

Joilson Oliveira dos Santos

Definição Comunidades Elétricas dotadas de Geração
Fotovoltaica.



Joilson Oliveira dos Santos

Definição Comunidades Elétricas dotadas de Geração Fotovoltaica.

Tese de Mestrado

Engenharia Eletrotécnica - Energia e Automação Industria

Professor Doutor Paulo Moisés Almeida da Costa

Professor Doutor Daniel Filipe Albuquerque



Dedicatória

Aos meus pais João Santos e Hilda Santos, por sempre me apoiarem e incentivarem a alcançar meus objetivos.

À minha esposa Aline Oliveira, por ter aceitado embarcar comigo nesse desafio e ter sido uma companheira perfeita durante todo esse tempo.

“Sempre parece impossível, até que seja feito.”

Nelson Mandela

.”

RESUMO

A produção de energia a partir de fontes renováveis, e em particular a energia fotovoltaica, tem vindo a crescer de forma muito significativa ao longo dos últimos anos. Este crescimento tem sido impulsionado pela necessidade de se aplicarem medidas que permitam mitigar as alterações climáticas, que são um dos maiores desafios que a humanidade enfrenta na atualidade. A produção de eletricidade em regime de autoconsumo insere-se neste contexto e é assumida como uma linha de atuação importante.

A Diretiva Europeia 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro (relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis), transposta para a ordem jurídica portuguesa através do Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro veio reforçar a importância da produção em regime autoconsumo, consagrando a definição dos conceitos de autoconsumidor de energia renovável em regime individual ou coletivo, bem como de comunidades de energia renovável.

Este trabalho, desenvolvido em colaboração com a empresa TripleWatt, insere-se neste âmbito e apresenta uma proposta de um modelo que permite definir o gerador fotovoltaico economicamente mais adequado (melhor Valor Atualizado Líquido do investimento) para uma determinada situação de autoconsumo, em particular autoconsumo coletivo. Esta definição consiste no estabelecimento da potência de pico a instalar no gerador bem como na definição da orientação e inclinação dos painéis fotovoltaicos.

No processo de determinação do gerador mais adequado é utilizada, entre outra, informação sobre históricos de consumos de energia elétrica dos consumidores envolvidos bem como sobre a produção esperada para o gerador a instalar. Esta última é obtida com recurso a informação disponibilizada em bases de dados disponíveis.

O modelo desenvolvido foi implementado em ambiente Matlab e testado com dados de cenários realistas, constituindo-se desta forma os casos de estudos deste trabalho.

ABSTRACT

The production of energy from renewable sources, and in particular photovoltaic energy, has been growing significantly over the last few years. This growth has been driven by the need to apply measures to mitigate climate change, which is one of the greatest challenges facing humanity today. The production of electricity under a self-consumption regime is part of this context and is assumed to be an important line of action.

The European Directive 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December (relating to the promotion of the use of energy from renewable sources), transposed to the Portuguese legal system through Decree-Law No. 162/2019 of 25 October it reinforced the importance of self-consumption production, enshrining the definition of the concepts of self-consumer of renewable energy on an individual or collective basis, as well as renewable energy communities.

This work, developed in collaboration with the company TripleWatt, falls within this scope and presents a proposal for a model that allows defining the most economically appropriate photovoltaic generator (best Net Updated Value of Investment) for a given self-consumption situation, in particular collective self-consumption. This definition consists of establishing the peak power to be installed in the generator as well as defining the orientation and inclination of the photovoltaic panels.

In the process of determining the most suitable generator, information is used, among other things, about historical consumption of electricity by consumers, as well as about the expected production for the generator. The expected value for the energy produced by the photovoltaic generator is obtained using information provided in available databases.

The developed model was implemented in a Matlab environment and tested with real scenario data that constitute the case studies of this work.

PALAVRAS-CHAVE

Autoconsumo coletivo
Avaliação económica
Comunidades de energia
Energia fotovoltaica
Energias renováveis
Matlab
Projeto PVGIS

KEY WORDS

Collective self-consumption
Economic assessment
Energy communities
Photovoltaic energy
Renewable energy
Matlab
PVGIS project

AGRADECIMENTOS

Finalizada mais uma etapa particularmente importante da minha vida, não poderia deixar de expressar o mais profundo agradecimento a todos aqueles que me apoiaram nesta longa caminhada e contribuíram para a realização deste trabalho.

Em especial, ao Professor Doutor Paulo Moisés Almeida da Costa, o meu maior agradecimento por toda orientação prestada, pelo apoio incondicional, pelo conhecimento transmitido ao longo do curso de Mestrado e compreensão que sempre manifestou.

Ao Professor Doutor Daniel Filipe Albuquerque, agradeço pelo apoio incondicional, disponibilidade e pela clareza no tratamento das dúvidas que na função de coorientador foi fundamental para a conclusão desse trabalho.

À parceria da Tripple Watt que forneceu dados importantes e informações relativas a experiência em projetos de instalações fotovoltaicas e contribui também com a revisão dos objetivos e resultados desse projeto.

ÍNDICE GERAL

ÍNDICE GERAL	xvi
ÍNDICE DE FIGURAS	xxi
ÍNDICE DE TABELAS	xxvii
ABREVIATURAS E SIGLAS	xxviii
1. Introdução	30
1.1 Enquadramento	30
1.2 Objetivos.....	32
1.3 Estrutura da dissertação	33
2. Sistemas fotovoltaicos	34
2.1 Energia fotovoltaica.....	34
2.2 Evolução da energia solar fotovoltaica.....	37
2.3 Constituição de um gerador fotovoltaico.	42
2.3.1 Painéis fotovoltaicos.....	43
2.3.2 Inversor.....	47
2.3.3 Sistema de Armazenamento	51
2.3.4 Cablagem e Proteções.....	53
2.3.5 Sistema de monitorização.....	55
2.3.6 Sistema de Contagem	56
2.3.7 Estruturas de apoio e orientação.....	57
3. Enquadramento do Autoconsumo	59
3.1 Evolução do autoconsumo em Portugal	59

3.2	Regime jurídico do autoconsumo em Portugal	61
3.3	Autoconsumo coletivo em outros países	68
3.3.1	Espanha.....	68
3.3.2	Brasil.....	69
4.	Modelo de otimização de uma UPAC	73
4.1	Enquadramento.....	73
4.2	Metodologias para avaliação económica.....	77
4.2.1	Valor Atualizado Líquido (<i>VAL</i>).....	78
4.2.2	Taxa Interna de Rentabilidade (<i>TIR</i>).....	79
4.2.3	Período de retorno do Investimento (<i>PRI</i>).....	79
4.3	Determinação dos benefícios.....	80
4.3.1	Generalidades	80
4.3.2	Obtenção do perfil de consumo.....	81
4.3.3	Obtenção do perfil de produção	83
4.3.3.1	Bases de dados disponíveis	83
4.3.3.2	Perfil de produção com recurso ao PVGIS.....	86
4.3.4	Benefício da energia autoconsumida.....	99
4.3.4.1	Benefícios sem consideração de armazenamento.....	99
4.3.4.2	Influência do armazenamento de energia no benefício	101
4.4	Determinação dos custos	102
4.4.1	Investimento	102
4.4.2	Custos de operação e manutenção	104

4.5	Gerador com orientação e inclinação distintas	105
5.	Implementação da plataforma	108
5.1	Software de suporte à implementação da plataforma.....	108
5.2	Descrição geral do sistema implementado	108
5.3	Aquisição do potencial de produção fotovoltaica	109
5.3.1	Enquadramento.....	109
5.3.2	Estrutura de dados para armazenamento da informação	110
5.3.3	Transferência de dados a partir da plataforma PVGIS	114
5.4	Tratamento dos dados do perfil de consumo	120
5.5	Determinação da energia autoconsumida e exportada	122
5.6	Tarifas de eletricidade	124
5.7	Algoritmo para definição do gerador fotovoltaico	125
5.8	Determinação do VAL individual para as IC	134
6.	Caso de estudo	136
6.1	Enquadramento.....	136
6.1.1	Caracterização do caso de estudo	136
6.2	Cenário 1 – Instalação fotovoltaica no solo	139
6.3	Cenário 2 – Instalação fotovoltaica no telhado	145
6.3.1	Comparação de resultados	149
7.	Conclusões e trabalho futuro	151
7.1	Conclusões.....	151
7.2	Trabalhos futuros.....	153

7.2.1	Geradores dotados de painéis com orientação e inclinação distintas .	153
7.2.2	Integração de armazenamento	155
7.2.3	Integração de tarifários distintos para as IC	155
7.2.4	Inclusão de tarifas de acesso às redes	156
7.2.5	Definição de mecanismos para repartição de ganhos.....	156
Anexos.....		158
ANEXO A -	Tarifas de acesso a rede (sem IVA).....	158
a.	Tarifas com 50% de injeção do CIEG	158
b.	Tarifas com 100% de injeção do CIEG	158
ANEXO B -	Comandos da API do PVGIS para acesso dados de dados de radiação 158	
ANEXO C -	Perfis individuais e agregados	160
a.	Consumo agregado	160
a.	Perfil de consumo – IC 1 e IC 2	160
b.	Perfil de consumo – IC 3 e IC 4	161
c.	Perfil de consumo – IC 5 e IC 6	161
d.	Perfil de consumo – IC 7 e IC 8	161
e.	Perfil de consumo – IC 9 e IC 10	162
ANEXO D -	Resultados gráficos do caso de estudo 1	162
a.	Resultados da IC 1	162
b.	Resultados da IC 2.....	163
c.	Resultados da IC 3.....	163
d.	Resultados da IC 4.....	164

e.	Resultados da IC 5.....	164
f.	Resultados da IC 6.....	165
g.	Resultados da IC 7.....	165
h.	Resultados da IC 8.....	166
i.	Resultados da IC 9.....	166
j.	Resultados da IC 10.....	167
ANEXO E -	Resultados gráficos do caso de estudo 2	167
a.	Resultados da IC 1.....	167
b.	Resultados da IC 2.....	168
c.	Resultados da IC 3.....	168
d.	Resultados da IC 4.....	169
e.	Resultados da IC 5.....	169
f.	Resultados da IC 6.....	170
g.	Resultados da IC 7.....	170
h.	Resultados da IC 8.....	171
i.	Resultados da IC 9.....	171
j.	Resultados da IC 10.....	172
Referências		173

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Ilustração simplificada de um autoconsumo coletivo	31
Figura 2 – Ilustração do Efeito fotovoltaico (fonte: [3])	34
Figura 3 – Componentes da irradiância solar incidente	34
Figura 4 – Incidência da irradiância solar em plano inclinado.....	36
Figura 5 - Eficiência relativa de células fotovoltaicas (comparada à eficiência STC).....	37
Figura 6 – Produção de células fotovoltaicas no mundo (adaptado de [7])	38
Figura 7 – Eletricidade renovável no mundo gerada por ano (Adaptado de [8])	38
Figura 8 – Produção primária de energia solar fotovoltaica na Europa (fonte: [9]).....	39
Figura 9 – Evolução dos preços da tecnologia fotovoltaica (adaptado de [10])	39
Figura 10 – LCOE médio global da energia solar em comparação com outras tecnologias (fonte: [10])	40
Figura 11 - Global LCOE das baterias de lítio [12]	41
Figura 12 – Evolução da capacidade elétrica fotovoltaica de Portugal (fonte: [14])	42
Figura 13 – Exemplo de esquema unifilar de um sistema de FV para autoconsumo (Adaptado de [15])	43
Figura 14 – Painel fotovoltaico monocristalino (fonte: [16]).....	44
Figura 15 - Painel fotovoltaico policristalinos (fonte: [16]).....	44
Figura 16 - Painéis solares de filme fino (fonte: [17])	45
Figura 17 – Curva I-V e curva P-V para um painel com potência de 100 Wp (fonte: [2]).....	47
Figura 18 – Inversor Solar Híbrido (fonte: [18]).....	49
Figura 19 – Inversores Centralizados	49
Figura 20 – Microinversor.....	49

Figura 21 – Consequencias do sombreamento em inversor de string e microinversores (fonte: [19])	50
Figura 22 - Sistema fotovoltaico com regulador de cargas (fonte: [20]).....	52
Figura 23 – Representação de um surto elétrico [21]	53
Figura 24 – Proteção contra sobretensão (DST) (fonte: [22]).....	53
Figura 25 - Interruptor DC (fonte: [24]).....	54
Figura 26 – Exemplo de sistema fotovoltaico com monitorização remota.	56
Figura 27 - Contador inteligente.....	56
Figura 28 – Estrutura para fixação de painéis tipo triângulo com lancis	57
Figura 29 – Exemplo de instalação em telhado residencial [26].....	58
Figura 30 – Potência acumulada de UPAC em Portugal [27]	60
Figura 31 – Diagrama ilustrativo do Autoconsumo Individual.....	62
Figura 32 - Diagrama ilustrativo do Autoconsumo Individual através da RESP.....	62
Figura 33 – Diagrama ilustrativo do Autoconsumo Individual acima de 4 kW.....	63
Figura 34 – Fluxo de informação num autoconsumo individual.....	64
Figura 35 – ACC com utilização de RESP e rede interna	65
Figura 36 – ACC sem utilização da RESP	66
Figura 37 - Fluxo dos dados relacionados a produção e consumo nas UPAC em ACC.	67
Figura 38 – Potência em autoconsumo fotovoltaico instalado na Espanha.....	68
Figura 39 - Evolução da potência fotovoltaica instalada no Brasil (dados ANEEL [30])	70
Figura 40 – Modelo de autoconsumo coletivo no Brasil (adaptado de [31]).	71
Figura 41 – Modelo de autoconsumo em comunidade no Brasil (adaptado de [32]).	71
Figura 42 - Modelo de autoconsumo remoto no Brasil (adaptado de [33])	72

Figura 43 - Efeito da alteração da orientação dos painéis fotovoltaicos na energia autoconsumida.....	74
Figura 44 – Ilustração do valor económico da eletricidade em tarifa tri-horária	75
Figura 45 – Principais entradas e saídas do modelo.....	76
Figura 46 – VAL em função da potência instalada para 1 combinação de inclinação e orientação.	76
Figura 47 – Determinação da melhor combinação de orientação, inclinação e potência.....	77
Figura 48 – Ilustração gráfica do cálculo da TIR	79
Figura 49 – Ilustração do comportamento típico do VAL no tempo de vida do projeto.....	80
Figura 50 – Determinação de energia autoconsumida e injetada na RESP.....	81
Figura 51 – Exemplo de perfis de consumo	82
Figura 52 – Formação do perfil agregado com 4 instalações de consumo.....	82
Figura 53 – Cobertura dos satélites utilizados pelo PVGIS (fonte: [41]).....	85
Figura 54 – Tela de inserção de dados da plataforma PVGIS [41]	86
Figura 55 – Inserção de dados para simulação de potência gerada.....	87
Figura 56 – Extrato de dados recolhidos da plataforma PVGIS.....	88
Figura 57 – Exemplo de folha de dados do fabricante do painel (adaptado de [45]).....	90
Figura 58 - Perfil de irradiância num plano com inclinação de 30° voltado a sul.....	91
Figura 59 - Perfil de irradiância nos primeiros sete dias de cada mês.....	92
Figura 60 - Obtenção do ano meteorológico típico no PVGIS	93
Figura 61 - Extrato de resultados do ano meteorológico típico obtidos no PVGIS	94
Figura 62 - Perfil típico de irradiância para uma superfície orientada a sul e com inclinação de 30°	95
Figura 63 – Sensibilidade espectral de diferentes tecnologias fotovoltaicas [47].....	96

Figura 64 - Perfil de produção num plano com inclinação de 30° voltado a sul	97
Figura 65 - Perfil de produção nos primeiros sete dias de cada um dos meses.....	97
Figura 66 - Perfil típico de produção para uma superfície orientada a sul e com inclinação de 30°	98
Figura 67 - Determinação de energia autoconsumida e injetada na RESP em função do tempo (Δt)	99
Figura 68 – Utilização do armazenamento para aumentar o autoconsumo	101
Figura 69 - Variação do preço do kWp em função da potência instalada (fonte: [48])	102
Figura 70 – Efeito sobre o VAL do investimento programado para troca de armazenamento	105
Figura 71 – Gerador com orientações/inclinações distintas (adaptado de [52]).....	105
Figura 72 – Composição da produção para dois geradores fotovoltaicos	107
Figura 73 – Criação da matriz 3D com dados de irradiância solar ou potência FV	112
Figura 74 – Orientação utilizada pelo PVGIS	112
Figura 75 – Diferenças entre o perfil de produção para um dia típico em 5 coordenadas distintas.	113
Figura 76 – Mostra parcial dos dados obtidos	115
Figura 77 – Criação da matriz de produção esperada interpolada.....	117
Figura 78 - Análise do Erro Quadrático Médio para 4 modos de interpolação.....	118
Figura 79 – Dados originais e interpolados	119
Figura 80 – Extrato de dados de um perfil de consumo em excel.....	120
Figura 81 - Extrato de perfil de consumo fornecido pelo ORD	121
Figura 82 – Ilustração da estrutura da matriz de consumo	121
Figura 83 – Processo de transferência da matriz de consumo para o MATLAB.	122

Figura 84 – Algoritmo para determinação do autoconsumo individual e excedente	123
Figura 85 – Criação da matriz de energia de autoconsumo e excedente	124
Figura 86 - A matriz de tarifa da eletricidade.....	125
Figura 87 – Picos no VAL influenciado pelo valor escalonado do preço do kWp	126
Figura 88 – Picos no VAL devido a não linearidade causado pela pesquisas em dois grupos geradores.....	126
Figura 89 - Angulos máximos e mínimos de inclinação do sol em Portugal Continental (adaptado de [54]).....	127
Figura 90 – Determinação dos limites mínimos e máximos da inclinação do painel	128
Figura 91 – Fluxograma simplificado para determinação da combinação ótima.....	129
Figura 92 – Extração da informação de produção por kWp para um par orientação/inclinação	130
Figura 93 – Construção do perfil agregado	131
Figura 94 – Determinação do VAL geral	131
Figura 95 –Perfil de produção para as potências a instalar relevantes	132
Figura 96 – Procura da potência ótima para um par inclinação/orientação definido	133
Figura 97 – Ilustração da busca exaustiva da inclinação, orientação e potência.....	133
Figura 98 – Partilha da energia produzida.....	135
Figura 99 – Local das instalações dos casos de estudo (Google maps).	136
Figura 100 – Perfil de consumo individuais e agregado	138
Figura 101 – Esquema proposto de autoconsumo instalado em solo com 10 participantes...	139
Figura 102 – Extrato do resultado do Caso 1 Cenário 1 com 10 IC.....	140
Figura 103 - VAL geral e VAL individuais no ACC em função da potência de pico total no cenário 1	142

Figura 104 – VAL em função da potência instalada para a IC9 em ACI e ACC.....	143
Figura 105 – VAL em função da potência instalada para a IC2 em ACI e ACC.....	143
Figura 106 – Resultado gráfico da análise de sensibilidade do TIR para IC2.....	144
Figura 107 – Recuperação do investimento no tempo de vida útil – IC1	144
Figura 108 –Gráfico da produção e consumo agregado para a modalidade coletiva	145
Figura 109 - Esquema de ligação entre a UPAC e IC em ACC	146
Figura 110 – Resultado parcial para o cenário 2 em ACC	146
Figura 111 - Gráfico Produção vs Consumo em ACC com duas águas.....	147
Figura 112 – VAL vs Pp para duas águas	148
Figura 113 – Combinações para simulação em telhado com duas águas.....	154
Figura 114 - Combinações simuladas para instalação em 2 grupos geradores distintos.....	154
Figura 115 – Esquema simplificado de autoconsumo com IA	155
Figura 116 – Novo fluxo resolução do gerador ótimo.....	156

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Característica típicas dos três tipos mais comuns de painéis fotovoltaicos.....	45
Tabela 2 – Condições para o exercício do autoconsumo em Portugal	61
Tabela 3 – Principais características das plataformas de dados meteorológicos.....	84
Tabela 4 – Bases de dados disponíveis na plataforma PVGIS	85
Tabela 5 – Coeficientes de <i>Faiman</i> para diferentes tipos de módulo [44].....	90
Tabela 6 - Custo atual de registo de UPAC.....	103
Tabela 7 - Meses integrados num ano típico de produção fotovoltaica com base na plataforma PVGIS.....	111
Tabela 8 – Tempo necessário, em horas, à construção da matriz de produção esperada.	117
Tabela 9 – Preço do kWp [48].....	137
Tabela 10 – Tarifa e potencia contratada de cada <i>IC</i>	138
Tabela 11 – Tarifa e potencia contratada de cada <i>IC</i>	139
Tabela 12 –Resultado do VAL no ACI e ACC para cada <i>IC</i>	141
Tabela 13 – Resumo de indicadores energético para caso de estudo 1	145
Tabela 14 – Tarifa e potencia contratada de cada <i>IC</i>	147
Tabela 15 – Resumo de indicadores energético para caso de estudo 2	148
Tabela 16 – Comparação de resultados obtidos nos casos de estudo	149

ABREVIATURAS E SIGLAS

ACI	Autoconsumo Individual
ACC	Autoconsumo Coletivo
AT	Alta Tensão
CER	Comunidade de Energias Renováveis
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CSC	<i>Collective-Self-Consumption</i>
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DOD	<i>Depth-of-Discharge</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EGAC	Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo
ESTGV	Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu
GD	Geração Distribuída
GDPR	<i>General Data Protection Regulation</i>
IPV	Instituto Politécnico de Viseu
IU	Instalação de Utilização
kWh	<i>Kilo watt hour</i>
LV	<i>Low Voltage</i>
MT	Média Tensão
MW	<i>Mega Watt</i>
ORD	Operador da rede de distribuição;
PRI	Prazo de Retorno do Investimento
PV	<i>Photovoltaics</i>
PVGIS	<i>System, Photovoltaic Geographical Information</i>
QE	Quadro Elétrico
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
RED	<i>Renewable Energy Directive</i>
RESP	Redes do Sistema Elétrico de Serviço Público
TIR	Taxa Interna de Retorno

TWh	Terawatt Hora
UE	União Europeia
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
VAL	Valor Atual Líquido
IA	Instalação de Armazenamento
IPr	Instalação de Produção

1. Introdução

Neste capítulo aborda-se, de forma geral, o tema a tratar na dissertação, incluindo o respetivo enquadramento, as razões que motivaram o seu desenvolvimento e a respetiva estrutura da mesma. Para além disso, são ainda referidos os objetivos do trabalho.

1.1 Enquadramento

Nas últimas décadas, tem-se assistido a uma crescente descentralização da produção de eletricidade. Este processo de descentralização iniciou-se nos anos 80 do século XX, com a introdução de unidades de Geração distribuída (PD) ligadas, principalmente, às redes de distribuição de média tensão. O objetivo fundamental era, nesta altura, o de promover o aproveitamento de energias endógenas, contribuindo assim para a redução da dependência energética que caracteriza alguns países, Portugal incluído.

