤     return modelo
➤
➤ def fcn_mod_inver(modelo):
➤     conn = sqlite3.connect('SunLight.db')
➤     c = conn.cursor()
➤     c.execute("SELECT * FROM inverters WHERE Name=:modelo", {'modelo': modelo})
➤     d = c.fetchall()
➤     c.close()
➤
➤     Vac = float(d[:,0][2]) # Tensão de rede
➤     Pso = round(float(d[:,0][3]),2) # Potência mínima de funcionamento
➤     Pacmax = float(d[:,0][4]) # Potência AC máxima
➤     Pdcmax = round(float(d[:,0][5]),2) # Potência DC máxima
➤     Vdco = round(float(d[:,0][6]),2) # Tensão operacional
➤
➤     # Parâmetros experimentais
➤
➤     C0 = float(d[:,0][7])
➤     C1 = float(d[:,0][8])
➤     C2 = float(d[:,0][9])
➤     C3 = float(d[:,0][10])
➤
➤     Pnt = round(float(d[:,0][11]),2) # Potência - Stand by
➤     Vdcmax = float(d[:,0][12]) # Tensão máxima DC

```

```

➤ Idcmax = round(float(d[:,0][13]),2) # Corrente máxima DC
➤ Mppt_low = float(d[:,0][14]) # Vmpp_min
➤ Mppt_high = float(d[:,0][15]) # Vmpp_max
➤
➤ return Vac, Pso, Pacmax, Pdcmax, Vdco, C0, C1, C2, C3, Pnt, Vdc
max, Idcmax, Mppt_low, Mppt_high
➤
➤ def fcn_inv_as(tensao,Pacmax,Mppt_low,Mppt_high,Idcmax):
➤     conn = sqlite3.connect('SunLight.db')
➤     c = conn.cursor()
➤     c.execute("SELECT * FROM inverters WHERE Vac=:Vac AND Paco>=:Pac
co AND Mppt_low>=:Mppt_low AND Mppt_high<=:Mppt_high AND "
➤         "Idcmax>=:Idcmax", {'Vac': tensao,'Idcmax': Idcmax,
'Mppt_low': Mppt_low,'Paco': Pacmax, 'Mppt_high': Mppt_high})
➤     d = c.fetchall()
➤     c.close()
➤
➤     Pso = round(float(d[:,0][3]),2) # Potência mínima de f
uncionamento
➤     C0 = float(d[:,0][7])
➤     C1 = float(d[:,0][8])
➤     C2 = float(d[:,0][9])
➤     C3 = float(d[:,0][10])
➤     Pnt = round(float(d[:,0][11]),2) # Potência - Stand by
➤     Vdco = float(d[:,0][6])
➤
➤     return Pso, C0, C1, C2, C3, Pnt, Vdco
➤
➤ def fcn_inv_f(tensao,Pacmax):
➤     conn = sqlite3.connect('SunLight.db')
➤     c = conn.cursor()
➤     c.execute("SELECT * FROM inverters WHERE Paco=:Paco", {'Vac': t
ensao, 'Paco': Pacmax})
➤     d = c.fetchall()
➤     c.close()
➤
➤     Pso = round(float(d[:,0][3]),2) # Potência mínima de f
uncionamento
➤     C0 = float(d[:,0][7])
➤     C1 = float(d[:,0][8])
➤     C2 = float(d[:,0][9])
➤     C3 = float(d[:,0][10])
➤     Pnt = round(float(d[:,0][11]),2) # Potência - Stand by
➤     Vdco = float(d[:,0][6])
➤
➤     return Pso, C0, C1, C2, C3, Pnt, Vdco
➤
➤ def pots_inv(M,Pdco,Vdc,Paco,Pdc):
➤     # Função para calcular a potência de saída do inversor

```

```

➤
➤     Pso = M[0] # Potência para iniciar o processo de inversão
➤     C0 = M[1] # Paco - Potência (Saída) máxima nas condições de operação padrão
➤     C1 = M[2] # Pdc - Potência na entrada do inversor
➤     C2 = M[3]
➤     C3 = M[4]
➤     Pnt = M[5]
➤     Vdco = M[6]

➤
➤     Pac = np.zeros([365,24])
➤     for i in range(len(Pdc)):
➤         P = Pdc[i] * 1000
➤         A = Pdc[i] * (1 + C1 * (Vdc[i] - Vdco)) # Pdc - Potência máxima nas condições de operação
➤         B = Pso * (1 + C2 * (Vdc[i] - Vdco)) # Vdc - Voltagem em nas condições de operação - input PV array
➤         C = C0 * (1 + C3 * (Vdc[i] - Vdco)) # Vdco - Voltagem cujo AC power atinge as condições nominais
➤
➤         c = ((Paco/(A-B)) - C * (A-B)) * (P-B) + C * ((P - B)**2) # Pac - Potência na saída do inversor (máxima)
➤         Pac = Pac + c
➤         Pac[Pac < 0] = 0
➤         Pac[Pac < Pnt] = 0
➤
➤     return np.round(Pac/1000,2)

```

➤ 7º - Simulação dos efeitos da cablagem:

```

➤ import sqlite3
➤ import numpy as np
➤ import warnings
➤
➤ # Os cálculos são feitos prevendo a pior situação de condução, portanto para V e I max
➤
➤ # Cálculo da seção e resistência em função da temperatura ambiente
➤
➤ def fcn_cables(d,mater,V,Tar,I):
➤     if mater == 'Cobre':
➤         resis = 0.0172 # ohm.mm²/m
➤     elif mater == 'Alumínio':
➤         resis = 0.0292 # ohm.mm²/m
➤     else:

```



```

pass

C = []
j = -1
for i in d:
    j += 1
    d = i * 2
    if d != 0:
        resis_t = resis * (1 + 0.0039*(Tar - 20))
        secao = round((resis_t * d * I)/(0.01*V[j]),2)
        c = [secao,resis_t]
        C.append(c)
    else:
        pass

return C

# Cálculo da resistência nas condições de operação
def Res(mater,Tar):
    if mater == 'Cobre':
        resis = 0.0172 # ohm.mm²/m
    elif mater == 'Alumínio':
        resis = 0.0292 # ohm.mm²/m
    else:
        pass
    R = np.round(np.array(resis * (1 + 0.0039*(Tar - 20))),4)

    return R

# Cálculo da tensão de entrada no inversor
def Tensao_S(P,Perd,I,V):
    # P (Potência - Módulos), Perd (Queda de Potência nos cabos DC)
    , I (Corrente dos módulos), V (Tenão dos módulos)
    V_s = []
    for i in range(len(P)):
        with np.errstate(divide='ignore', invalid='ignore'):
            c = np.true_divide(P[i]-Perd[i],I[i])
            c[c == np.inf] = 0
            c = np.nan_to_num(c)
            c = V[i] - c
        V_s.append(c)

    return V_s

# Lista de seções padrão de cabos DC
def secao_padrao():
    conn = sqlite3.connect('SunLight.db')
    c = conn.cursor()
    c.execute("SELECT Seção FROM cables_dc")

```

```

> d = c.fetchall()
> c.close()
> return d
>
> # Função para calcular as perdas nos cabos DC
> def perdas_dc(I,d,S,R):
>     # I (corrente), d (distância string - inversor), R (seção), R (
resistência do condutor)
>     Perd_dc = []
>     for i in range(len(d)):
>         warnings.simplefilter("ignore")
>         for j in range(len(I)):
>             if S[i] != 0:
>                 c = np.round(np.multiply((R/S[i]) * 2 * d[i], (I[j]
**2))/1000,4)
>             else:
>                 c = np.zeros(R.shape)
>             Perd_dc.append(c)
>
>     return Perd_dc
>
> # Função para calcular a seção do cabo AC
> def cables_ac(fase,mater,d,fi,Pac):
>
>     d = float(d)
>     fi = float(fi)
>
>     if mater == 'Cobre':
>         resis = 0.0172 # ohm.mm2/m
>     elif mater == 'Alumínio':
>         resis = 0.0292 # ohm.mm2/m
>     else:
>         pass
>
>     if fase == 'Monofásica':
>         U = 230
>         I = np.max(Pac/U) * 1000
>         s = resis * 2 * d * I * fi/(0.03 * U)
>     elif fase == 'Trifásica':
>         U = 400
>         I = np.max(Pac/U) * 1000
>         s = resis * np.sqrt(3) * d * I * fi/(0.03 * U)
>     else:
>         pass
>
>     Sac = np.round(s,2)
>
>     return Sac

```

```

➤ # Função para calcular as perdas nos cabos AC
➤ def perdas_ac(fase,secao,mater,fi,d,Pac):
➤
➤     secao = float(secao)
➤     d = float(d)
➤     fi = float(fi)
➤
➤     if mater == 'Cobre':
➤         resis = 0.0172 # ohm.mm²/m
➤     elif mater == 'Alumínio':
➤         resis = 0.0292 # ohm.mm²/m
➤     else:
➤         pass
➤     pass
➤
➤     if fase == 'Monofásica':
➤         U = 230
➤         I = (Pac/U) * 1000
➤         Perd_ac = resis * 2 * d * (I**2) * fi/secao
➤     elif fase == 'Trifásica':
➤         U = 400
➤         I = (Pac/U) * 1000
➤         Perd_ac = resis * np.sqrt(3) * d * (I**2) * fi/secao
➤     else:
➤         pass
➤
➤     return Perd_ac/1000

```

- 8º - Cálculo da energia disponível, após subtração das perdas na potência:

```

➤ import scipy.integrate as integrate
➤ import numpy as np
➤
➤ def fcn_ener_final(Pot):
➤     ener = integrate.trapz(Pot,dx=1,axis=1)
➤
➤     check_dict = {1: range(0,31), 2:range(31,59), 3:range(59,90), 4
➤ :range(90,120), 5:range(120,151), 6:range(151,181),
➤ 7:range(181,212), 8:range(212,243), 9:range(243,273), 10:ra
➤ nge(273,304), 11:range(304,334), 12:range(334,365)}
➤
➤     ener_mtx = []
➤     for i in range(1,13):
➤         c = np.round(np.sum(ener[check_dict[i]]),2)
➤         ener_mtx.append(c)

```

```
➤ return ener_mtx
```