A descentralização evoluiu no sentido da ligação de unidade de PD às redes de distribuição de alta tensão, particularmente com a instalação dos grandes parques eólicos. Esta evolução ocorreu, em seguida, no sentido das redes de baixa tensão (BT), sendo que em Portugal foram criados os regimes de microprodução e de miniprodução. Muita da evolução na PD deveu-se, por um lado, ao desenvolvimento técnico das tecnologias de produção de eletricidade em pequena escala, e por outro aos mecanismos de política energética implementados em muitos países. Estes mecanismos, muito baseados na remuneração subsidiada da eletricidade produzida, propiciaram condições para que fosse possível o investimento em unidades de PD, potenciando assim o seu desenvolvimento.

O paradigma da subsidiação da energia elétrica produzida tem vindo, entretanto, a ser alterado, no sentido em que os subsídios estão a ser eliminados. Para este facto muito

contribuiu a significativa redução nos preços das tecnologias utilizadas na PD, o que torna injustificada a subsídio da eletricidade produzida. O regime de incentivo à PD baseado em remuneração subsidiada tem vindo, portanto, a ser substituído por regimes baseados no conceito de produção para autoconsumo. Exemplo disso é o regime que atualmente vigora em Portugal (Decreto-Lei n.º 162/2019), o qual será fundamental para se alcançar o objetivo de se ter uma capacidade instalada de PD fotovoltaica igual ou superior a 1 GW em 2030 [1].

Efetivamente, em Portugal, o conceito de produtor-consumidor (“*prosumer*”) tem vindo a ser desenvolvido e incentivado, estando neste momento previsto o enquadramento jurídico para o autoconsumo individual (ACI), o autoconsumo coletivo (ACC) e para as comunidades de energia renovável (CER). Estas atividades de autoconsumo reforçam o interesse dos consumidores em desempenharem o papel de produtores da eletricidade que consomem (em parte ou na totalidade).

Note-se que, no caso do ACC e das CER, os sistemas de produção serão partilhados (em termos de custos e benefícios) entre diferentes consumidores, tal como se ilustra na Figura 1 para o caso de um gerador fotovoltaico. A partilha do gerador fotovoltaico (neste exemplo) potencia soluções mais interessantes do ponto de vista económico para os intervenientes, uma vez que a agregação de consumos individuais poderá aumentar o autoconsumo da energia produzida no gerador partilhado. Por outro lado, a partilha do gerador pode também possibilitar a participação no autoconsumo a consumidores que, por exemplo, não dispõem de espaço físico para montagem de um sistema fotovoltaico.

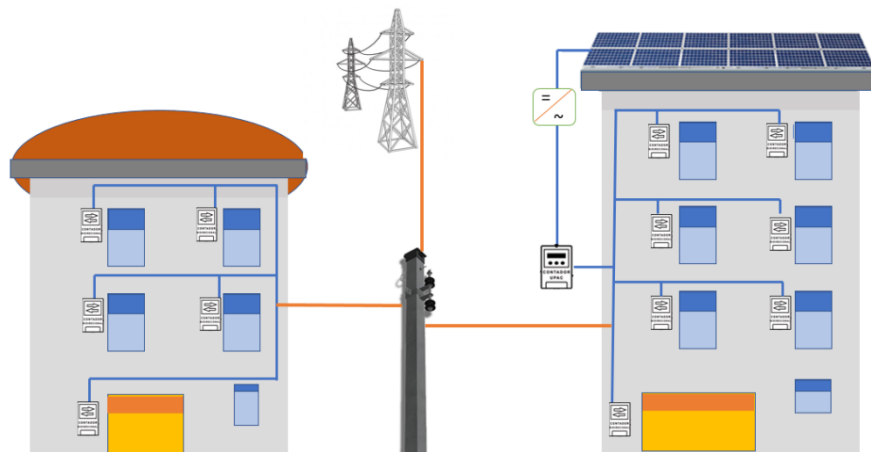


Figura 1 – Ilustração simplificada de um autoconsumo coletivo

Neste contexto, compreende-se a crescente necessidade de desenvolvimento de ferramentas que permitam suportar a definição de geradores fotovoltaicos

economicamente mais adequados (melhor Valor Atualizado Líquido do Investimento) para uma determinada situação de autoconsumo, em particular autoconsumo coletivo.

O presente trabalho insere-se neste âmbito, tendo sido desenvolvido numa colaboração entre o Departamento de Engenharia Eletrotécnica da Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu e a empresa TripleWatt, a qual se encontra sediada na cidade de Viseu e se dedica em particular a projetos fotovoltaicos.

1.2 Objetivos

O presente tema de dissertação insere-se no contexto do consumo partilhado de energia elétrica produzida em geradores destinados ao autoconsumo, em particular geradores fotovoltaicos.

O objetivo fundamental deste trabalho centra-se, portanto, na definição de uma metodologia que permita o dimensionamento económico da potência a instalar em geradores fotovoltaicos destinados ao autoconsumo, quer individual quer coletivo. Em consequência, o trabalho envolve a proposta de um modelo matemático capaz de permitir o referido dimensionamento, bem como a descrição da forma de implementação do modelo desenvolvido.

Naturalmente, a implementação prática e funcional do modelo proposto é também objetivo do presente trabalho. Em consequência, o desenvolvimento de uma plataforma informática destinada ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos partilhados (e individuais), que permita a obtenção do melhor retorno económico do investimento, é também um objetivo a atingir.

Adicionalmente, o trabalho tem alguns objetivos subsidiários, nomeadamente:

- a) apresentação de uma breve revisão teórica sobre o surgimento e evolução da energia solar fotovoltaica, a forma como a energia é aproveitada e a definição dos principais componentes que constituem um sistema de produção de energia fotovoltaica;
- b) descrição do enquadramento jurídico para o autoconsumo em Portugal, bem como uma breve explicação sobre o funcionamento do autoconsumo fotovoltaico em outros países relevantes;
- c) Análises comparativas das vantagens económicas entre o autoconsumo individual e coletivo;

- d) Desenvolvimento de um modelo para avaliação económica em grupos geradores com orientações e inclinações distintas.

1.3 Estrutura da dissertação

O presente trabalho é constituído por seis capítulos, incluindo este, em que se procede ao enquadramento do tema abordado e se descrevem os objetivos a atingir.

No capítulo 2 é apresentada uma revisão teórica sobre o surgimento e evolução da energia solar fotovoltaica, a forma como a energia é aproveitada pelos painéis solares e a definição dos principais componentes que constituem um sistema de produção de energia fotovoltaica.

O capítulo 3 explora os pontos principais do enquadramento jurídico para o autoconsumo em vigor em Portugal, bem como uma breve explicação sobre o funcionamento do autoconsumo fotovoltaico em outros países relevantes.

O capítulo 4 é dedicado à explicitação do modelo desenvolvido para otimização da potência a instalar num gerador fotovoltaico destinado ao autoconsumo, visando a obtenção do melhor desempenho económico para unidades em autoconsumo individual ou coletivo.

A explicitação da forma como se procedeu para implementação prática (desenvolvimento de uma plataforma informática) do modelo proposto é efetuada no capítulo 5.

O capítulo 6 apresenta a validação do modelo desenvolvido e implementado através da sua aplicação a casos de estudo.

O capítulo 7 encerra esta dissertação apresentando as principais conclusões bem como propostas de trabalhos futuros.

2. Sistemas fotovoltaicos

2.1 Energia fotovoltaica

A energia fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz solar em eletricidade (efeito fotovoltaico), sendo a célula fotovoltaica, um dispositivo habitualmente fabricado com material semicondutor, a unidade fundamental desse processo de conversão (Figura 2) [2].



Figura 2 – Ilustração do Efeito fotovoltaico (fonte: [3])

A produção de eletricidade através do efeito fotovoltaico é dependente da incidência de radiação solar nas células fotovoltaicas. A radiação solar pode ser avaliada em termos de irradiância ou de irradiação. A irradiância, medida em W/m^2 , representa a potência radiante que incide sobre uma superfície por unidade de área. Já a irradiação, medida em Wh/m^2 é a quantidade de energia radiante que incide por unidade de superfície durante um certo intervalo de tempo.

A radiação solar recebida numa determinada superfície, conhecida como radiação global, é a soma de três componentes, tal como ilustra a Figura 3.

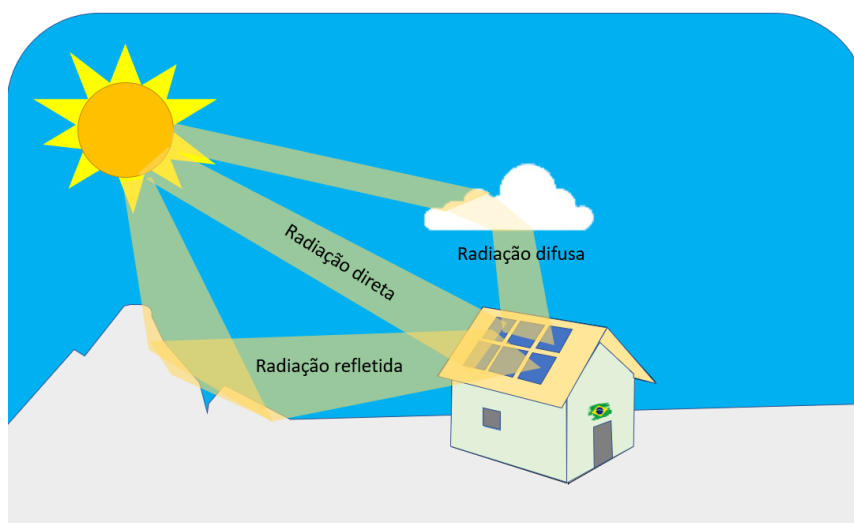


Figura 3 – Componentes da irradiância solar incidente

A primeira componente, designada por radiação direta, é a fração da radiação solar que atinge uma determinada superfície (ou o solo), proveniente diretamente do disco solar. A segunda componente, designada por irradiância difusa, é a radiação solar que atinge uma determinada superfície (ou o solo) de forma indireta em resultado da ação da difração nas nuvens, nevoeiro, poeiras em suspensão e outros obstáculos na atmosfera. A terceira componente, nem sempre considerada no cálculo da produção fotovoltaica, é a radiação que incide numa determinada superfície (ou solo) após ser refletida no solo ou em objetos (por exemplo edifícios) próximos [4].

A componente direta da radiação apenas está disponível quando o disco solar não está bloqueado pelas nuvens, enquanto a componente difusa está sempre disponível, sendo a única radiação que incide nos painéis solares quando as nuvens bloqueiam o disco solar.

A conversão da irradiância solar incidente em eletricidade é superior quando o ângulo de incidência dos raios solares coincide com a reta normal à superfície dos painéis fotovoltaicos, tal como se evidencia na Figura 4. Na realidade, quando a radiação solar atinge a superfície do painel fotovoltaico, parte desta será refletida. Na maioria dos tipos de painéis a quantidade de luz refletida aumenta à medida que a irradiância incide em ângulos mais agudos (a quase totalidade da irradiância será refletida quando o ângulo de incidência é nulo).

Note-se que o ângulo de incidência da radiação nos painéis fotovoltaicos instalados de forma fixa varia ao longo do tempo. Efetivamente, esta variação ocorre ao longo das horas do dia, dependendo da posição do sol no horizonte, bem como ao longo dos dias do ano, devido à declinação solar. Em consequência, a maximização da eletricidade produzida anualmente num gerador dotado de painéis fotovoltaicos instalados de forma fixa apenas pode ser conseguida definindo adequadamente os valores para a orientação (γ) e inclinação (β) dos painéis.

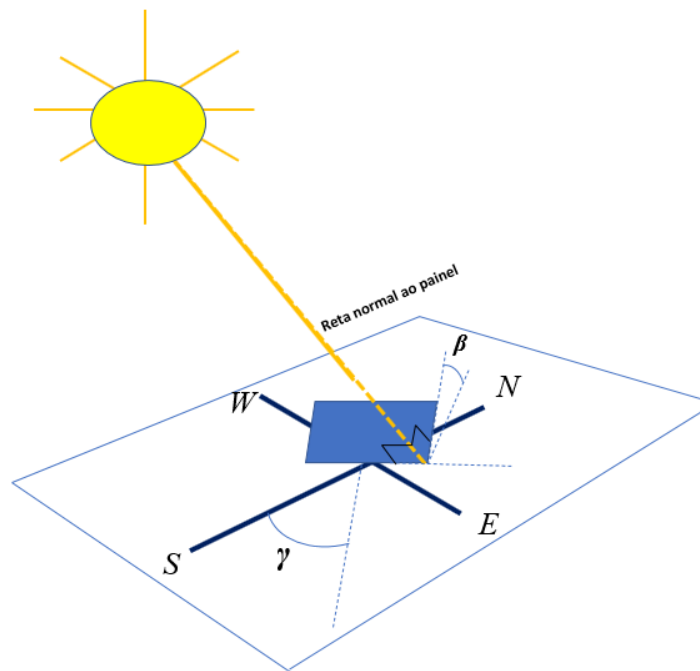


Figura 4 – Incidência da irradiância solar em plano inclinado

A eficiência de conversão fotovoltaica depende também da temperatura a que se encontram as células fotovoltaicas. Geralmente, a eficiência diminui com o aumento da temperatura, sendo que a intensidade desse efeito depende da tecnologia das células (silício monocristalino, policristalino, amorfo, etc.). Na realidade, uma vez que as condições de teste padrão medem a potência e a eficiência dos painéis fotovoltaicos em condições de temperatura baixa ($25\text{ }^{\circ}\text{C}$), o resultado geral é que nas aplicações práticas a eficiência média dos painéis é inferior à eficiência indicada para as condições de teste.

Uma vez que a temperatura das células é também influenciada pela irradiância solar incidente (para além de fatores como a temperatura ambiente e a velocidade do vento), é possível estabelecer uma relação entre a eficiência da conversão fotovoltaica e a referida irradiância. A Figura 5 mostra a variação da eficiência numa situação caracterizada por temperatura ambiente constante de 40°C e perante diferentes níveis de irradiância (as medições foram realizadas na *European Solar Test Installation (ESTI)* do *Joint Research Centre*).

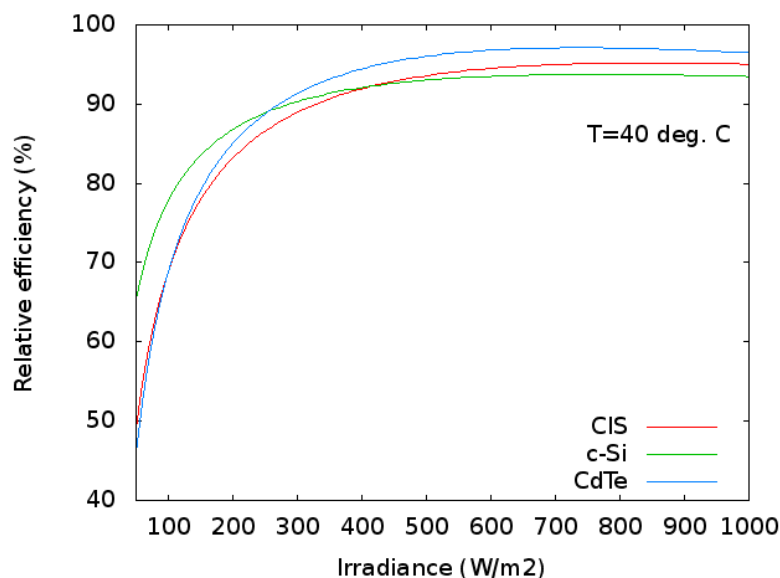


Figura 5 - Eficiência relativa de células fotovoltaicas (comparada à eficiência STC).

2.2 Evolução da energia solar fotovoltaica

Atualmente, quase 80% dos painéis fotovoltaicos são constituídos por células baseadas em silício, as quais foram desenvolvidas por Calvin Fuller, em 1954 [5].

A crise do petróleo de 1973 ampliou o interesse na energia solar fotovoltaica. Porém, para tornar economicamente viável essa forma de conversão de energia era necessário reduzir significativamente o custo de produção das células fotovoltaicas, as quais eram, por esta altura, quase exclusivamente utilizadas em aplicações espaciais. Adicionalmente, o perfil das empresas envolvidas no setor da energia também foi modificado. Nos Estados Unidos, algumas empresas de petróleo resolveram diversificar os seus investimentos, incluindo a produção de energia a partir da irradiância solar nas suas áreas de negócio [6].

Em 1978, a produção da indústria fotovoltaica no mundo já ultrapassava a marca de 1 MWp/ano [2]. Os Estados Unidos foram líderes mundiais na produção dessa tecnologia durante a maior parte da década de 1990. No final dessa década as políticas definidas pelos governos da Alemanha e do Japão resultaram em aumentos substanciais no desenvolvimento do mercado fotovoltaico [4]. Essas políticas foram impulsionadas, em parte, por um forte compromisso com a redução das emissões de gases com efeito estufa (em particular o CO₂), conforme previsto no Protocolo de Quioto, mas também pelo objetivo de desenvolver o mercado dessa tecnologia, visando a exportação [4].

Em 1998, a produção anual mundial de células fotovoltaicas atingiu a marca de 150 MWp, representando as células de silício a quase totalidade dessa potência [4].

O grande salto no desenvolvimento do mercado fotovoltaico resultou do rápido aumento da produção de células fotovoltaicas na Ásia. Efetivamente, em 2003, nenhum fabricante asiático figurava entre os dez maiores do mundo, sendo que, em 2008, três destes eram da China e um de Taiwan. Em 2009 a China já ocupava a liderança na fabricação de módulos fotovoltaicos [4]. A Figura 6 mostra a evolução na produção de células fotovoltaicas ao longo do período compreendido entre os anos de 2005 e 2019.

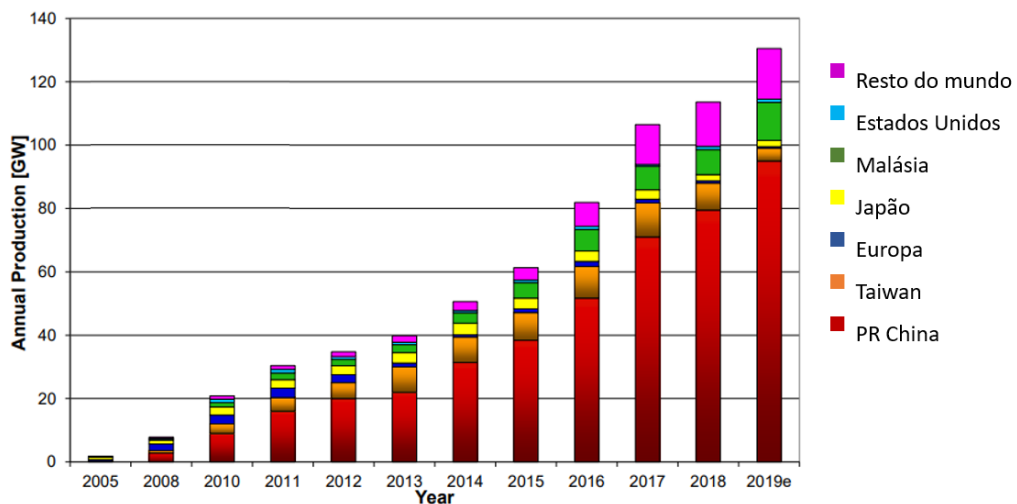


Figura 6 – Produção de células fotovoltaicas no mundo (adaptado de [7])

Apesar do rápido crescimento na produção de células fotovoltaicas e da abundância da energia solar, a produção de energia elétrica por via fotovoltaica ainda é reduzida, particularmente quando se compara esta produção com a produção obtida através de outras fontes primárias, tal como se evidencia na Figura 7. Note-se que esta figura também mostra uma projeção do crescimento esperado para a produção de energia solar fotovoltaica até ao ano de 2050.

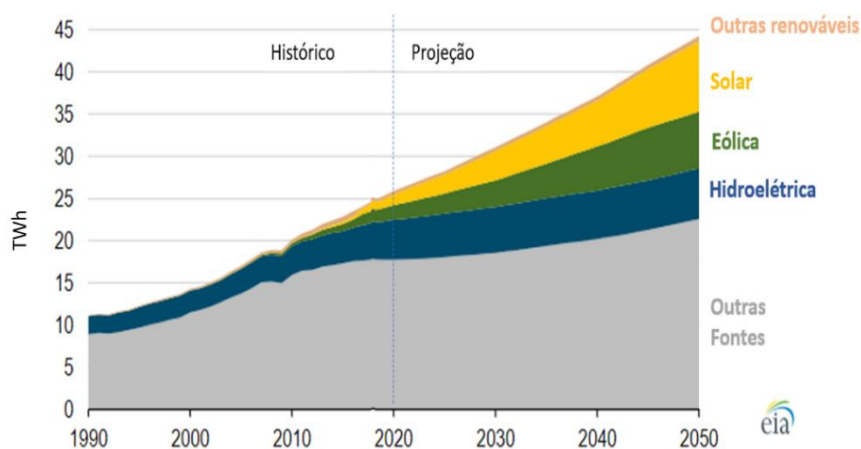


Figura 7 – Eletricidade renovável no mundo gerada por ano (Adaptado de [8])

Muitos países têm vindo a investir no sentido de melhorar o cenário da energia solar fotovoltaica, nomeadamente através da definição de mecanismos de incentivo a esta tecnologia. Os resultados desses incentivos podem ser notados na Figura 8, a qual evidencia um acentuado crescimento da energia fotovoltaica nos últimos anos na Europa.

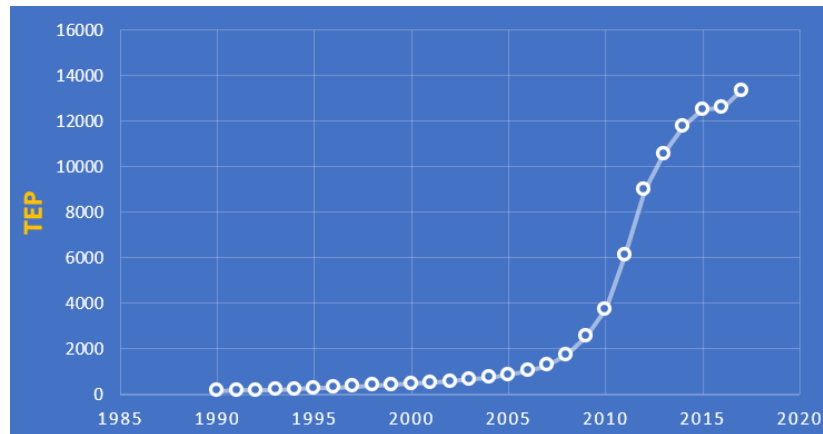


Figura 8 – Produção primária de energia solar fotovoltaica na Europa (fonte: [9])

O rápido desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica deve-se, em grande parte, à acelerada redução dos custos da tecnologia que se tem verificado nos últimos anos, ilustrada na Figura 9.

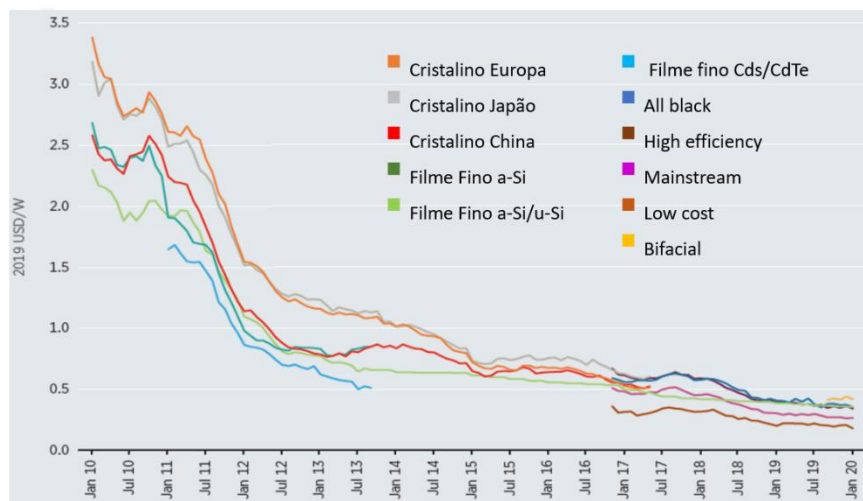


Figura 9 – Evolução dos preços da tecnologia fotovoltaica (adaptado de [10])

A redução nos custos dos painéis solares fotovoltaicos e o crescimento na capacidade instalada para a sua produção têm relações inversas. Com efeito, o custo dos painéis fotovoltaicos caiu mais de 80% entre o ano de 2009 e a atualidade, sendo que nenhuma outra tecnologia de produção de eletricidade conseguiu acompanhar esse ritmo de redução de custos durante esse período. A título de comparação, o preço das turbinas eólicas diminuiu apenas em 40% no mesmo período, tal como se evidencia na Figura 10 [10].

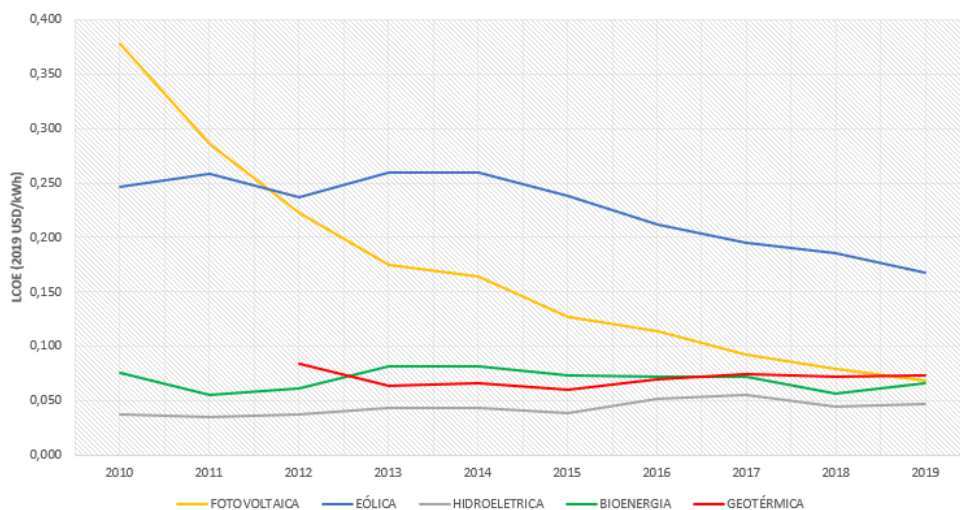


Figura 10 – LCOE médio global da energia solar em comparação com outras tecnologias (fonte: [10])

Naturalmente que o custo de instalação de um gerador fotovoltaico é também influenciado pelos custos dos restantes equipamentos e elementos necessários à sua constituição (inversores, cabos elétricos, proteções, etc.). Por outro lado, é importante lembrar que o custo por kWp instalado de gerador fotovoltaico tende a diminuir com o aumento da potência instalada, por motivos de economia de escala.

A melhoria do rendimento e da qualidade dos módulos fotovoltaicos, bem como dos restantes componentes que integram os geradores fotovoltaicos, foram também motivos que impulsionaram o crescimento desta tecnologia. No caso particular dos módulos, estes permitem hoje a construção de painéis menos propensos à existência de pontos quentes e com menor degradação induzida por luz e temperatura, o que resulta numa maior longevidade e, em consequência, numa maior produção de eletricidade durante a respetiva vida útil (reduzindo o custo por kWh da eletricidade produzida) [11].

A degradação do rendimento de conversão da irradiância solar em eletricidade foi também significativamente reduzida, sendo que este rendimento é garantido pelos fabricantes por períodos que podem chegar aos 30 anos.

Outra tecnologia, relevante no contexto da tecnologia fotovoltaica, cujo custo tem vindo a ser reduzido muito rapidamente é a do armazenamento de energia, tal como se evidencia na Figura 11. Note-se que o indicador de custos dessa tecnologia caiu de 2013 para 2020 em 80%, sendo que em 2020 o custo médio foi de 137 \$/kWh [12].

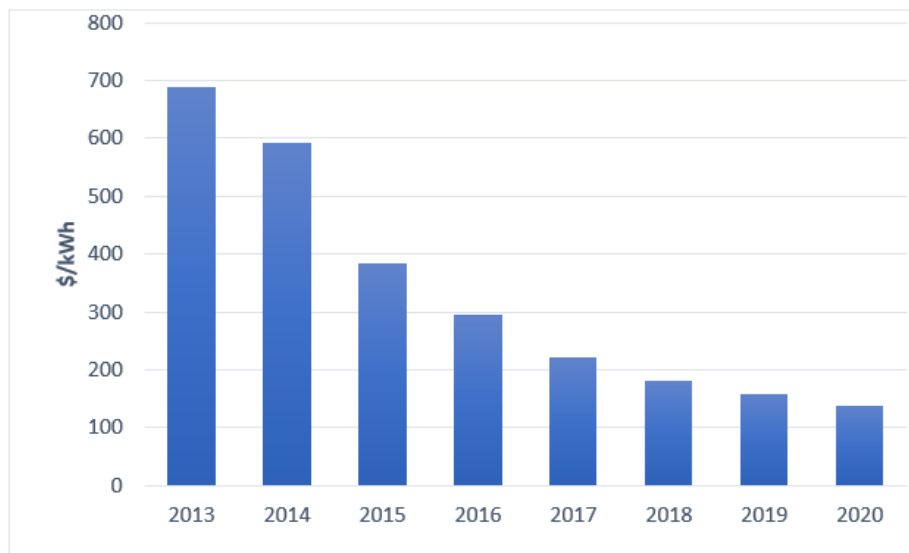


Figura 11 - Global LCOE das baterias de lítio [12]

A China é a grande produtora da tecnologia para armazenamento baseada na utilização do lítio (produz quase dois terços das baterias de íões de lítio de todo o mundo), apesar de possuir uma baixa produção deste elemento químico [13].

A utilização de sistemas de armazenamento associados aos geradores fotovoltaicos é, em algumas situações, imprescindível, nomeadamente em sistemas isolados em que é necessária a utilização de eletricidade em períodos em que a irradiância solar não está disponível. Não obstante, os sistemas de armazenamento podem também ser utilizados em instalações dotadas de geradores fotovoltaicos e interligadas com a rede elétrica. Neste caso, importa avaliar a viabilidade económica de tal utilização.

Em Portugal, a evolução da tecnologia fotovoltaica tem também sido caracterizada por um rápido crescimento no investimento em capacidade instalada. Efetivamente, tal como se ilustra na Figura 12, a capacidade instalada aumentou quase dez vezes no período compreendido entre 2009 e 2020.



Figura 12 – Evolução da capacidade elétrica fotovoltaica de Portugal (fonte: [14])

2.3 Constituição de um gerador fotovoltaico.

Um gerador fotovoltaico é constituído por uma diversidade de elementos, incluindo:

- Painéis fotovoltaicos;
- Inversor;
- Sistemas de armazenamento de energia (eventual);
- Cabos elétricos e dispositivos ligadores;
- Sistemas de proteção contra defeitos elétricos (sobretensões, curto-circuitos, sobrecargas) e descargas atmosféricas;
- Quadros elétricos;
- Monitorização;
- Sistemas de medição, contagem;
- Estruturas de apoio e orientação;
- Sistema de acondicionamento de potência (inversor ou conversor DC/DC).

Nem todos os elementos referidos têm necessariamente de existir num determinado gerador fotovoltaico, dependendo, por exemplo, da dimensão e/ou da aplicação específica deste. A Figura 13 mostra o esquema de um gerador fotovoltaico destinado ao autoconsumo, no qual não se utiliza sistema de armazenamento de energia.

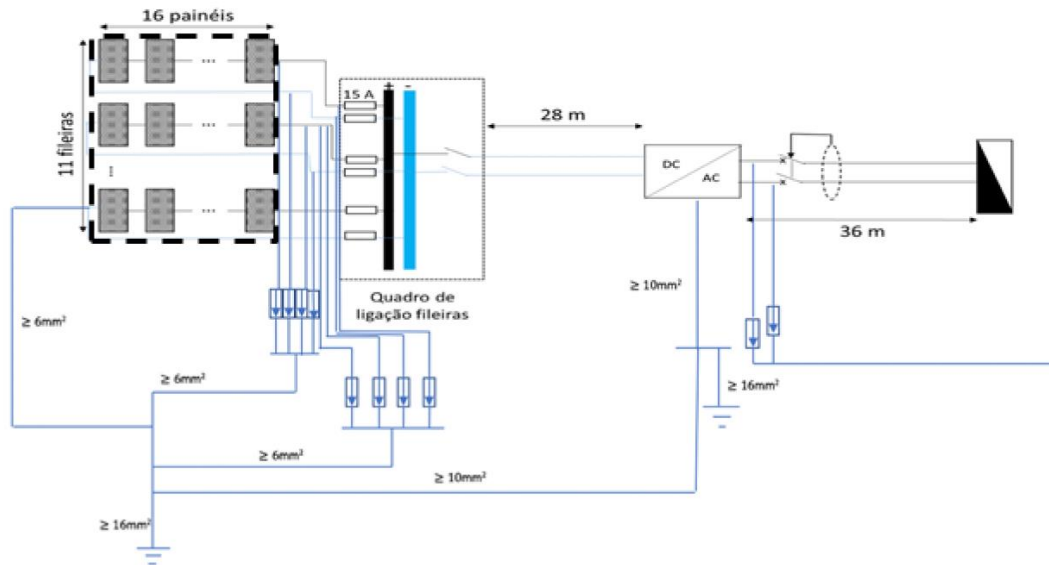


Figura 13 – Exemplo de esquema unifilar de um sistema de FV para autoconsumo (Adaptado de [15])

2.3.1 Painéis fotovoltaicos

Os principais elementos de um gerador fotovoltaico são os painéis, os quais são constituídos por um conjunto de células fotovoltaicas interligadas eletricamente e encapsuladas. Estas células são as responsáveis pela produção da energia elétrica, convertendo a irradiância solar em corrente elétrica contínua. Apesar do surgimento recente de novas tecnologias, os painéis fotovoltaicos mais comumente utilizados são constituídos por células de silício, podendo ser subdivididos em três tipos principais: os monocristalinos, os policristalinos e a tecnologia filme fino.

Os painéis monocristalinos são constituídos por células fotovoltaicas que são obtidas por laminação muito fina de uma barra de silício. Estas células são construídas a partir de um único cristal de silício, o que permite que estes painéis apresentem melhor rendimento que aquele geralmente obtido com os painéis policristalinos. A Figura 14 ilustra um painel da tecnologia monocristalina.

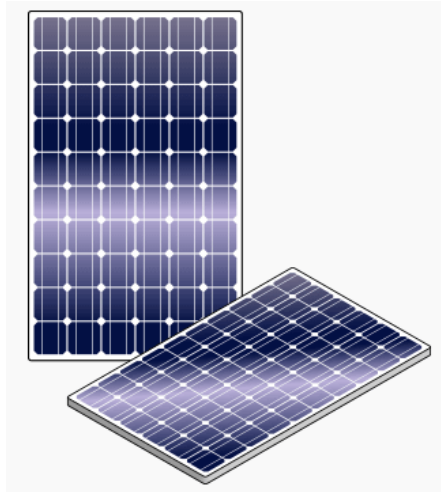


Figura 14 – Painel fotovoltaico monocristalino (fonte: [16])

Os painéis policristalinos, são formados por células contendo vários fragmentos cristalinos. Estes fragmentos são fundidos em blocos sólidos, ficando os cristais organizados de forma irregular. Os blocos assim obtidos são posteriormente laminados e formam as células policristalinas utilizadas na construção destes painéis fotovoltaicos. O rendimento destes painéis é, geralmente, inferior aquele que se verifica para os painéis monocristalinos, apresentando simultaneamente um custo inferior. A Figura 15 mostra um painel fotovoltaico desta tecnologia.



Figura 15 - Painel fotovoltaico policristalinos (fonte: [16])

Os painéis de filme fino são constituídos por células fotovoltaicas de segunda geração, podendo ser feitos de uma variedade de materiais. São constituídas de células fotovoltaicas extremamente finas (quando comparadas com as dos outros tipos),

tornando-as flexíveis [4]. Esta particularidade permite que as células assim obtidas possam ser aplicadas, utilizando um adesivo adequado, diretamente numa superfície ou configuradas em estruturas duráveis e rígidas como acontece com as células das tecnologias mono e policristalina. A Figura 16 ilustra painéis de células de filme fino.



Figura 16 - Painéis solares de filme fino (fonte: [17])

A Tabela 1 resume algumas características relevantes dos três tipos mais comuns de painéis fotovoltaicos, permitindo estabelecer alguma ordem de comparação entre as tecnologias referidas no que concerne ao rendimento, custo e aparência.

Tabela 1 – Característica típicas dos três tipos mais comuns de painéis fotovoltaicos

Tipo de Painel Solar	Material	Eficiência	Custo	Aparência
Monocristalino	Cristal de silício simples e puro	Alta ($\geq 18\%$)	Mais alto	Células pretas ou azuis-escuros com cantos arredondados
Policristalino	Fragmentos de silício	Média (15-17%)	Alto	Células retangulares azuis
Filme fino	Vários	Baixo (11%, mas pode atingir 15%)	Mais baixo	Superfície uniforme preta ou azul

Um painel fotovoltaico é geralmente caracterizado por um conjunto de atributos que incluem parâmetros elétricos como a respetiva potência de pico, a tensão em circuito aberto, a corrente de curto-circuito, a tensão e a corrente no ponto de máxima potência e os coeficientes de variação da tensão, corrente e potência com a temperatura [2].

Cada célula fotovoltaica que constitui um determinado painel pode ser representada como uma fonte de corrente, sendo que a corrente elétrica gerada é proporcional à irradiância incidente na célula e influenciada por parâmetros como, por exemplo, a temperatura a que a célula se encontra a operar. Desta forma, um painel fotovoltaico, enquanto constituído por um conjunto de células associadas em série e em paralelo, pode igualmente ser tratado como uma fonte de corrente elétrica.

O funcionamento de um painel pode ser entendido através da sua curva I-V característica (e da curva P-V, que resulta da curva I-V), que pode ser obtida sujeitando o painel a um ensaio específico. Neste ensaio, o painel a testar é submetido às condições-padrão de ensaio e a tensão aos seus terminais é forçada a variar, registando-se os pares de dados tensão-corrente obtidos. Estes pares tensão-corrente permitem o traçado de uma curva característica como a apresentada na Figura 17, conhecida por curva I-V [2]. Nesta curva é possível identificar alguns pontos particulares que importa destacar. O primeiro ponto corresponde aquele em que se coloca os terminais do painel em curto-circuito, o que se traduz numa tensão nula aos seus terminais e na máxima corrente (corrente de curto-circuito – I_{sc}) que o painel poderá fornecer em condições padrão de teste. Um segundo ponto relevante que se obtém é aquele em que se coloca os terminais do painel em circuito aberto, traduzindo-se numa corrente fornecida pelo painel nula e numa tensão de circuito aberto. Importa frisar que, quer numa condição quer na outra, a potência elétrica fornecida pelo painel ao exterior será nula. Entre estes dois pontos existe um vasto conjunto de outras combinações I-V em que o painel pode operar fornecendo potência elétrica ao exterior. Note-se que, à medida que se aumenta a tensão aos terminais do painel, a corrente fornecida por este diminui ligeiramente, até que se alcança um determinado valor de tensão a partir do qual a corrente elétrica produzida cai abruptamente.

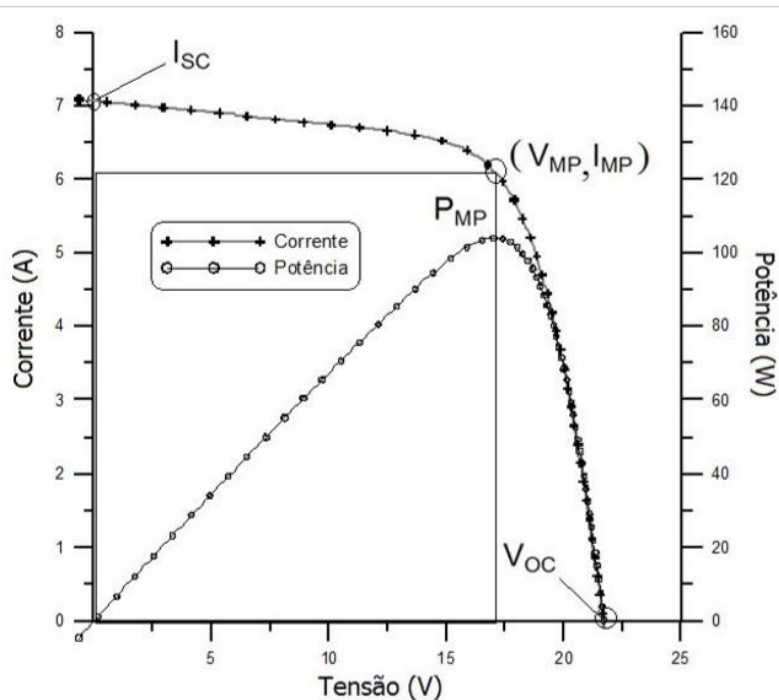


Figura 17 – Curva I-V e curva P-V para um painel com potência de 100 Wp (fonte: [2])

Para cada ponto na curva I-V, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para aquela condição de operação. A curva de potência em função da tensão (também mostrada na Figura 17), é chamada de curva P-V e identifica o ponto com o máximo valor de potência (PMP). A este ponto na curva de potência corresponde um ponto na curva I-V, com valores de tensão e corrente específicos, que são denominados, respectivamente, de tensão e corrente de máxima potência (V_{MP} , I_{MP}). O ponto de máxima potência corresponde, então, ao produto da tensão de máxima potência (V_{MP}) e corrente de máxima potência (I_{MP}). Os valores P_{MP} , V_{MP} , I_{MP} , V_{oc} e I_{sc} são os cinco parâmetros que especificam o módulo sob dadas condições de irradiância, temperatura de operação de célula e massa de ar (as condições STC – *Standard Test Conditions*) [6].

2.3.2 Inversor

Os painéis solares produzem eletricidade na forma de corrente contínua (DC). Contudo, muitas das utilizações quotidianas, assim como as redes elétricas, funcionam em corrente elétrica alternada. Assim, para que a energia elétrica produzida nos painéis fotovoltaicos seja utilizada é necessário, frequentemente, fazer a conversão da forma contínua para a forma alternada. Esta conversão é assegurada pela utilização de um equipamento eletrónico designado por inversor o qual é, geralmente, também responsável por impor o funcionamento dos painéis fotovoltaicos no seu ponto de máxima potência.

Este processo de perseguição da potência máxima é efetuado pelos inversores de forma dinâmica (em tempo real), permitindo lidar com situações de variação rápida na irradiância solar originados pela passagem de nuvens ou por situações de sombreamento, por exemplo. Igualmente, os inversores podem ajustar o ponto de funcionamento à potência máxima dos painéis, o qual é também influenciado pela temperatura de operação a que as células estão sujeitas ao longo do tempo. Assim sendo, é conveniente que haja um mecanismo de controle eletrônico que observe continuamente as modificações na curva característica I-V e atue de modo a manter o gerador fotovoltaico operando na tensão correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência e evitando perdas nas células, que surgiriam se o acoplamento ocorresse em outra tensão que não a ótima.

A conversão DC-AC efetuada pelo inversor implica a existência de perdas de energia, porém os modernos dispositivos eletrônicos utilizados garantem que estas perdas são relativamente pequenas.

Importa ainda referir que, dependendo da aplicação a que se destina o gerador fotovoltaico, existe uma distinção entre inversores utilizados nos sistemas com ligação à rede (inversores de rede) e nos sistemas autónomos (inversores “*off-grid*”).

Existem ainda inversores que, para além da função inversor, asseguram também funções relacionadas com a gestão de carga e descarga de um sistema de armazenamento, tal como se ilustra na Figura 18. Estes inversores permitem alimentar os consumos elétricos através da energia produzida nos painéis fotovoltaicos, da energia armazenada em baterias e/ou proveniente da rede elétrica. Ademais, estes inversores permitem a carga do sistema de armazenamento com energia proveniente do gerador fotovoltaico e/ou da rede elétrica.

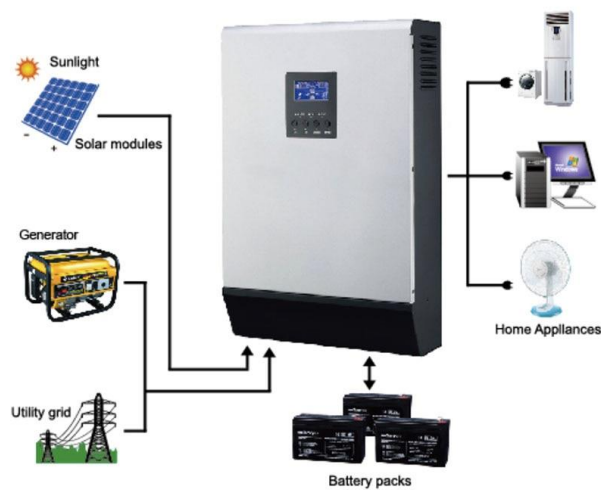


Figura 18 – Inversor Solar Híbrido (fonte: [18]).

Os inversores podem ainda ser classificados como inversores centrais (Figura 19), inversores de fileira, ou microinversores (Figura 20). Os microinversores permitem a ligação de um número reduzido de painéis fotovoltaicos, normalmente 1 a 3 e são frequentemente instalados em baixo do próprio painel fotovoltaico.



Figura 19 – Inversores Centralizados



Figura 20 – Microinversor

Os inversores centrais e os de fileira ou de *string* permitem a ligação de um conjunto mais alargado de painéis, sendo que no caso dos inversores centrais é habitual a ligação de paralelos de séries de painéis (ligação de várias fileiras).

A escolha, para uma determinada aplicação, de um inversor centralizado, de fileira ou de microinversores é ditada por diversos fatores, nomeadamente:

- a possibilidade de ocorrência de sombreamentos, que podem levar à perda de produção em painéis não sombreados se for adotado um inversor centralizado. Apesar das vantagens dos microinversores em relação a esse problema, como mostrado na Figura 21, a adoção de inversores com várias entradas dotadas de MPPT independentes ou de inversores de menor dimensão para processar a potência gerada num conjunto limitado de painéis minimizam os impactos das situações de sombreamento.

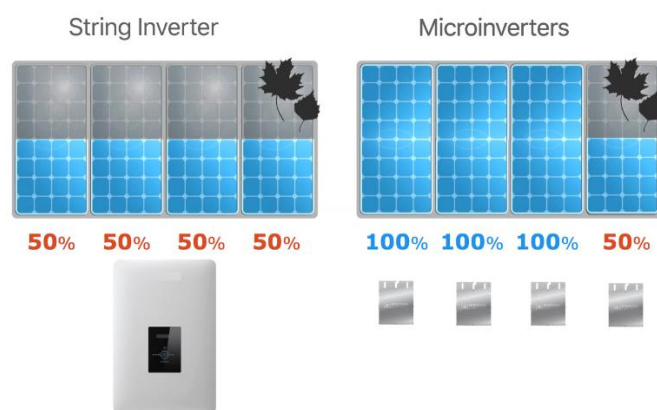


Figura 21 – Consequências do sombreamento em inversor de string e microinversores (fonte: [19])

- a necessidade de garantir que, em caso de falha de um inversor, a produção da central não é toda interrompida. Neste caso, a utilização de microinversores apresenta o melhor desempenho, uma vez que a falha num equipamento afeta apenas a produção de um número muito limitado de painéis fotovoltaicos;

- a maior flexibilidade na monitorização da instalação, uma vez que os inversores possuem, frequentemente, algum tipo de função que permite deteção de falhas e situações de mau funcionamento (produção abaixo do esperado, por exemplo). Também neste caso, a utilização de microinversores é vantajosa, uma vez que permite identificar situações anómalas de forma mais granular;

- a possibilidade de existência de diferentes orientações e/ou inclinações dos painéis fotovoltaicos que integram um determinado gerador. As diferentes orientações/inclinações levam a ocorrência de diferentes pontos de funcionamento em potência máxima dos painéis. Assim, é importante que a solução de inversor (es) adotada

permita a existência de vários sistemas de perseguição de potência máxima, o que pode ser conseguido com inversores com várias entradas dotadas de MPPT independentes ou com a utilização de inversores individuais para cada conjunto de painéis com uma determinada orientação e inclinação.

2.3.3 Sistema de Armazenamento

O armazenamento de energia pode ser de vários tipos, designadamente: armazenamento elétrico, eletromecânico, mecânico, térmico e químico. Frequentemente, o armazenamento de energia elétrica visando a sua posterior utilização na mesma forma (eletricidade) é efetuado sob a forma de energia química com recurso a baterias.

Uma bateria é um conjunto de células ou vasos eletroquímicos, conectados em série e/ou em paralelo, capazes de armazenar eletricidade na forma de energia química por meio de um processo eletroquímico de oxidação e redução que ocorre no seu interior. Quando a bateria com energia armazenada é ligada a uma carga elétrica ocorre o processo inverso, ou seja, a energia química é convertida em energia elétrica.

Existem várias tecnologias de armazenamento eletroquímico que, ao longo dos anos, têm sido utilizadas nos sistemas elétricos, nomeadamente as baterias ácidas de Chumbo (PbA), as baterias de Níquel-Cádmio (NiCd), as baterias Níquel-Hidreto metálicas (NiMH) e as baterias de iões de Lítio (Li-ion), entre outras. Ao longo de muitos anos, e para utilizações limitadas, foram utilizadas essencialmente as baterias ácidas de chumbo. Mais recentemente, as baterias de iões de lítio têm vindo a ser as preferidas devido às suas características, nomeadamente a maior eficiência, maior vida útil e maior profundidade de descarga [1]. A grande desvantagem destas baterias prende-se com o relativo custo mais elevado.

Independentemente da tecnologia de bateria a utilizar em soluções de armazenamento associadas a sistemas fotovoltaicos (ou outros), há um conjunto de parâmetros técnicos que devem ser considerados para o correto dimensionamento destes sistemas, nomeadamente:

- a capacidade do sistema de armazenamento, medida em kWh e que representa a quantidade de energia que o sistema pode armazenar;

- a potência do sistema de armazenamento, medida em kW e que representa a potência que o sistema pode fornecer de forma permanente ou num determinado período;

- a vida útil do sistema de armazenamento, que se mede no número de ciclos de carga e descarga que a bateria é capaz de suportar antes que a sua capacidade diminua

para valores abaixo de 80% de sua capacidade estipulada. A temperatura de funcionamento e a profundidade de descarga influenciam o tempo de vida útil dos sistemas de armazenamento;

- a profundidade de descarga (frequentemente designada por DoD, do inglês *Depth-of-Discharge*), que representa o quociente entre a carga efetiva da bateria num determinado instante e a sua capacidade máxima. Este parâmetro é importante já que em algumas tecnologias a máxima profundidade de descarga deve ser limitada a um valor específico como forma de evitar danos irreversíveis nas baterias ou uma redução acelerada no número de ciclos de carga/descarga.

- a autodescarga de um sistema de armazenamento que traduz a quantidade de energia que é perdida, mesmo não estando o sistema em funcionamento;

- a densidade de energia da tecnologia de armazenamento, expressa em kWh/kg, e que se refere à quantidade de energia que uma bateria pode fornecer por unidade de volume, para uma dada taxa de descarga.

Quando se utilizam sistemas de armazenamento baseados em baterias, é essencial que exista um sistema de gestão das baterias por forma a prolongar a sua longevidade. Estes sistemas de gestão efetuam um controlo permanente do sistema de armazenamento, nomeadamente no que se refere ao estado de carga das baterias, evitando a ocorrência de situações que possam produzir a degradação precoce das baterias. Como visto anteriormente, em alguns inversores esses sistemas já estão incluídos, porém a organização presente na Figura 22, com regulador de cargas, também ainda é frequentemente utilizada.

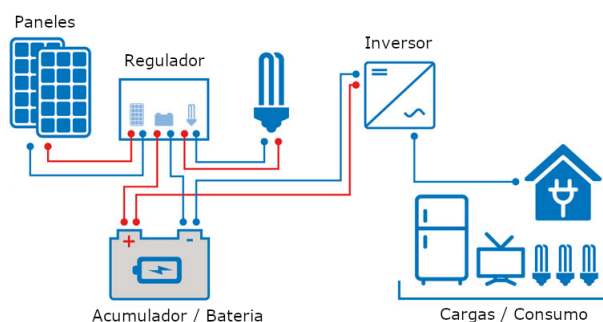


Figura 22 - Sistema fotovoltaico com regulador de cargas (fonte: [20])

2.3.4 Cablagem e Proteções

A operação de sistemas eletrónicos pode ser severamente afetada em função da ocorrência de surtos elétricos provocados por descargas atmosféricas ou eventos de comutação no sistema elétrico de potência. Esses fenómenos causam elevação brusca e de curta duração na tensão estipulada do sistema, como ilustrado na Figura 23, com consequências muitas vezes devastadoras [21].

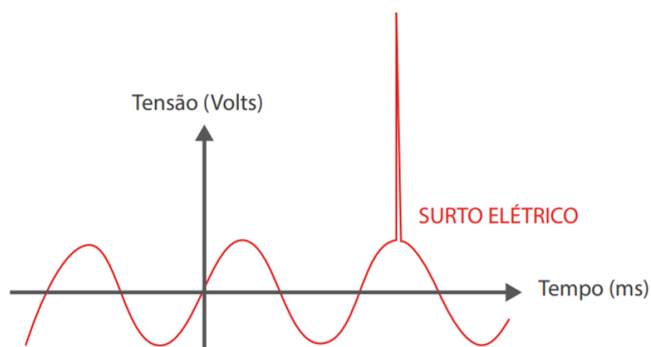


Figura 23 – Representação de um surto elétrico [21] .

Por forma a mitigar os potenciais danos produzidos por sobretensões nos equipamentos dos geradores fotovoltaicos, em particular nos inversores e nos painéis, é necessária a instalação de dispositivos de proteção. Estes dispositivos, conhecidos por descarregadores de sobretensão (DST) permitem encaminhar as eventuais sobretensões que se venham a verificar para o sistema de aterramento, protegendo assim o investimento realizado no sistema fotovoltaico (Figura 24).



Figura 24 – Proteção contra sobretensão (DST) (fonte: [22])

Na eventualidade da ocorrência de falhas, ou para a condução de trabalhos de manutenção e de reparação, será necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico. Para este fim utiliza-se o interruptor principal DC. De acordo com a norma IEC 60364-7-712, “Instalações eléctricas nos edifícios – requisitos para instalações ou localizações especiais

– sistemas solares fotovoltaicos”, é estipulada a necessidade da instalação de um aparelho de corte da ligação entre o gerador fotovoltaico e o inversor [23].



Figura 25 - Interruptor DC (fonte: [24])

O interruptor principal DC (Figura 25) deve ter suficiente poder de corte para permitir a abertura do circuito DC em boas condições de segurança. Deve estar também dimensionado para a tensão máxima em circuito aberto do gerador (à temperatura de -10°C), bem como para a corrente máxima do gerador (corrente de curto-circuito em condições STC) [25].

Para proteger os painéis fotovoltaicos contra situações de polarização inversa das células fotovoltaicas e os cabos das fileiras relativamente a correntes de curto-circuito, podem ser intercalados fusíveis de fileira em todos os condutores ativos [6]. Importa referir que a proteção dos cabos de fileira com recurso a fusíveis nem sempre é possível, uma vez que as correntes de operação poderão ser muito próximas das correntes de curto-circuito do gerador (em particular quando se verifica um número de fileiras em paralelo igual ou inferior a 2). Por esta razão é habitual, para pequenos sistemas com menos de 4 fileiras, não se utilizar fusíveis, optando por dimensionar os cabos para suportar as correspondentes correntes de curto-circuito. Para estes casos é necessário verificar se os painéis da fileira suportam uma corrente inversa injetada pelas (N-1) restantes fileiras [23].

Para a instalação elétrica de um sistema fotovoltaico, apenas devem ser usados cabos que cumpram os requisitos para esta aplicação. Antes de mais é necessário distinguir entre os cabos de módulo ou de fileira, cabo principal DC e cabo do ramal AC

Designam-se por “cabos de módulo” ou “cabos de fileira”, os condutores que estabelecem a ligação elétrica entre os módulos individuais de um gerador e a caixa de junção do gerador [25]. Estes cabos são geralmente aplicados no exterior, estando sujeitos à ação dos agentes atmosféricos, incluindo a radiação UV. Com o objetivo de garantir proteção contra a ocorrência de falhas de terra, bem como de curto-circuito, os condutores

positivo e negativo não podem ser integrar um mesmo cabo. Por outras palavras, é recomendada a utilização de cabos isolados monopolares e flexíveis para os condutores positivo e negativo. A experiência tem demonstrado que os cabos monocondutores com isolamento duplo são a melhor solução, oferecendo uma elevada segurança. Por outro lado, uma vez que são instalados na parte posterior dos painéis, estes cabos devem estar preparados para suportar temperaturas ambiente superiores aos 70°C,.

Os cabos a utilizar na ligação em corrente alternada entre o lado AC do inversor e o ponto de entrega da eletricidade produzida são frequentemente do tipo comumente utilizado nas instalações elétricas de consumo. A proteção destes cabos contra sobreintensidades (vulgarmente contra curto-circuitos, já que geralmente não existe possibilidade de ocorrência de sobrecargas uma vez que o cabo é dimensionado para suportar a máxima potência que o inversor pode disponibilizar no seu lado ACI) é assegurada por disjuntores adequados. Frequentemente, os disjuntores referidos são do tipo diferencial, por forma a assegurar a proteção de pessoas e animais contra os contactos com a energia elétrica.

2.3.5 Sistema de monitorização

Os geradores fotovoltaicos, em particular os de maiores dimensão, são frequentemente dotados de sistemas de monitorização, como o ilustrado na Figura 26. Estes sistemas permitem a recolha contínua de informações detalhada sobre o desempenho do gerador, permitindo assim a monitorização da respetiva produção e a comparação, análise e visualização de dados do sistema, facultando ainda a possibilidade de deteção de eventuais falhas e/ou avarias.

Os sistemas geralmente monitorizam a instalação através da internet, permitindo o acesso a informação sobre o gerador fotovoltaico em qualquer momento e a partir de qualquer lugar. A informação é constantemente atualizada e tratada, permitindo a sua visualização de forma resumida e fácil de entender, utilizando para o efeito um qualquer dispositivo de visualização (ecrã, computador, i-Pad ou smartphone). Assim, é possível controlar a produção atual, avaliar a informação diária e fazer comparações a longo prazo, através de informação histórica.

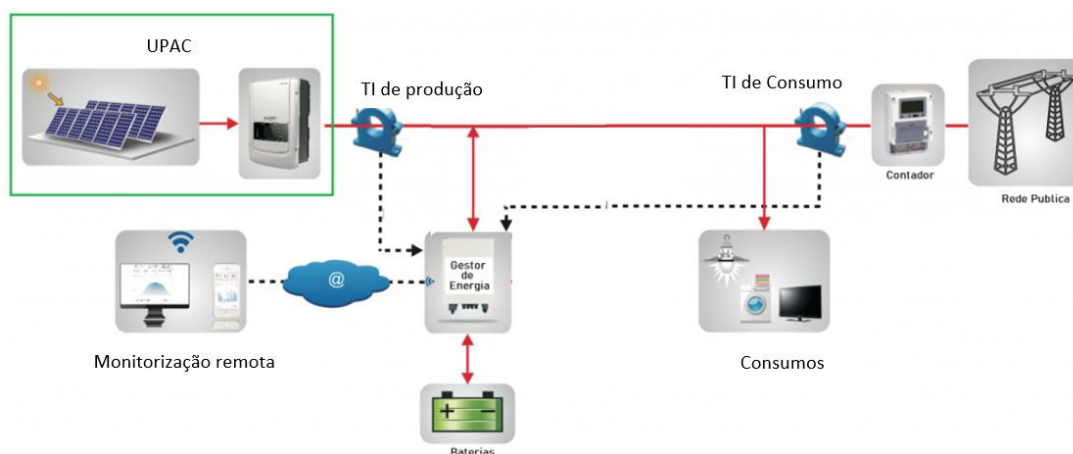


Figura 26 – Exemplo de sistema fotovoltaico com monitorização remota.

2.3.6 Sistema de Contagem

Os sistemas de produção em regime de autoconsumo, em particular aqueles destinados ao autoconsumo coletivo, ou os destinados ao autoconsumo individual, mas com potência instalada superior a 4 kWp têm de ser dotados de sistema de contagem. Como melhor se explicita no capítulo 3, em Portugal estes sistemas de contagem, designados por contadores inteligentes, têm de ser bidirecionais, permitir a telecontagem e efetuar a medição de consumos e injeções de eletricidade integrando a potência em períodos de quinze minutos. As próprias instalações de consumo associadas ao gerador para autoconsumo têm, de ter equipadas com um contador inteligente. A Figura 27 mostra um exemplo de um destes contadores inteligentes.



Figura 27 - Contador inteligente.

A legislação atual assegura o acesso do autoconsumidor, bem como de outros agentes do setor elétrico (comercializador, entidade gestora do autoconsumo, etc.), aos

dados de contagem, sendo a disponibilização destes dados da responsabilidade do operador da rede de distribuição.

2.3.7 Estruturas de apoio e orientação

A estrutura de apoio e eventual orientação dos painéis fotovoltaicos a ser aplicada numa instalação específica é determinada, em parte significativa, pelo local em que serão instalados os painéis, nomeadamente no solo ou em coberturas de edifícios.

A instalação dos painéis fotovoltaicos em estruturas fixadas situadas no solo é, em princípio, de mais simples execução e menos propensa a problemas. Ademais, a instalação no solo possibilita, em princípio, a implementação de projetos de maior dimensão (com maior número de módulos fotovoltaicos). A definição da inclinação e da orientação dos painéis em sistemas fixos é também mais facilitada que no caso dos geradores instalados em coberturas (por exemplo, a instalação de painéis numa cobertura com águas orientadas a este e oeste fica condicionada por esta mesma orientação). Uma vantagem adicional dos geradores com painéis instalados em sistemas de fixação ancorados ao solo prende-se com a manutenção. Na realidade, os painéis fotovoltaicos não exigem muita manutenção, contudo é necessário limpá-los com regularidade ou, ocasionalmente, proceder à sua substituição. A execução destas tarefas de manutenção é, em princípio, mais simples no caso de painéis montados em estruturas ancoradas ao solo.

No entanto, a instalação ancorada ao solo pode também apresentar algumas desvantagens como, por exemplo, o sombreamento produzido por árvores ou construções próximas. Acresce que nem todas as propriedades têm área disponível no chão para a instalação do gerador. Importa ainda referir que, frequentemente, os custos da instalação dos painéis em sistemas de suporte/orientação fixados no solo são mais dispendiosos do que os sistemas montados em coberturas, uma vez que exigem materiais, tempo e mão de obra adicionais. Efetivamente, os sistemas de suporte utilizam, geralmente, uma fundação de cimento ou estrutura de lancis para garantir a ancoragem, tal como se ilustra na Figura 28.



Figura 28 – Estrutura para fixação de painéis tipo triângulo com lancis

No caso de instalação em coberturas, o tipo de cobertura pode desempenhar um papel determinante no tipo de estruturas escolhido, em particular no que concerne ao tipo de ancoragem que pode ser aplicada. Adicionalmente, as instalações em coberturas carecem também da observação de obstáculos como antenas, chaminés e claraboias, os quais podem afetar o espaço disponível para a instalação dos painéis bem como produzir sombreamentos indesejados. Note-se que a ancoragem das estruturas de suporte dos painéis à cobertura de edifícios deve sempre ser avaliada do ponto de vista estrutural, por forma a assegurar a segurança da instalação. A Figura 29 mostra um exemplo de um gerador fotovoltaico instalado na cobertura de um edifício.



Figura 29 – Exemplo de instalação em telhado residencial [26]

3. Enquadramento do Autoconsumo

3.1 Evolução do autoconsumo em Portugal

O conceito de autoconsumo no ordenamento jurídico português foi inicialmente estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de março, o qual regulava a atividade de produção de energia elétrica em baixa tensão destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo da possibilidade de entrega da produção excedente a terceiros ou à rede pública. Este regime procurava fomentar o desenvolvimento de novas soluções de produção de energia descentralizada e de inovação tecnológica, através da definição do conceito de produtor-consumidor de energia elétrica em baixa tensão, também designado por produtor em autoconsumo. Neste regime era permitido ao produtor em autoconsumo estar ligado à rede elétrica de distribuição, permitindo-se assim, para além do autoconsumo, o fornecimento de eletricidade a terceiros e a entrega de excedentes à rede.

Este primeiro regime de produção em autoconsumo não teve a aceitação esperada, verificando-se um reduzido número de unidades de produção enquadradas nos respetivos termos. As razões que terão contribuído para este facto prendem-se, fundamentalmente, com a imaturidade da tecnologia que terá desincentivado a realização de investimentos cuja única contrapartida fosse o custo evitado com a aquisição da energia elétrica à rede.

Na sequência do insucesso do regime mencionado, seguiu-se em Portugal a definição de regimes que, embora pressupondo que a atividade de produção deve estar associada a uma instalação de utilização de energia elétrica com consumo efetivo e a um contrato de fornecimento de eletricidade celebrado com um comercializador, permitiam a entrega total da eletricidade produzida à RESP, existindo uma remuneração através do regime geral ou do regime bonificado (Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, através de unidades de miniprodução, e pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro e pelos Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, e Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução).

O conceito de produtor-consumidor ou produtor em autoconsumo foi retomado no ano de 2014 através da publicação do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro. Efetivamente, este Decreto-Lei estabeleceu o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade destinada ao consumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à RESP, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis. Note-se que o regime estabelecido renunciava expressamente às tarifas subsidiadas que até então vinham a ser utilizadas como

mecanismo de promoção da descentralização da produção de eletricidade. Na realidade, a rentabilização das unidades de Geração distribuída passava agora a depender essencialmente do valor da energia autoconsumida, a qual substituiria eletricidade comprada a um qualquer comercializador de energia elétrica. A Figura 30 evidencia a potência instalada em unidades de produção em autoconsumo (UPAC) no período de vigência do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro.



Figura 30 – Potência acumulada de UPAC em Portugal [27]

O regime de produtor em autoconsumo definido pelo Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro apenas permitia o autoconsumo individual, ou seja, cada instalação elétrica de consumo poderia ser dotada de um sistema de produção de eletricidade. Contudo, esta situação foi alterada recentemente com a publicação do Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro. Este Decreto-Lei transpõe, parcialmente, para a ordem jurídica nacional a Diretiva Europeia 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro (relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis). Efetivamente, no novo regime, está consagrada a definição dos conceitos de autoconsumidor de energia renovável em regime individual ou coletivo, bem como de comunidades de energia renovável. Adicionalmente, o novo regime do autoconsumo prevê um quadro normativo que permite aos autoconsumidores de energia renovável não apenas produzir e autoconsumir a energia produzida, injetando na rede eventuais excedentes, como também armazenar, partilhar e vender essa eletricidade, sem serem confrontados com encargos desproporcionados.

3.2 Regime jurídico do autoconsumo em Portugal

O atual regime aplicável ao autoconsumo em Portugal, definido pelo Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro, entrou em vigor em janeiro de 2020, sendo atualmente regulamentado pelo Regulamento n.º 373/2021 (Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica) publicado pela ERSE (e que revogou o Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março).

Este regime permite que se deixe de limitar a produção de um determinado gerador a um único ponto de consumo, podendo a instalação e a produção que lhes está associada ser partilhada por um conjunto de consumidores. Adicionalmente, o novo enquadramento permite uma maior facilidade na ligação à RESP de geradores destinados ao autoconsumo. Efetivamente, no regime anterior, todas as instalações com potência de ligação superior a 1,5 kW estavam sujeitas a processos administrativos como o respetivo registo e a obtenção de certificado de exploração. Apenas as instalações com potência de ligação igual ou inferior a 1,5 kW estavam dispensadas deste formalismo, sendo que para instalações com potência abaixo dos 200 W apenas era requerida uma mera comunicação prévia à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

No atual regime, o estabelecimento das instalações de produção com potência de ligação até aos 30 kW apenas necessita de ser precedido de mera comunicação prévia, o que facilita o surgimento de instalações destinadas ao autoconsumo de maiores potências [1]. A Tabela 2 resume as atuais condições para o exercício da atividade de autoconsumo em Portugal.

Tabela 2 – Condições para o exercício do autoconsumo em Portugal

Potência instalada	Isenção de Controlo Prévio	Mera Comunicação Prévia	Registo Prévio	Certificado de Exploração	Licença de Produção	Licença de Exploração
$P_{inst} \leq 350W$	✓					
$350 W < P_{inst} \leq 30 kW$		✓				
$30 kW < P_{inst} \leq 1 MW$			✓	✓		
$P_{inst} > 1 MW$					✓	✓

Como já referido, o novo enquadramento do autoconsumo em Portugal prevê duas modalidades básicas: o autoconsumo individual e o autoconsumo coletivo, o qual pode ser do tipo comunidade de energia renovável.

O autoconsumo individual constitui-se como um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, podendo armazenar ou vender excedentes de eletricidade produzida desde que, para os autoconsumidores não domésticos, essas atividades não constituam a sua principal atividade comercial ou profissional. A Figura 31 mostra um diagrama simplificado que ilustra um autoconsumo individual no qual a energia gerada na UPAC é injetada na instalação de consumo (IC), sendo que os eventuais excedentes instantâneos de produção são injetados na RESP através do ramal de ligação da IC a esta.

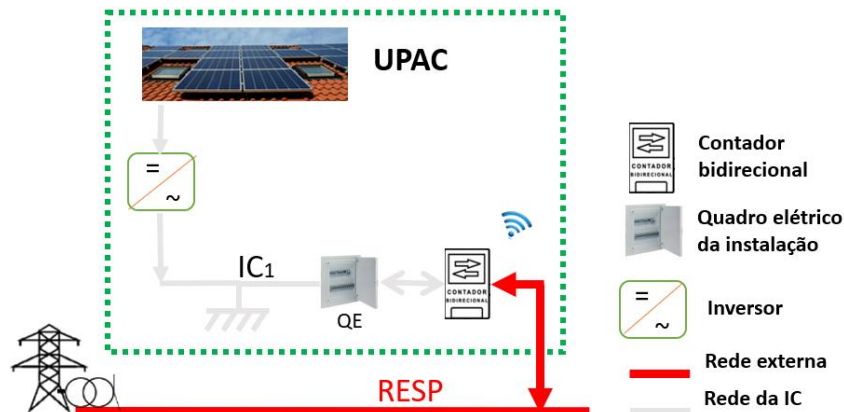


Figura 31 – Diagrama ilustrativo do Autoconsumo Individual.

O autoconsumo individual pode também ocorrer num esquema em que seja feito uso da RESP ou de uma rede interna não pertencente à IC para veicular a energia de autoconsumo [28], tal como se ilustra na Figura 32. Para o caso em que o autoconsumo use a RESP para veicular a produção, aplicam-se tarifas de acesso à rede (TAR), detalhadas no anexo A.

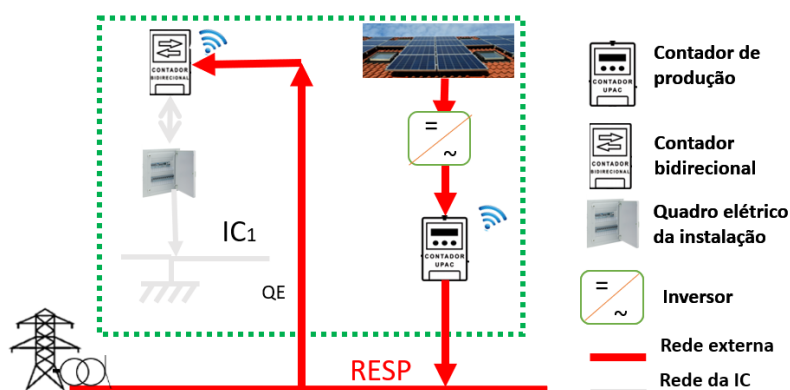


Figura 32 - Diagrama ilustrativo do Autoconsumo Individual através da RESP

Importa referir que a medição da energia elétrica transitada na fronteira entre a instalação do autoconsumidor e o seu exterior (RESP ou rede privada) é efetuada com recurso a um contador instalado pelo Operador da Rede de Distribuição (ORD). No caso

de um gerador para autoconsumo individual com potência instalada superior a 4 kW (independentemente de se ligado diretamente à IC ou não), ou de um gerador diretamente ligado à RESP ou a uma rede interna é ainda necessária a instalação de aparelho de contagem que permita medir a energia produzida, tal como se ilustra na Figura 33.

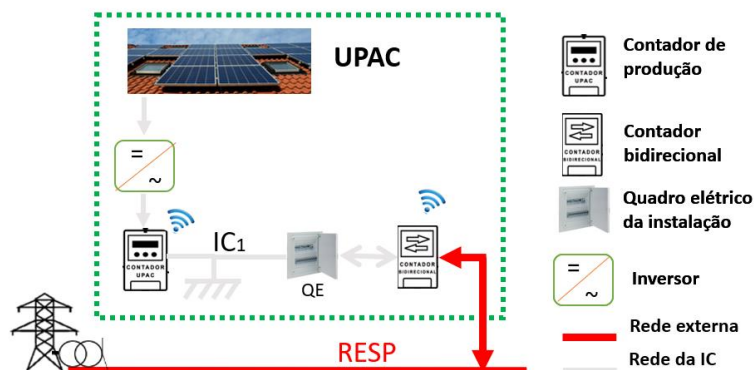


Figura 33 – Diagrama ilustrativo do Autoconsumo Individual acima de 4 kW.

Caso exista uma instalação de armazenamento (IA) associada ao autoconsumo e diretamente ligada à RESP ou a uma rede interna, também existirá um aparelho de contagem instalado no ponto de ligação desta estrutura, tal como previsto no Regulamento n.º 373/2021.

Note-se que os contadores a instalar deverão sempre ser bidirecionais, permitir a medição em períodos de 15 minutos e ser dotados de telecontagem. A recolha e tratamento da informação proveniente dos sistemas de contagem é da responsabilidade do ORD, o qual tem a incumbência de facultar a informação aos restantes agentes do sistema elétrico, nomeadamente aos comercializadores, agregadores, consumidores, etc. A informação a ser disponibilizada refere-se ao consumo medido na IC, a injeção de energia na RESP, os excedentes de energia, a produção da UPAC, a energia importada da RESP pela IC, o autoconsumo através de rede interna, o autoconsumo através da RESP, energia injetada e fornecida pela IA, etc.

A Figura 34 pretende esquematizar o fluxo de informação relacionado com um autoconsumo individual. Os excedentes de energia que se verificarem podem ser transacionados, estando previstos diversos mecanismos para o efeito (agregador, facilitador de mercado, participação direta em mercado organizado ou através de contrato bilateral). Refira-se que a injeção da energia excedente na rede para ser transacionada não implica o pagamento de tarifas de acesso às redes.

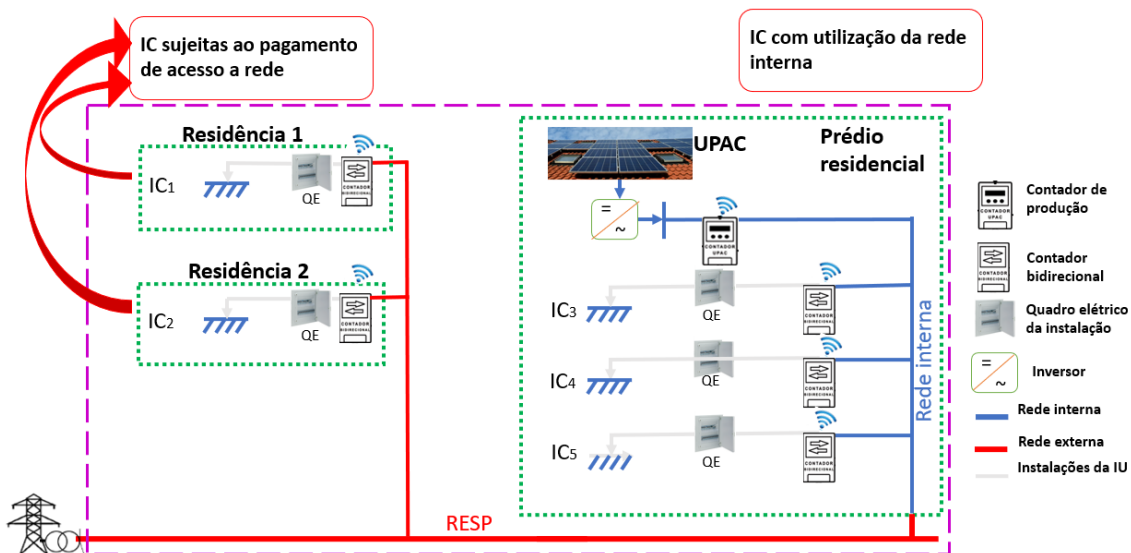


Figura 35 – ACC com utilização de RESP e rede interna

A definição de um regulamento interno é também um requisito para a constituição de um ACC, devendo este regulamento definir, pelo menos, os seguintes assuntos: i) os requisitos de acesso de novos membros e saída de participantes existentes; ii) as maiorias deliberativas exigíveis; iii) as regras de partilha da energia elétrica produzida para autoconsumo e respetivos coeficientes; iv) as regras de partilha do pagamento das tarifas de acesso à RESP, quando aplicável; v) o destino dos excedentes do autoconsumo; vi) e a política de relacionamento comercial a adotar; vii) a aplicação da respetiva receita, se for aplicável.

A forma de implementação do sistema de ACC pode variar em função da solução adotada, podendo utilizar a RESP ou apenas a rede interna para a partilha da energia. Se a opção for apenas a utilização da rede interna, tal como se ilustra na Figura 36, não há lugar ao pagamento de tarifas de acesso à RESP. Porém, pode haver uma situação de autoconsumo coletivo com utilização da RESP, como evidenciado na Figura 36. Efetivamente, nesta figura as IC localizadas à esquerda utilizarão a RESP para o processo de autoconsumo da energia produzida no gerador que se encontra instalado na cobertura do edifício à direita. Importa referir que compete à EGAC o pagamento ao operador da rede de distribuição (ORD) das tarifas de acesso às redes.

O não consumo, por parte do conjunto dos membros que integram o ACC, da totalidade da energia produzida no(s) geradore(s) partilhado(s) resulta num excedente de energia. Esse excedente pode ser transacionado em condições similares às descritas para o autoconsumo individual, sendo, contudo, que compete à EGAC a responsabilidade de operacionalizar a transação da energia. Naturalmente que os excedentes podem também ser armazenados para consumo em períodos posteriores, caso o ACC decida utilizar este mecanismo e adquira os sistemas de armazenamento adequados para o efeito.

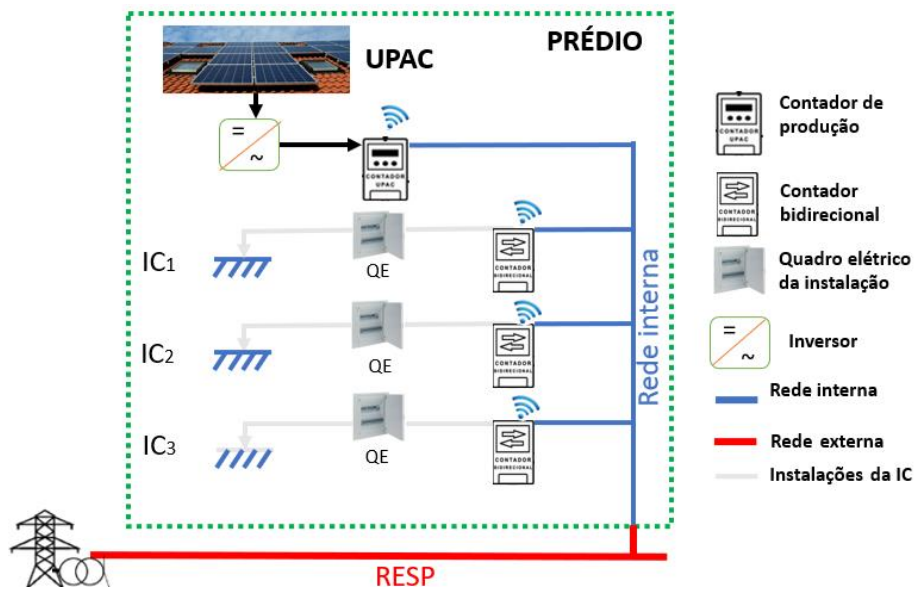


Figura 36 – ACC sem utilização da RESP

Tal como na situação do autoconsumo individual as IC, as IA, e as instalações de produção (IPr) serão dotadas de sistemas de contagem de energia bidirecionais, que permitam a medição em períodos de 15 minutos e que sejam dotados de telecontagem. Note-se que neste caso, as instalações de produção terão de ser dotadas de sistema de contagem independentemente da respetiva potência. A recolha e tratamento da informação proveniente dos sistemas de contagem é, como já referido, uma incumbência do ORD, devendo este facultar a informação aos restantes agentes do sistema elétrico, incluindo a EGAC.

A Figura 37 evidencia os fluxos de informação entre os vários agentes que podem ser envolvidos num ACC, sendo perceptível o papel central que a EGAC desempenha (esta entidade é responsável pela ligação entre o autoconsumo coletivo e o sistema elétrico em várias áreas: comunicação da chave de partilha, venda de excedentes, relacionamento com o operador de rede, gestão de desvios, pagamento de tarifas de acesso às redes e aprovisionamento dos consumos próprios).

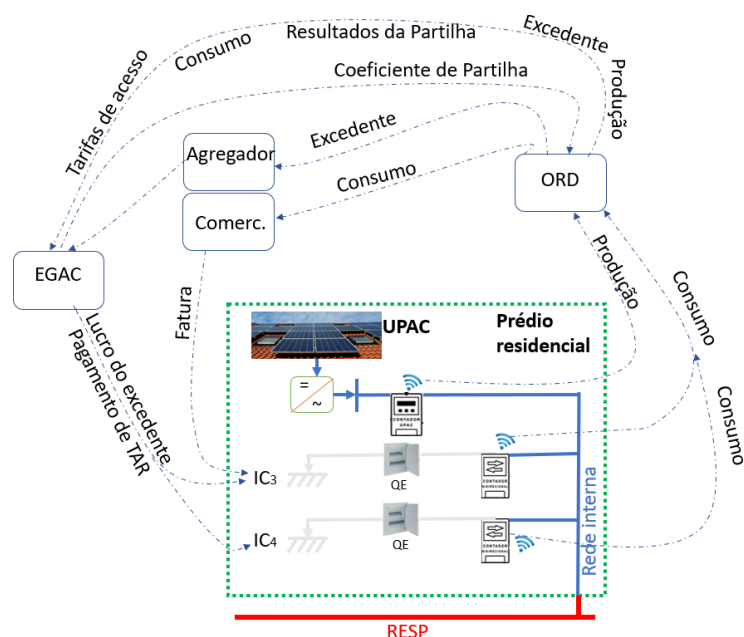


Figura 37 - Fluxo dos dados relacionados a produção e consumo nas UPAC em ACC.

O ACC pode também, de acordo com o atual enquadramento jurídico em Portugal, ser organizado na forma de comunidades de energia renovável (CER), possibilitando o investimento em maior capacidade de produção para autoconsumo e numa partilha mais alargada da eletricidade produzida (é mesmo possível que a CER envolva IC e/ou geradores localizados em diferentes níveis de tensão da rede). As CER potenciam uma maior eficiência da gestão da energia produzida, reduzindo os excedentes, uma vez que é possível conciliar diagramas de carga (perfil de consumo) complementares.

O decreto de lei 162/2019 define as CER como: “*uma pessoa coletiva constituída nos termos do presente decreto-lei, com ou sem fins lucrativos, com base numa adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, os quais podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, que seja autónoma dos seus membros ou sócios, mas por eles efetivamente controlada, desde que e cumulativamente*”.

A diferença entre o Autoconsumo Coletivo e a CER prende-se apenas com a forma jurídica de organização, sendo que na CER os autoconsumidores constituem uma entidade jurídica, o que não se verifica no Autoconsumo Coletivo.

3.3 Autoconsumo coletivo em outros países

3.3.1 Espanha

A revogação, em 2018, do “imposto ao sol” e a chegada do Real Decreto 244/2019 significaram o início de uma nova etapa no autoconsumo fotovoltaico no país com mais sol da Europa. No referido decreto, o autoconsumo coletivo é definido como: “*um grupo de vários consumidores que se alimentam, de forma combinada, com energia elétrica proveniente de instalações de produção próximas às de consumo e associadas a estas* [29]”. As alterações na legislação fizeram um crescimento acelerado no autoconsumo fotovoltaico como mostrado no gráfico

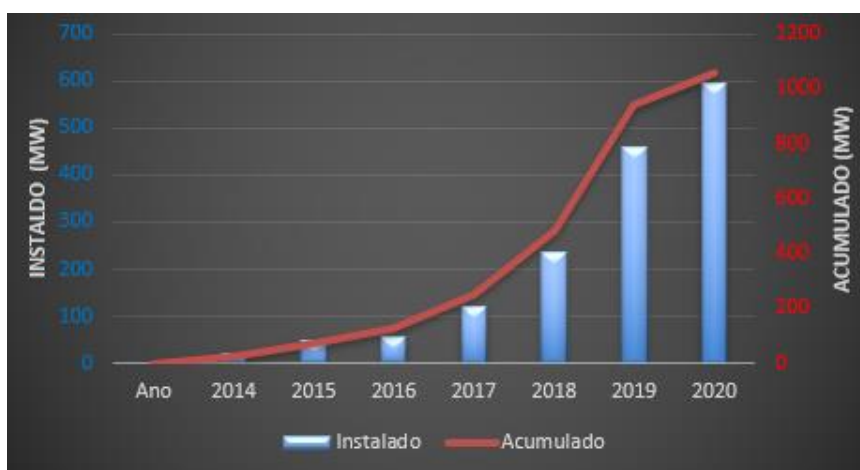


Figura 38 – Potência em autoconsumo fotovoltaico instalado na Espanha

Entre as vantagens do novo Real Decreto cabe destacar o incentivo ao autoconsumo coletivo — condomínios, parques empresariais, etc. —, a simplificação da burocracia ou a implantação da “compensação simplificada” dos excedentes, um conceito parecido ao “*net-metering*”.

O Real Decreto 244/2019 estabelece a figura do autoconsumo coletivo, mas também trouxe como novidade a compensação pela energia produzida e não utilizada. Antes da nova legislação, qualquer consumidor que pretendesse receber uma compensação pela energia não autoconsumida disponibilizada, tinha de se constituir, em termos jurídicos, como produtor de energia, com tudo o que, em termos burocráticos, isso implicaria. Com o novo quadro legislativo, a empresa fornecedora de energia elétrica compensará, em cada fatura mensal, a energia produzida e não consumida, desde que a potência da instalação não ultrapasse os 100 kW.

Também em termos de autoconsumo coletivo, a mais recente legislação permite que um consumidor possa tirar vantagens do excedente de energia de um vizinho e

coparticipe no autoconsumo, se o vizinho não estiver consumindo sua cota de energia. As modalidades de autoconsumo que estão previstas em Espanha, através do Real Decreto 244/2019, são classificadas de três formas: i) autoconsumo sem excedentes e autoconsumo com excedentes; ii) autoconsumo com compensação ou autoconsumo sem compensação; iii) e autoconsumo individual ou autoconsumo coletivo.

No “autoconsumo sem excedentes”, a instalação de consumo e a de produção localizam-se no mesmo ponto e são dotadas de dispositivos que impedem a injeção de energia na rede elétrica. No caso do “autoconsumo com excedentes” as unidades de produção têm a possibilidade de injetar na rede elétrica o excedente de produção, sendo que este excedente pode ou não ser remunerado, em função do preenchimento ou não dos requisitos para o efeito ou simplesmente por opção do promotor do autoconsumo. Quando aplicável, a compensação de excedentes é feita em cada período de faturação. Note-se que a compensação referida nunca permite que seja recebida qualquer remuneração económica, mesmo que tenha sido injetada mais energia do que a consumida da rede. O valor da energia injetada será o resultado do preço médio de mercado para os consumidores de PVPC¹ ou o valor correspondente a um preço acordado com o comercializador, se o contrato de fornecimento estiver dentro do mercado livre.

3.3.2 Brasil

A Geração distribuída no Brasil está em rápida expansão, porém a possibilidade de aplicar o imposto ao sol dividiu recentemente o país, abrindo fissuras entre o governo, que defende a tarifa zero para os autoconsumidores, e a Agência Nacional de Energia Elétrica do Brasil, o órgão regulador que pretende retirar os incentivos.

O anúncio da revisão dos subsídios para a Geração distribuída de energia solar provocou uma corrida à instalação de geradores fotovoltaicos no Brasil, tal como indica a Figura 39. Segundo a consulta pública em continuidade à Audiência Pública nº 1/2019, quem já tivesse homologado sua unidade de produção até dezembro de 2019 não iria sofrer com as mudanças.

¹ Sistema de fixação do preço da energia elétrica implementado pela Administração que incide na fatura dos consumidores com potência contratada não superior a 10 kW.

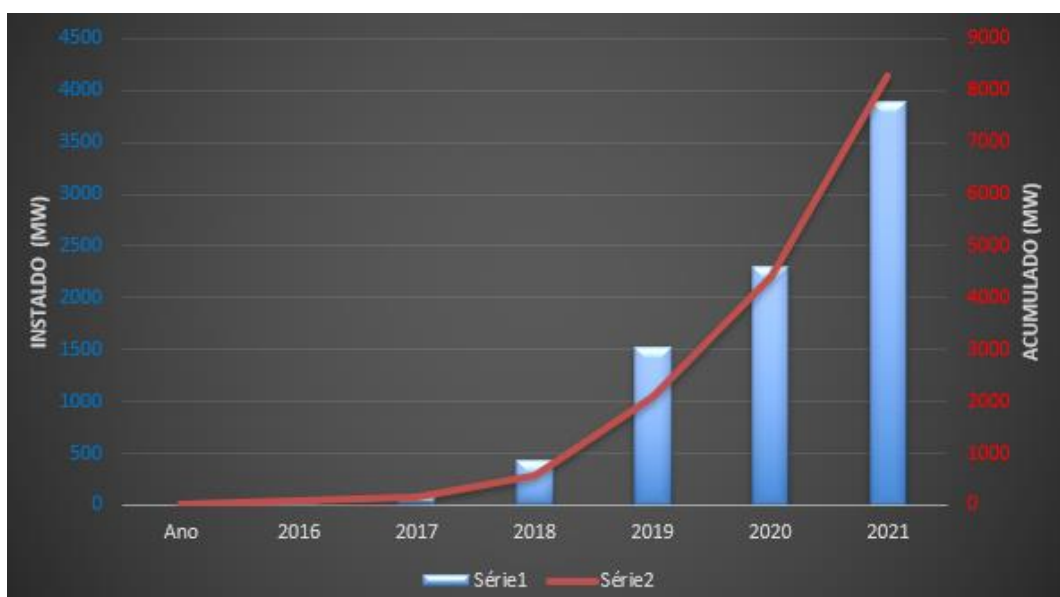


Figura 39 - Evolução da potência fotovoltaica instalada no Brasil (dados ANEEL [30])

Um dos grandes marcos do setor energético brasileiro foi a criação do sistema de compensação de energia elétrica e os chamados créditos energéticos (*net-metering*). Nesse sistema, a energia produzida e não consumida no momento pelo consumidor é injetada na rede elétrica, sendo devolvida ao consumidor, na forma de créditos energéticos, quando este necessitar de importar energia a partir da rede. Assim, nos momentos em que o sistema não produz energia (durante a noite nos sistemas fotovoltaicos) ou quando a produção não consegue suprir o consumo, a energia necessária será retirada da rede a custo zero. No final de cada mês, o operador da rede de distribuição procede ao cálculo do saldo entre energia consumida e energia injetada. Adicionalmente, de acordo com a resolução Normativa nº 687/2015, os créditos de eletricidade podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes, sendo que o prazo de validade desses créditos passou de 36 para 60 meses. Para além disso, os créditos podem também ser usados em instalações de consumo do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área geográfica de uma mesma empresa de distribuição (um conceito denominado de “autoconsumo remoto”).

Importa destacar que, no Brasil, não se aplicam atualmente tarifas pela utilização das redes elétricas com energia proveniente de geradores em regime de autoconsumo.

Com as regras que iniciaram em março de 2016, é permitido o uso de qualquer fonte renovável para a micro e mini geração distribuída, sendo que a microgeração enquadra unidades de produção com potência instalada até 75 kW. A minigeração distribuída é aquela com potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

Em resumo, o Brasil possui 4 modalidades disponíveis para a produção em regime de autoconsumo:

- o autoconsumo na própria instalação de consumo, que permite que a energia seja produzida e consumida no mesmo local e que o excedente seja injetado na rede e compensado em até 60 meses (*netmetering*);
- o autoconsumo coletivo, em que múltiplas instalações consumidoras partilham um mesmo gerador, estando estas instalações localizadas numa mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento, tal como ilustrado na Figura 40;

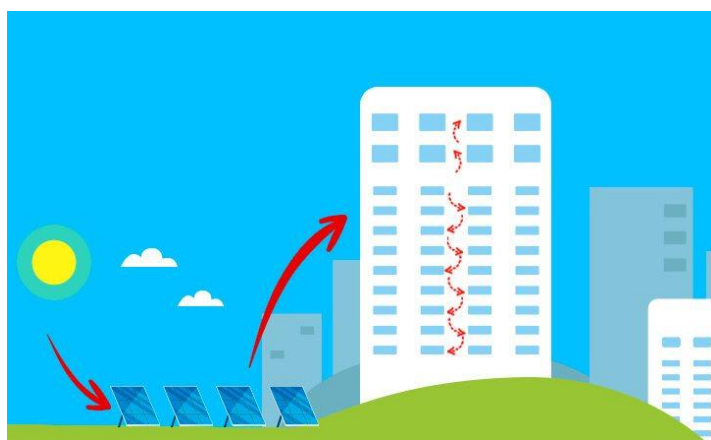


Figura 40 – Modelo de autoconsumo coletivo no Brasil (adaptado de [31]).

- o autoconsumo em comunidade, em que a produção é partilhada por vários consumidores localizados dentro de uma mesma área de concessão e que partilham um mesmo gerador. Neste caso, os consumidores organizam-se por meio de uma entidade (consórcio ou cooperativa), composta por pessoa física ou jurídica, a qual possui unidades de microgeração ou de minigeração em localização diferente das instalações de consumo. A energia excedente é compensada. A Figura 41 evidencia este regime;

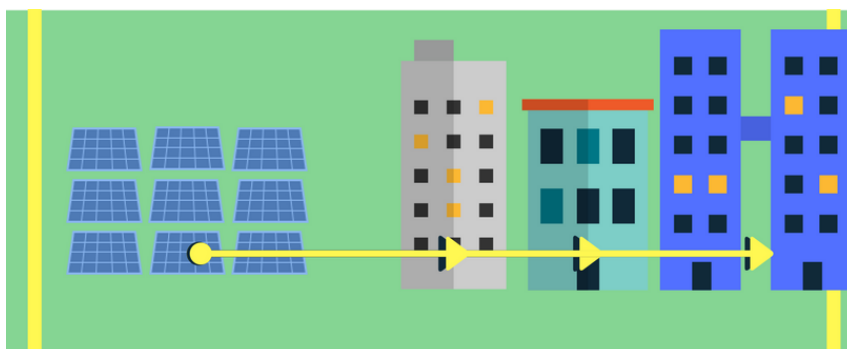


Figura 41 – Modelo de autoconsumo em comunidade no Brasil (adaptado de [32])

- o autoconsumo remoto, evidenciado na Figura 42, no qual as instalações consumidoras tituladas por uma mesma pessoa jurídica ou física, que possua unidade de produção, podem autoconsumir a energia produzida [33].



Figura 42 - Modelo de autoconsumo remoto no Brasil (adaptado de [33])

4. Modelo de otimização de uma UPAC

4.1 Enquadramento

O dimensionamento de um gerador fotovoltaico, em particular aqueles que se caracterizam por ter uma potência instalada de valor mais elevado é, habitualmente, precedida de estudos económicos. Estes estudos, para além da utilização de parâmetros económico-financeiros diversos, implicam a previsão da energia elétrica que será produzida ao longo do período de vida do gerador fotovoltaico. Esta previsão é importante para se perceber o interesse do investimento no gerador fotovoltaico, independentemente de este ser destinado a injetar a totalidade da energia produzida na rede elétrica de serviço público (Unidade de Pequena Produção – UPP) ou ao autoconsumo (Unidade de Produção para Autoconsumo - UPAC).

No caso das UPP, procura-se, geralmente, maximizar a respetiva produção de eletricidade, uma vez que tal representa um maior retorno financeiro (resultante da venda de eletricidade). Este facto faz com que, no caso de geradores fixos, a orientação e a inclinação dos módulos sejam aspetos determinantes, atendendo à influência significativa que estes têm na produção de eletricidade. Em Portugal, a maximização da produção para um gerador fotovoltaico fixo ocorre quando os painéis estão orientados a sul com inclinação próxima dos 30° (com variações em função da localização geográfica).

No caso das UPAC, a maximização da produção de eletricidade no gerador não é necessariamente sinónimo de maior retorno do investimento efetuado neste. Com efeito, o retorno económico/financeiro das UPAC tende a ser significativamente influenciado pelo valor económico da energia produzida que é autoconsumida, uma vez que esta tem, habitualmente, uma valorização económica substancialmente superior ao valor da energia excedente entregue à RESP (com ou sem remuneração). Assim, no caso das UPAC, a previsão da produção no gerador fixo deverá ser cruzada com o perfil de consumo das instalações de consumo associadas, visando a definição da potência a instalar bem como da orientação e inclinação dos painéis fotovoltaicos. Dependendo do perfil de consumo, a inclinação e orientação dos painéis para um gerador fixo pode ser diferente daquela que habitualmente caracteriza uma UPP. Efetivamente, como anteriormente referido, a inclinação e a orientação ótimas para os painéis de um gerador fotovoltaico destinado ao autoconsumo poderão ser tais que não se verifica a maximização da produção anual de eletricidade no gerador e até mesmo o pico diário de produção. Contudo, a orientação e a inclinação assim definidas produzirão um deslocamento do perfil de produção do gerador fotovoltaico, relativamente ao eixo horário, tal como se ilustra na Figura 43. Este deslocamento poderá aumentar a quantidade de eletricidade autoconsumida, caso ocorra

no sentido de deslocar a produção para períodos horários de maior consumo, ainda que isso implique uma diminuição da produção total do gerador.

A Figura 43 ilustra esta situação para um caso em que, mantendo a inclinação dos painéis fotovoltaicos, se altera a respetiva orientação de 0° em azimute (curva azul), a qual representa a orientação que maximiza a produção, para um azimute de 60° (curva verde). Note-se que este deslocamento conduz a uma redução da energia autoconsumida nas primeiras horas de produção do dia, traduzida pela área sombreada a amarelo. Porém, há um aumento do autoconsumo a partir das 13 horas e trinta minutos, espelhado na área sombreada a castanho. Assim, uma vez que o autoconsumo é o principal responsável pelo benefício económico (como adiante se explica), e considerando que o consumidor possui um tarifário elétrico com preço não variável ao longo do tempo (tarifa simples), a curva de produção a verde (correspondente ao azimute de 60°) seria a que traria maior retorno económico.

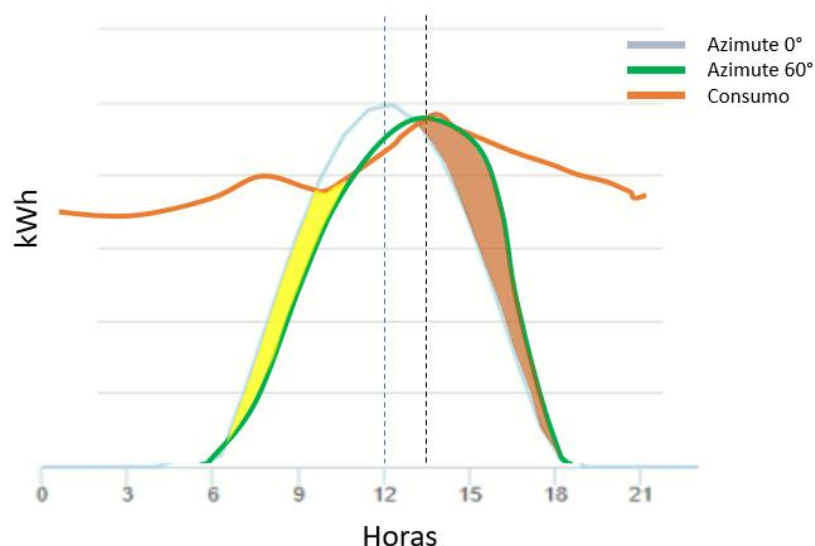


Figura 43 - Efeito da alteração da orientação dos painéis fotovoltaicos na energia autoconsumida

Porém, esta análise é mais complexa se o tarifário elétrico do consumidor encerrar preços para a eletricidade variáveis ao longo das horas do dia (tarifário bi-horário, tri-horário, etc.). Nestes casos, apenas existirá um benefício para o consumidor se o produto entre o aumento do valor da energia autoconsumida e o preço do kWh no período em que se verifica esse aumento, superar o produto da energia que deixa de ser autoconsumida pelo respetivo preço no período em que esse autoconsumo é diminuído.

A Figura 44 ilustra novamente um caso da alteração da orientação dos painéis de 0° para 60° , mas assumindo agora que o autoconsumo nas duas situações é idêntico. Assume-se ainda que a IC possui um tarifário tri-horário para a compra de eletricidade. Neste caso, a determinação do valor económico resultante do autoconsumo deve ter em consideração o valor da eletricidade em cada período tarifário (sendo superior nos

períodos de ponta assinalados a vermelho no gráfico e menor nos períodos de vazio e supervazio assinalados a verde).

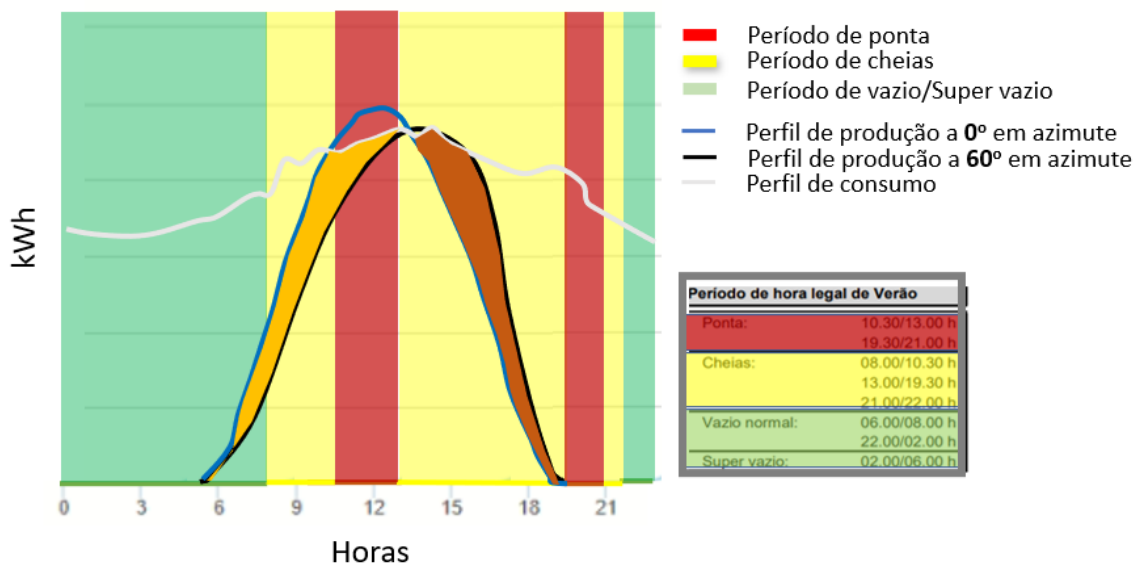


Figura 44 – Ilustração do valor económico da eletricidade em tarifa tri-horária

Com a análise da Figura 44 pode-se afirmar que o melhor posicionamento (orientação e inclinação) dos painéis fotovoltaicos de um gerador fixo pode não corresponder necessariamente aquele que resulta no valor mais elevado de energia autoconsumida. Efetivamente, o melhor posicionamento dos painéis será também condicionado pelo valor do benefício gerado pela energia autoconsumida, ou seja, pelo preço da eletricidade ao longo do tempo.

Este capítulo apresenta uma proposta de um modelo que permite definir o gerador economicamente mais adequado para uma determinada situação de autoconsumo. Esta definição consiste no estabelecimento da potência de pico a instalar no gerador bem como da orientação e a inclinação dos painéis fotovoltaicos. A Figura 45 mostra as principais entradas e saídas do modelo.

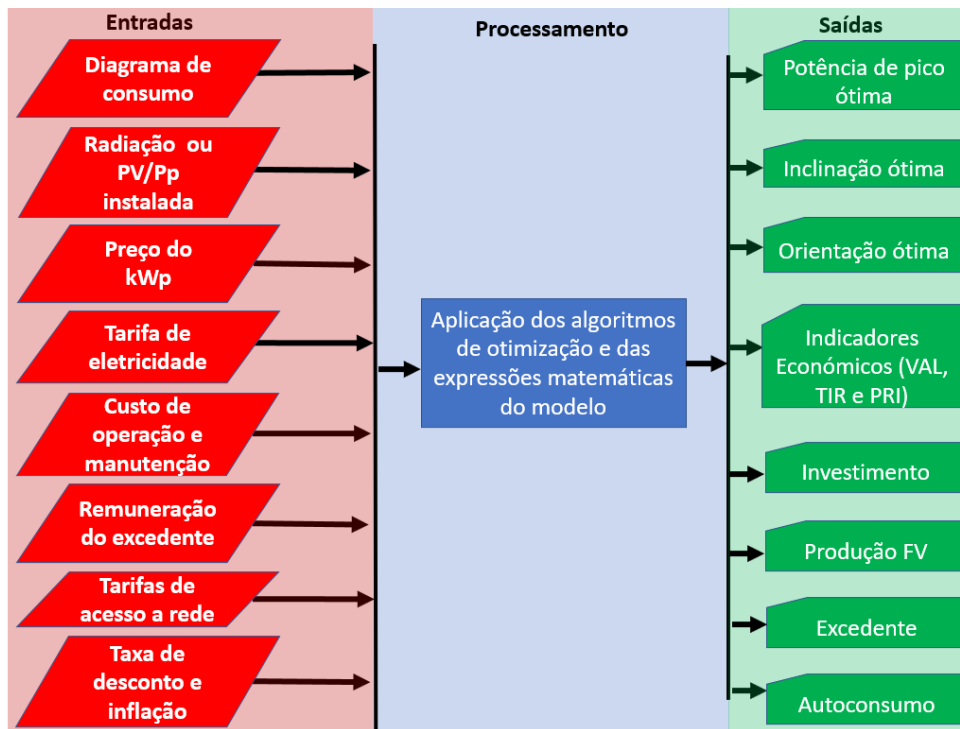


Figura 45 – Principais entradas e saídas do modelo

O modelo proposto permite determinar, para cada combinação de inclinação e orientação dos painéis fotovoltaicos, a curva que relaciona a potência instalada como o indicador económico que avalia o respetivo desempenho (no caso o Valor Atualizado Líquido do investimento - *VAL*), tal como mostrado na Figura 46. O ponto assinalado nesta Figura (com a circunferência de cor verde) fornece a melhor potência a instalar para este exemplo (eixo das abcissas) bem como o *VAL* respetivo (eixo das ordenadas).

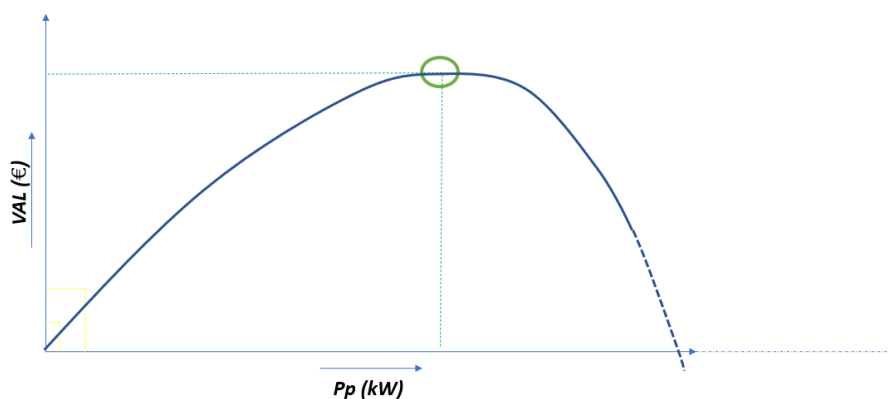


Figura 46 – VAL em função da potência instalada para 1 combinação de inclinação e orientação.

O modelo terá de produzir curvas similares à da Figura 46 para cada combinação de orientação e inclinação dos painéis solares fotovoltaicos. A Figura 47 apresenta, a título de exemplo, um gráfico onde se relacionam a inclinação (eixo X) e orientação (eixo Y) dos painéis, a potência instalada no gerador (barra de cores) e os valores do *VAL*

correspondentes (eixo Z). Note-se que a consideração de todas as combinações entre potência instalada, orientação e inclinação dos painéis permitirá obter a combinação mais adequada para a IC em que se pretende instalar o gerador fotovoltaico. Para o exemplo apresentado na Figura 47, a combinação que maximiza o VAL está indicada com a linha vertical vermelha.

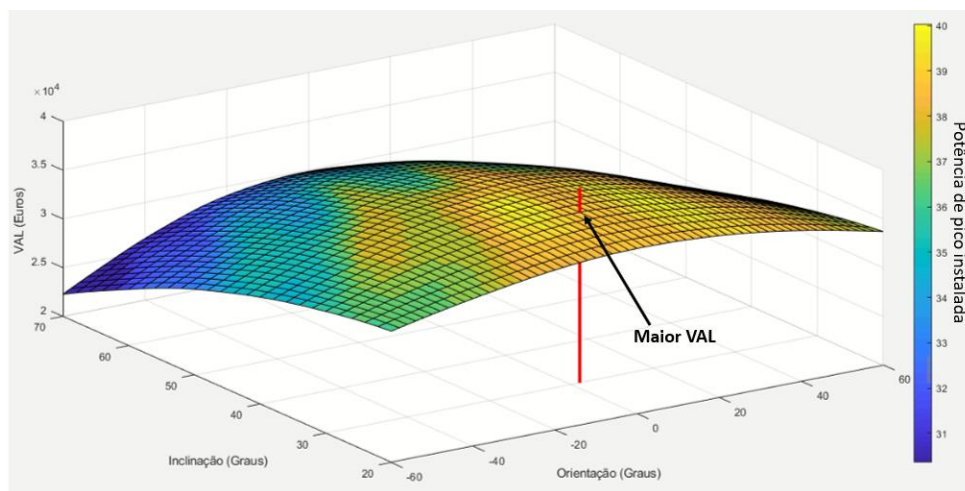


Figura 47 – Determinação da melhor combinação de orientação, inclinação e potência

Nas secções que se seguem, descreve-se a metodologia utilizada para proceder à avaliação económica de cada combinação de potência instalada e inclinação e orientação dos painéis fotovoltaicos, bem como cada um dos parâmetros utilizados nessa avaliação (evidenciados na Figura 45).

4.2 Metodologias para avaliação económica

O investimento num gerador fotovoltaico (ou em qualquer outro bem) é considerado como adequado se esse investimento gerar a recuperação integral do capital investido acrescido de um excedente económico mínimo estabelecido pelo investidor. Este excedente deve, no mínimo, corresponder à rentabilidade de outras alternativas de investimento com o mesmo risco existentes no mercado.

Na prática, a avaliação económica de um projeto de investimentos consiste em identificar todos os fluxos de dinheiro (*cash-flows*) gerados pelo projeto ao longo do seu período de vida útil e na aplicação de metodologias de avaliação que permitem aferir se o projeto é ou não viável [34].

Existem diversas metodologias que permitem aferir a viabilidade de um projeto de investimento, sendo que as mais comuns o método do Valor Atualizado Líquido (VAL), a determinação da Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) do projeto e o Prazo de Retorno do Investimento (PRI) [34].

4.2.1 Valor Atualizado Líquido (VAL)

O método do VAL é um dos mais utilizados na avaliação económica de investimentos. Neste método são determinados os fluxos de caixa (“cash flow” – CF) para cada ano do período de vida do investimento, sendo que estes fluxos de caixa traduzem a diferença entre os benefícios e os custos anuais resultantes do investimento.

No caso particular da avaliação do investimento num gerador fotovoltaico, o fluxo de caixa anual resulta da diferença entre os benefícios originados pela valorização da eletricidade produzida (autoconsumo e exportação) e os custos de operação e manutenção (O&M) que o gerador implica. Note-se que os valores do fluxo de caixa para os sucessivos anos do período de vida do investimento são atualizados a um mesmo momento no tempo, frequentemente o início do investimento, utilizando uma taxa de desconto adequada. Adicionalmente, a evolução esperada para o preço da eletricidade e dos custos de operação e manutenção deve também ser contabilizada, utilizando para o efeito as taxas de crescimento de preços (inflação) expectáveis. O VAL do investimento é então obtido pelo somatório dos fluxos de caixa anuais, devidamente atualizados e afetados do crescimento anual de preços, com o investimento inicial (valor negativo, uma vez que se trata de uma saída de capital), tal como se ilustra na expressão 1.

$$VAL = -INV + \sum_{t=1}^T \left(\frac{B_{Anual} \times (1 + te)^{(t-1)} - Custo_{Anual} \times (1 + tg)^{(t-1)}}{(1 + r)^{(t-1)}} \right) \quad (1)$$

sendo: INV o investimento inicial no gerador fotovoltaico, em €;

T o período de vida do investimento, em anos;

B_{Anual} o benefício anual produzido pelo investimento, em €;

$Custo_{Anual}$ o custo anual resultante do investimento, em €;

te a taxa de crescimento no preço da eletricidade, em %;

tg a taxa de crescimento no preço da O&M, em %;

r a taxa de atualização, em %.

A avaliação do desempenho económico do investimento é consumada através da análise do VAL obtido, sendo que: i) $VAL \geq 0$ significa que o investimento é economicamente interessante, uma vez que assegura uma rentabilidade igual ($VAL = 0$) ou superior ($VAL > 0$) ao estabelecido pelo investidor; ii) $VAL < 0$ significa que o investimento não proporciona a rentabilidade desejada pelo investidor, pelo que não é recomendado.

Note-se que, nesta análise, a taxa de atualização permite referenciar todos os valores financeiros ao mesmo momento temporal, constituindo-se ainda como a rentabilidade mínima a ser alcançada com o investimento. Naturalmente que, quanto maior for a taxa de atualização utilizada na avaliação, menor será o VAL dos projetos,

dado que passa a exigir uma rentabilidade do projeto de investimento superior. Assim, a taxa de atualização deve ser definida tendo em consideração a remuneração que os investidores esperam receber em outra qualquer aplicação alternativa de capital com risco associado ao investimento similar.

4.2.2 Taxa Interna de Rentabilidade (*TIR*)

A *TIR* é um indicador que deriva do *VAL*. Na realidade, a *TIR* é a taxa de atualização necessária para que o *VAL* de um determinado investimento seja, no final da sua vida, nulo. Note-se que, num investimento com $VAL > 0$, a *TIR* será superior ao valor da taxa de atualização r utilizada no cálculo desse mesmo *VAL*, tal como se ilustra na Figura 48. A *TIR* será inferior à taxa de atualização se o investimento apresentar um $VAL < 0$. Caso o *VAL* do investimento seja nulo, a *TIR* será exatamente igual à taxa de atualização utilizada no cálculo do *VAL*.

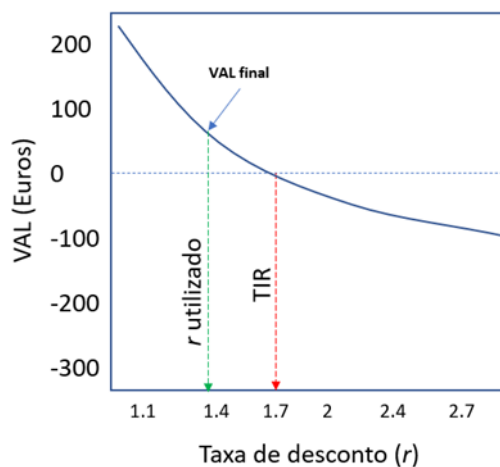


Figura 48 – Ilustração gráfica do cálculo da *TIR*

O critério de decisão sobre a aceitação de um determinado investimento, com base na *TIR*, é o de aceitar os projetos que apresentem uma *TIR* igual ou superior à remuneração mínima que o investidor aceita. Esta remuneração mínima, tal como anteriormente explicitado, deve ser definida tendo em consideração a remuneração de alternativas de investimento com risco similar ao do investimento em avaliação.

4.2.3 Período de retorno do Investimento (*PRI*)

Alguns investidores tomam decisões relativas a investimentos tendo como critério o tempo necessário à recuperação do investimento realizado, ou seja, o prazo necessário para que os benefícios acumulados originados pelo investimento igualem a soma do investimento com o custo cumulativo, tornando assim o *VAL* nulo. O tempo necessário

para que tal situação se verifique é designado por Período de Retorno do Investimento (*PRI*), sendo também frequentemente designado por “*Payback Time*”.

O cálculo do *PRI* pode ser efetuado de diversas formas, em particular pode ser calculado tendo em consideração a atualização dos fluxos financeiros a um mesmo período temporal ou sem essa atualização (cálculo feito com valores nominais), sendo que o valor do *PRI* será diferente nas duas situações (e tanto mais diferente quanto maior for a taxa de atualização considerada).

O cálculo do *PRI* efetuado com a consideração da atualização dos fluxos financeiros determina a existência de uma relação direta com o *VAL*. A Figura 49 ilustra um exemplo de comportamento do *VAL* ao longo do tempo até ao final de vida útil do projeto. O ano em que se verifica a transição do *VAL* parcial, calculado até esse ano, para positivo é aquele que determina o *PRI*.

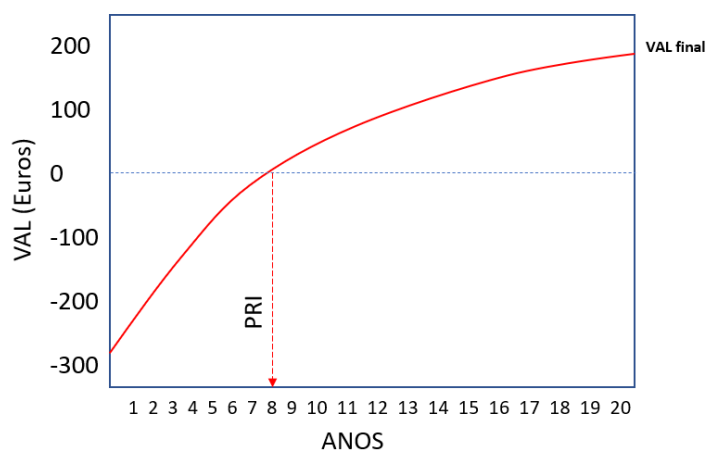


Figura 49 – Ilustração do comportamento típico do *VAL* no tempo de vida do projeto

4.3 Determinação dos benefícios

4.3.1 Generalidades

Os benefícios económicos resultantes da instalação de gerador fotovoltaico em regime de autoconsumo decorrem do valor económico da eletricidade gerada que é autoconsumida bem como do valor económico da eletricidade gerada que é injetada na rede (caso esta seja sujeita a remuneração). A determinação das quantidades de energia autoconsumida e injetada na rede pode ser determinada, como anteriormente referido,

através da sobreposição dos perfis de consumo e de produção, tal como se ilustra Figura 50 para um hipotético dia do ano.

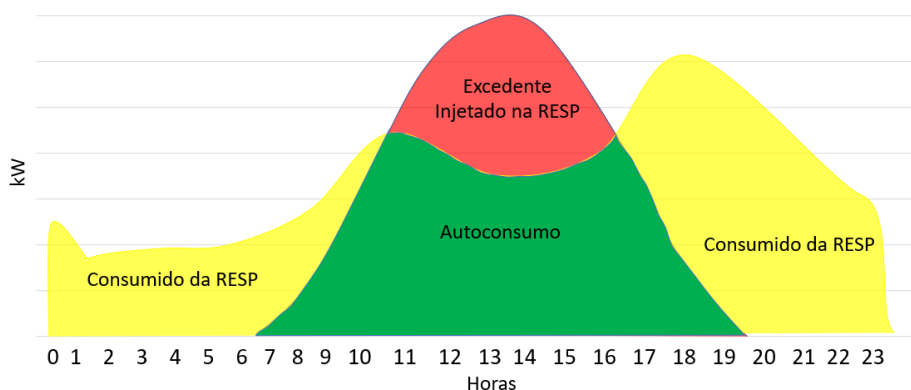


Figura 50 – Determinação de energia autoconsumida e injetada na RESP.

Note-se que a valorização da energia produzida (seja autoconsumida ou injetada na RESP) é determinada tendo em consideração períodos bem definidos. No caso concreto de Portugal, a determinação da energia autoconsumida e injetada na rede é efetuada considerando períodos de integração de potência iguais a 15 minutos.

4.3.2 Obtenção do perfil de consumo

Uma das entradas mais importantes para o modelo proposto neste trabalho é o perfil de consumo agregado para as várias instalações de consumo envolvidas no projeto de autoconsumo coletivo, uma vez que este influencia significativamente a potência a instalar no(s) gerador(es) partilhado(s).

O perfil para uma determinada instalação pode ser obtido com recurso a informação de consumo eventualmente existente, relativa a um ou mais anos de funcionamento da instalação. Esta informação está disponível para consumidores que possuam já instalados contadores inteligentes de energia, os quais permitem, em Portugal, recolher informação sobre a energia/potência em cada período de 15 minutos. A Figura 51 mostra, para um determinado consumidor, a evolução da potência ativa média absorvida da rede elétrica, em cada período de 15 minutos, ao longo de 12 dias do ano (1 dia por mês). Note-se que o valor de energia absorvida por este consumidor é facilmente obtido através do produto da potência média em cada período de 15 minutos pelo fator 0,25 hora (correspondente a 15 minutos).

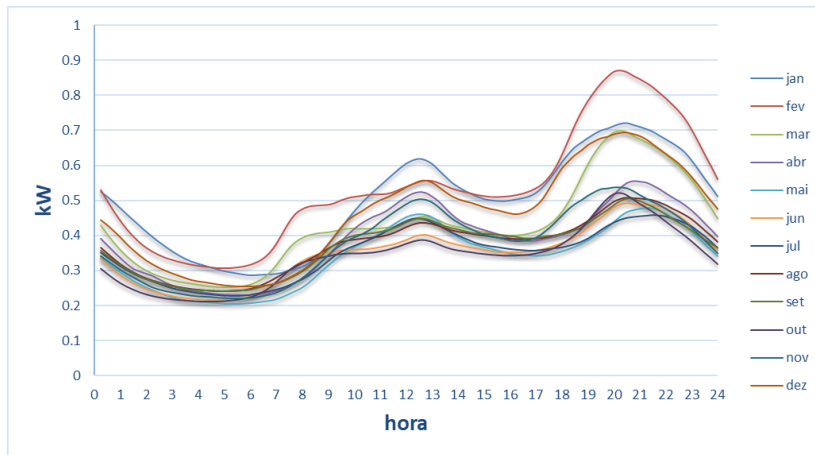


Figura 51 – Exemplo de perfis de consumo

O perfil agregado representativo do perfil de consumo de várias instalações de utilização pode ser obtido pela soma, em cada período de tempo, das potências de cada consumidor, tal como se ilustra na Figura 52, considerando um dia genérico de consumo.

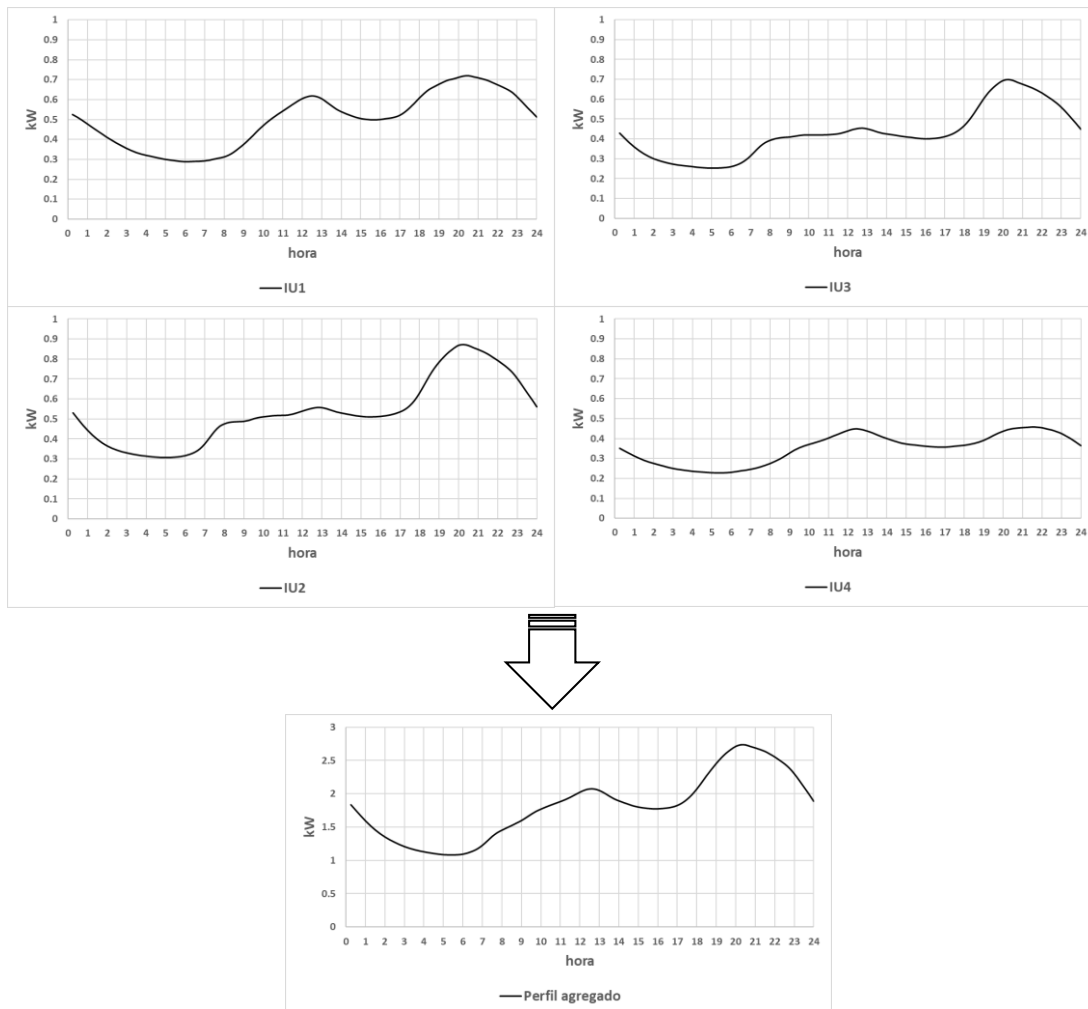


Figura 52 – Formação do perfil agregado com 4 instalações de consumo

Naturalmente que, em determinados casos, poderão existir vários perfis disponíveis para uma mesma IC, referentes a vários anos. A utilização da média dos perfis de cada instalação individual para obtenção do perfil agregado poderá, neste caso, ser uma abordagem possível. Outras metodologias poderão ser empregadas, permitindo utilizar a informação disponível para a obtenção de perfis mais robustos no que se refere à variação ao longo dos anos dos consumos para uma mesma instalação (abordagens probabilísticas, por exemplo).

4.3.3 Obtenção do perfil de produção

4.3.3.1 Bases de dados disponíveis

A estimativa da produção esperada para um determinado gerador fotovoltaico é condicionada por diversos fatores, sendo um dos mais relevantes a informação disponível sobre a irradiância solar esperada na localização em que o gerador será instalado. Esta informação pode resultar de dados de medições efetivas efetuadas na localização referida, e nas condições de instalação do gerador. Neste caso, com recurso a equipamento de medição adequado (por exemplo um piranómetro) efetuam-se medições da irradiância solar incidente durante um prazo de tempo suficientemente alargado que permita lidar não apenas com as variações diárias e sazonais da irradiância solar, mas também com as variações que ocorrem de ano para ano. Este procedimento, tendo em consideração o referido, torna-se pouco prático. Em consequência, é cada vez mais comum a utilização de dados obtidos por satélite, os quais permitem estimar a irradiância solar que chega a uma determinada superfície da Terra.

A utilização de informação recolhida por satélite tem a vantagem de facultar dados para toda a área coberta pelas imagens de satélite e, frequentemente, para um número alargado de anos. A principal desvantagem deste procedimento é que os dados obtidos podem não ser tão precisos como aqueles que resultam de medições efetivas. Efetivamente, para além da neve que pode ser confundida com nuvens, existe a necessidade de estimar os valores através de algoritmos complexos, cujo resultado depende de dados relacionados com o vapor de água, a poeira, as partículas em suspensão e o ozono presentes na atmosfera. Apesar destas dificuldades, no geral, a precisão dos dados de irradiância solar baseados em satélite é muito boa.

Atualmente existem diversas bases de dados de irradiância solar disponíveis e acessíveis na internet, tanto pagas quanto gratuitas. O *Meteonorm* é considerada uma das fontes de dados meteorológicos mais robusta [35], sendo que incorpora procedimentos de cálculo e dados meteorológicos de qualquer localização no mundo [36]. Este recurso possui um extenso histórico de dados de irradiância solar, com valores desde 1981.

A NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) também disponibiliza informação sobre diversos parâmetros meteorológicos, incluindo informação sobre a irradiância solar e estimativa de potência fotovoltaica [37]. Além do histórico de dados sobre irradiância solar, com dados desde 1981, a NASA também disponibiliza dados com atraso de apenas 4 dias após o evento, com uma grelha de latitude e longitude de $0,5^\circ \times 0,5^\circ$, com recurso a interpolação e com resolução temporal de 1 hora.

O *SODA HelioClim-3* [38] é outra base de dados online que permite a obtenção de dados sobre irradiância solar, quer em termos de histórico (longo prazo) quer em tempo quase real. Esta base de dados fornece informação sobre irradiância solar em períodos de 15 minutos, sendo essa informação obtida a partir de imagens de satélites da série *Meteostat*, desde 2004, com resolução espacial de 3×3 km [39]. Os dados de irradiância solar cobrem a África, a Europa e o Oceano Atlântico.

O Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaica (*PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System*) é uma plataforma online que fornece um inventário, baseado em mapa, dos recursos da energia solar. O conjunto de dados *PVGIS* é baseado em valores de irradiância interpolados a partir de duas técnicas de medição diferentes: medições terrestres e imagens de satélite [40]. Os dados disponibilizados nesta plataforma, com origem nos satélites *METEOSAT*, cobrem a Europa, África e grande parte da Ásia. O histórico de dados compreende os anos entre 2005 e 2016, com resolução temporal de 1 hora.

A Tabela 3 mostra uma comparação entre as diversas plataformas, com bases de dados relativas à irradiância solar, referidas.

Tabela 3 – Principais características das plataformas de dados meteorológicos

Plataforma	<i>Meteonorm</i>	<i>NASA-SSE</i>	<i>SODA HelioClim-3</i>	<i>PVGIS</i>
Acesso	Pago	Gratuito	Pago	Gratuito
Frequência de dados	15 min	60 min	15 min	60 min
Irradiância solar	Sim	Sim	Sim	Sim
Estimativa de Potência Fotovoltaica	Sim	Não	Não	Sim

A plataforma *Meteonorm* apresenta como vantagens o facto de fornecer informação sobre irradiância solar em períodos de até 1 minuto bem como o facto de disponibilizar informação sobre a estimativa de potência fotovoltaica gerada através de dados de sensores espalhados pelo mundo. A desvantagem é o facto de a utilização desta plataforma implicar uma assinatura paga. A plataforma *PVGIS* é de utilização gratuita e também disponibiliza informação sobre irradiância solar e estimativa de produção fotovoltaica, embora apenas em intervalos de 1 hora. Importa ainda referir, no que concerne à plataforma *PVGIS*, que esta disponibiliza diversas bases de dados, tal como

se evidencia na Tabela 4. A Figura 53 mostra a cobertura dos satélites utilizados no *PVGIS*.

Tabela 4 – Bases de dados disponíveis na plataforma PVGIS

Base de dados	Tipo	Ano Inicial	Ano Final	Precisão espacial	Observação
PVGIS-SARAH	Satélite	2005	2016	0.05° x 0.05° (~5 km)	BD padrão para Europa, Ásia, África e América do Sul
PVGIS-NSRDB	Satélite	2005	2015	0.038° x 0.038° (~4 km)	BD padrão para as Américas
PVGIS-ERA5	Reanálise	2005	2016	0.25° x 0.25° (~25 km)	Padrão para Europa acima dos 60° do hemisfério norte
PVGIS-COSMO	Reanálise	2005	2015	0.055° x 0.055° (~5 km)	Alternativa ao PVGIS-ERAS (Alta resolução regional Europa)

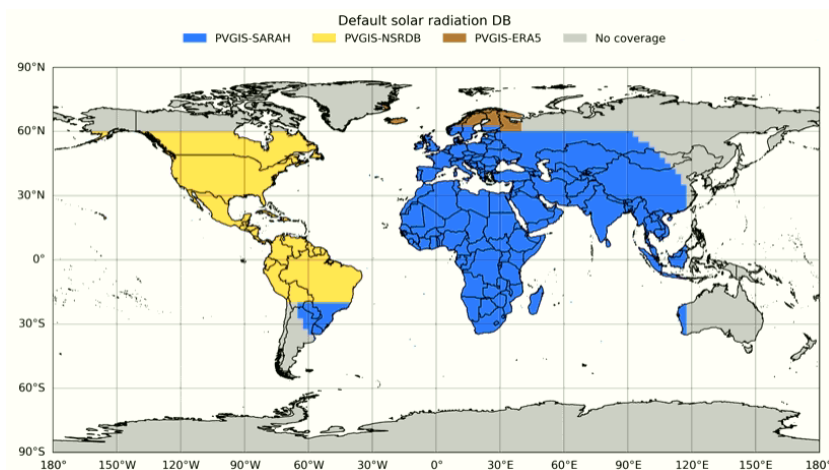


Figura 53 – Cobertura dos satélites utilizados pelo PVGIS (fonte: [41])

Como evidencia a Figura 54, a plataforma PVGIS, após definição da localização geográfica para a qual se pretende obter informação, permite [42]:

1. Avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos fixos ligados à rede;
2. Avaliar o desempenho de sistema fotovoltaicos ligados à rede e equipado com sistema de perseguição do sol;
3. Avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos isolados e dotados de sistema de armazenamento de energia;
4. Obter informação sobre valores médios mensais de irradiância solar e temperatura para cada mês ao longo de vários anos;
5. Obter informação sobre irradiância solar média e temperatura durante o dia para um dia típico de cada mês;

6. Obter uma série de dados de irradiância solar horária e/ou estimativa de potência fotovoltaica gerada, em períodos de 1 hora ao longo de vários anos;
7. A obtenção de um Ano Meteorológico Típico (*TMY – Typical Meteorological Year*) de irradiância solar, temperatura e outros dados meteorológicos.

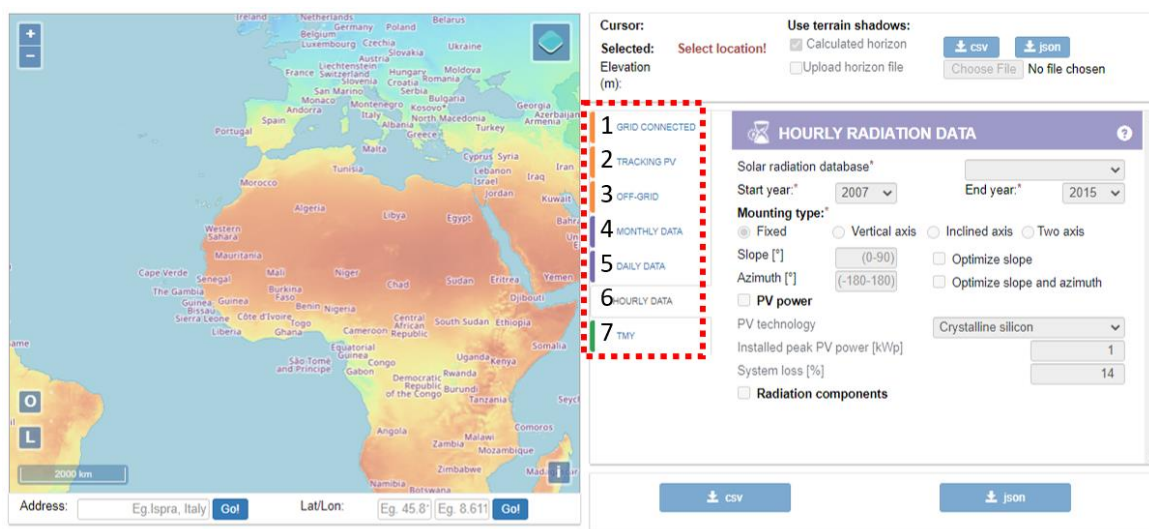


Figura 54 – Tela de inserção de dados da plataforma PVGIS [41]

4.3.3.2 Perfil de produção com recurso ao PVGIS

O perfil de produção esperada para um gerador fotovoltaico pode ser obtido com recurso a informação disponibilizada pela plataforma PVGIS, de forma direta ou através de informação relativa à irradiância solar e a um conjunto de outros valores que influenciam essa produção, nomeadamente a temperatura ambiente e a velocidade do vento. Neste caso, e tal como se evidencia na Figura 55, é necessário fornecer à plataforma algumas informações, nomeadamente [42]:

- as coordenadas da localização geográfica em que o gerador será instalado – (1);
- a base de dados que se pretende utilizar, de entre as disponíveis – (2);
- os anos inicial e final do histórico de dados que se pretende utilizar – (3);
- informação relativa ao tipo de gerador a considerar, nomeadamente no que se refere a ser fixo ou dotado de sistema de orientação dos painéis fotovoltaicos (4);
- a indicação dos valores de inclinação e orientação desejada para os painéis (no caso de gerador fixo) ou opção pela otimização destes valores (a ser efetivada pelo PVGIS) – (5);

- a indicação de que se pretende obter estimativa de potência fotovoltaica produzida – (6);
- o tipo de tecnologia fotovoltaica em utilização – (7);
- a potência de pico instalada no gerador – (8);
- a estimativa de perda nos componentes do gerador (perdas no inversor, perdas nos cabos, etc.) – (9).

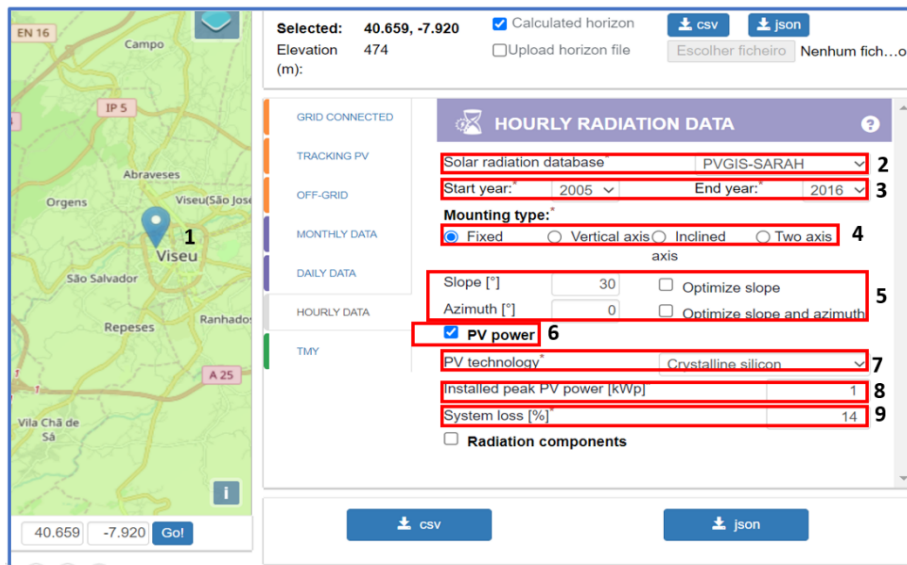


Figura 55 – Inserção de dados para simulação de potência gerada

A Figura 56 apresenta um extrato da informação recolhida na plataforma PVGIS. Esta informação, em concreto a informação sobre a irradiância solar, permite estimar a produção fotovoltaica de um determinado gerador.

Latitude (decimal degrees): 16.000
Longitude (decimal degrees): 7.920
Elevation (m): 74
Radiation database: PVGIS-SARAH
Slope: 30 deg.
Azimuth: 0 deg.
Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp): 1.0
System losses (%): 4.0

time	P	G(i)	H_sun	T2m	WS10m
20050101:0010	0	0	0	4.76	2.57
20050101:0110	0	0	0	4.09	2.57
20050101:0210	0	0	0	3.43	2.57
20050101:0310	0	0	0	2.76	2.57
20050101:0410	0	0	0	2.01	2.56
20050101:0510	0	0	0	1.25	2.56
20050101:0610	0	0	0	0.5	2.55
20050101:0710	0	0	0	0.84	2.34
20050101:0810	0	0	0	1.19	2.12
20050101:0910	190.8	228.67	10.53	1.53	1.9
20050101:1010	441.99	513.9	17.98	4.38	1.65
20050101:1110	596.36	713.79	23.35	7.24	1.39
20050101:1210	667.66	824.35	26.07	10.09	1.13
20050101:1310	688.47	852.8	25.81	10.43	1.29
20050101:1410	635.4	780.57	22.6	10.77	1.45
20050101:1510	513.12	623.48	16.83	11.12	1.61
20050101:1610	374.58	458.8	9.08	9.92	1.72
20050101:1710	0	0	-0.12	8.72	1.83
20050101:1810	0	0	0	7.52	1.93
20050101:1910	0	0	0	7.35	2.02
20050101:2010	0	0	0	7.17	2.11
20050101:2110	0	0	0	6.99	2.19
20050101:2210	0	0	0	6.66	2.4
20050101:2310	0	0	0	6.32	2.62
20050102:0010	0	0	0	5.99	2.83

P: PV system power (W)
G(i): Global irradiance on the inclined plane (plane of the array) (W/m²)
H_sun: Sun height (degree)
T2m: 2-m air temperature (degree Celsius)
WS10m: 10-m total wind speed (m/s)
Int: 1 means solar radiation values are reconstructed

PVGIS (c) European Union, 2001-2021

Figura 56 – Extrato de dados recolhidos da plataforma PVGIS

Uma forma simplista de efetuar tal estimativa consiste na utilização da expressão:

$$P_{PV} = G \times A \times n_{PV} \times (1 - p) \quad (2)$$

Onde: G é a irradiância solar que incide na área dos painéis, em W/m²;

A é área dos painéis fotovoltaicos, em m²;

n_{PV} é o rendimento estipulado de conversão fotovoltaica dos painéis utilizados no gerador, em %;

p é o valor das perdas nos cabos e sistemas de acondicionamento de potência (inversor(es)) que integram o gerador, em %.

A equação 3 pode ser reescrita de forma que se relacione a produção do gerador com a respetiva potência de pico instalada, ou seja:

$$P_{PV} = \left[\frac{n_{PV} \times (1 - p) \times G \times Pp}{v} \right] \quad (3)$$

onde: Pp é a potência de pico instalada, em W;

$v = \frac{P_{painel}}{A_{painel}}$ representa a densidade de potência dos painéis fotovoltaicos adotados

para o gerador, expressa em W/m²;

P_{painel} é a potência dos painéis adotados;

A_{painel} é a área de cada painel, em m².

Importa realçar que as expressões (2) e (3) não têm em consideração o efeito da temperatura sobre a eficiência da conversão fotovoltaica. Este aspeto, como referido anteriormente (capítulo 2), pode ser significativo, pelo que uma avaliação mais precisa da produção esperada para um determinado gerador deve incluir a sua influência. Existem vários modelos propostos na literatura que permitem internalizar o efeito da temperatura das células fotovoltaicas na eficiência da conversão fotovoltaica. Independentemente do modelo, é sempre necessário estimar a temperatura de funcionamento das referidas células ao longo do tempo de funcionamento do gerador.

O modelo de *Faiman* permite estimar a temperatura das células fotovoltaicas através da expressão [43]:

$$T_c = T_a + \left[\frac{G}{U_0 + U_1 \times v_w} \right] \quad (4)$$

Onde: T_c representa a temperatura das células fotovoltaicas, em °C;

T_a representa a temperatura ambiente, em °C;

v_w é a velocidade do vento, em m/s;

G é a irradiância solar incidente nos painéis, W/m²;

U_0 (W/°C m²) e U_1 (Ws/°C m³) são os coeficientes *Faiman* que relacionam, respetivamente, o efeito da irradiância solar e a velocidade do vento na temperatura do módulo [44].

Os valores T_a , v_w e G podem ser obtidos com recurso à informação recolhida na plataforma PVGIS, tal como se constata do extrato apresentado na Figura 56 . Note-se que a informação relativa à velocidade do vento fornecida pela plataforma PVGIS refere-se a uma altitude de 10 metros, podendo ser necessário à sua adaptação para a altitude de instalação dos painéis fotovoltaicos. Os coeficientes *Faiman*, para diferentes tecnologias fotovoltaicas, são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Coeficientes de *Faiman* para diferentes tipos de módulo [44].

	U_0	U_1
a-Si 1	25.73	10.67
a-Si 2	25.26	4.27
a-Si 3	26.16	4.25
a-Si 4	25.79	5.78
CIS 1	23.09	3.11
CIS 2	22.19	4.09
CdTe	23.37	5.44
c-Si-reference	30.02	6.28

Conhecida a temperatura da célula num determinado momento é possível calcular o fator K_t que traduz a perda da eficiência por ação da temperatura:

$$K_t = 1 + (T_c - 25) \times \gamma \quad (5)$$

Onde: γ é o coeficiente de temperatura (P_{max}) que determina a variação da potência dos painéis fotovoltaicos utilizados num gerador em função da temperatura;

Note-se que o valor de γ , que estabelece a redução de potência nos painéis por cada grau centígrado de aumento na temperatura nas células fotovoltaicas (acima da temperatura de teste em condições de teste padrão (condições STC)), é obtido nos dados técnicos fornecidos pelo fabricante dos painéis fotovoltaicos, tal como se mostra na Figura 57 [2].

DADOS ELÉTRICOS/STC*					DADOS MECÂNICOS	
CS6U	315P	320P	325P	330P	Especificação	Dados
Potência nominal máx. (P _{máx})	315 W	320 W	325 W	330 W	Tipo de célula	Policristalino, 6 polegadas
Tensão operacional ideal (V _{mp})	36,6 V	36,8 V	37,0 V	37,2 V	Organização das células	72 (6 x 12)
Corrente operacional ideal (I _{mp})	8,61 A	8,69 A	8,78 A	8,88 A	Dimensões	1.960 x 992 x 40 mm (77,2 x 39,1 x 1,57 pol.)
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	45,1 V	45,3 V	45,5 V	45,6 V	Peso	22,4 kg (49,4 lb)
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	9,18 A	9,26 A	9,34 A	9,45 A	Tampa dianteira	Vidro temperado de 3,2 mm
Eficiência do módulo	16,20%	16,46%	16,72%	16,97%	Material da estrutura	Liga de alumínio anodizado
Temperatura operacional	-40 °C ~ +85 °C				Caixa de derivação	IP67, 3 diodos
Tensão máxima do sistema	1.000 V (IEC) ou 1.000 V (UL)				Cabo	4 mm ² (IEC) ou 4 mm ² e 12 AWG 1.000 V (UL), 1.160 mm (45,7 pol.)
Desempenho do módulo	TIPO 1 (UL 1703) ou				Conectores	T4 (IEC/UL)
contra incêndio	CLASSE C (IEC 61730)				Por palete	26 peças
Classificação máx. de fusíveis da série	15 A				Por contêiner (40' HQ)	572 peças
Classificação da aplicação	Classe A				CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA	
Tolerância de potência	0 ~ + 5 W				Especificação	Dados
* Sob condições de teste padrão (STC) de irradiação de 1.000 W/m ² , espectro AM de 1,5 e temperatura de célula de 25 °C.					Coefficiente de temperatura (P _{máx})	-0,41%/°C
DADOS ELÉTRICOS/NOCT*					Coefficiente de temperatura (V _{oc})	-0,31%/°C
CS6U	315P	320P	325P	330P	Coefficiente de temperatura (I _{sc})	0,053%/°C
Potência nominal máx. (P _{máx})	228 W	232 W	236 W	239 W	Temperatura operacional nominal da célula	45±2 °C
Tensão operacional ideal (V _{mp})	33,4 V	33,6 V	33,7 V	33,9 V	* Sob temperatura operacional normal da célula (NOCT), irradiação de 800 W/m ² , espectro AM de 1,5, temperatura ambiente de 20 °C, velocidade do vento de 1 m/s.	
Corrente operacional ideal (I _{mp})	6,84 A	6,91 A	6,98 A	7,05 A		
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	41,5 V	41,6 V	41,8 V	41,9 V		
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	7,44 A	7,50 A	7,57 A	7,66 A		

Figura 57 – Exemplo de folha de dados do fabricante do painel (adaptado de [45])

Determinado o fator que traduz a perda de eficiência do fenómeno fotovoltaico por ação da temperatura, podemos calcular a potência produzida pelo gerador através de:

$$P_{PV} = \left[\frac{n_{PV} \times (1 - p) \times G \times Pp}{v} \right] \times K_t \quad (6)$$

Acrescentando o coeficiente de perdas por degradação com a idade, obtém-se:

$$P_{PV} = \left[\frac{n_{PV} \times (1 - p) \times G \times Pp}{v} \right] \times K_t \times (1 - (t - 1) \tau) \quad (7)$$

Onde: t é o ano em consideração;

τ é o coeficiente de perda de potência dos painéis devido ao envelhecimento, em %/ano.

A energia produzida num determinado período Δt pode então ser calculada por:

$$E_{PV} = \left[\frac{n_{PV} \times (1 - p) \times G \times Pp}{v} \right] \times K_t \times (1 - (t - 1) \tau) \times \Delta t \quad (8)$$

A Figura 58 evidencia, a título de exemplo, o perfil de irradiância solar (valores de G) obtido para o período de 12 anos compreendidos entre 2005 e 2016, nas condições presentes na Figura 55. Na Figura é perceptível a variabilidade da irradiância ao longo dos anos, sendo esta mais visível nos gráficos da Figura 59 que evidenciam o perfil nos primeiros sete dias de cada um dos meses identificados. A variabilidade referida coloca questões relativas à seleção do perfil de irradiância a utilizar no processo de determinação do perfil típico de produção esperada para o gerador fotovoltaico.

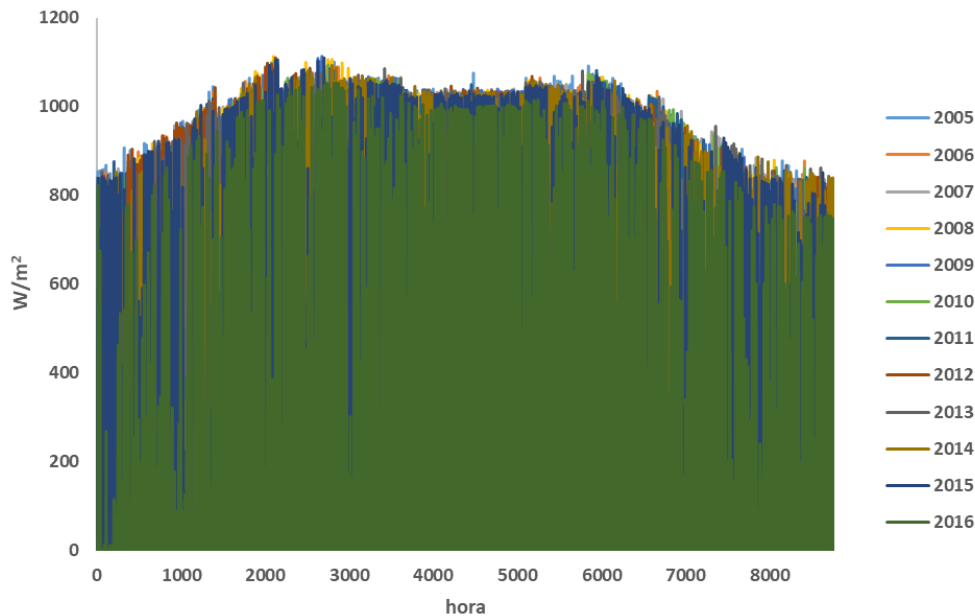


Figura 58 - Perfil de irradiância num plano com inclinação de 30° voltado a sul

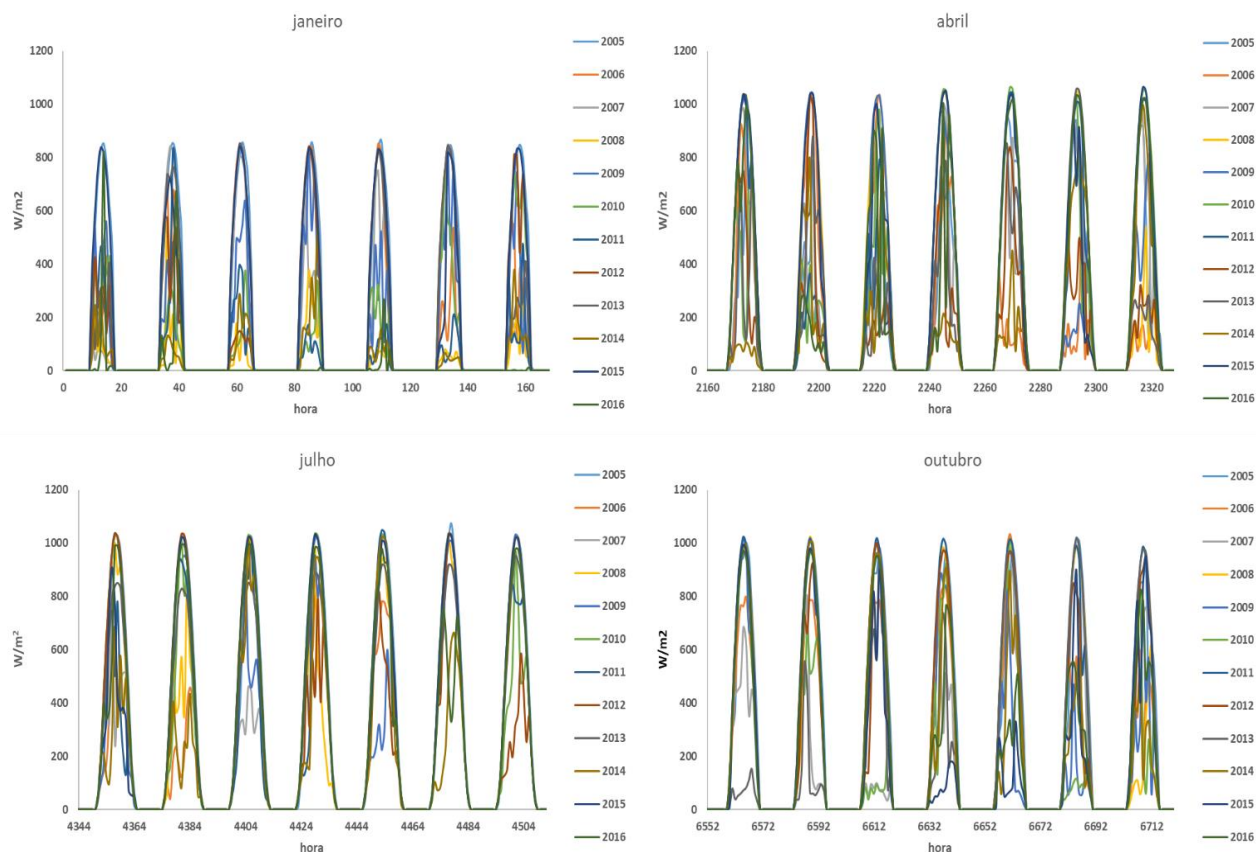


Figura 59 - Perfil de irradiância nos primeiros sete dias de cada mês

A utilização do ano meteorológico típico (*typical meteorological year – TMY*) constitui-se como uma alternativa para acomodar a variabilidade da irradiância solar, permitindo obter um perfil típico de irradiância. Efetivamente, o PVGIS permite fornecer informação sobre o ano meteorológico típico, o qual é determinado com base no procedimento descrito na norma ISO 15927-4 [19] e na utilização de dados meteorológicos referentes a um período de tempo longo (normalmente 10 anos ou mais).

A Figura 60 mostra a forma como se pode obter o ano meteorológico típico na plataforma do PVGIS, enquanto a Figura 61 mostra um extrato dos resultados fornecidos pela plataforma para a localização geográfica determinada pela latitude = 40.659° e longitude = -7.920° (situação da Figura 55). Note-se que os dados de irradiância obtidos se referem ao valor incidente num plano horizontal. Consequentemente, a informação relevante a considerar para determinar o perfil típico de irradiância a utilizar no processo de estimativa de produção de um determinado gerador fotovoltaico é aquela que respeita à indicação dos meses que integram o ano típico. Efetivamente, com base nesta informação e utilizando o procedimento anteriormente descrito para a obtenção da irradiância num qualquer plano com inclinação e orientação conhecidas (Figura 55), é possível determinar o perfil típico de irradiância aplicável a um determinado gerador

fotovoltaico fixo, tendo em consideração a orientação e a inclinação dos seus painéis. A Figura 62 mostra o perfil típico de irradiância incidente num plano com uma inclinação de 30°, voltado a sul e na localização geográfica determinada pela latitude = 40.659° e longitude = -7.920° (situação da Figura 55).

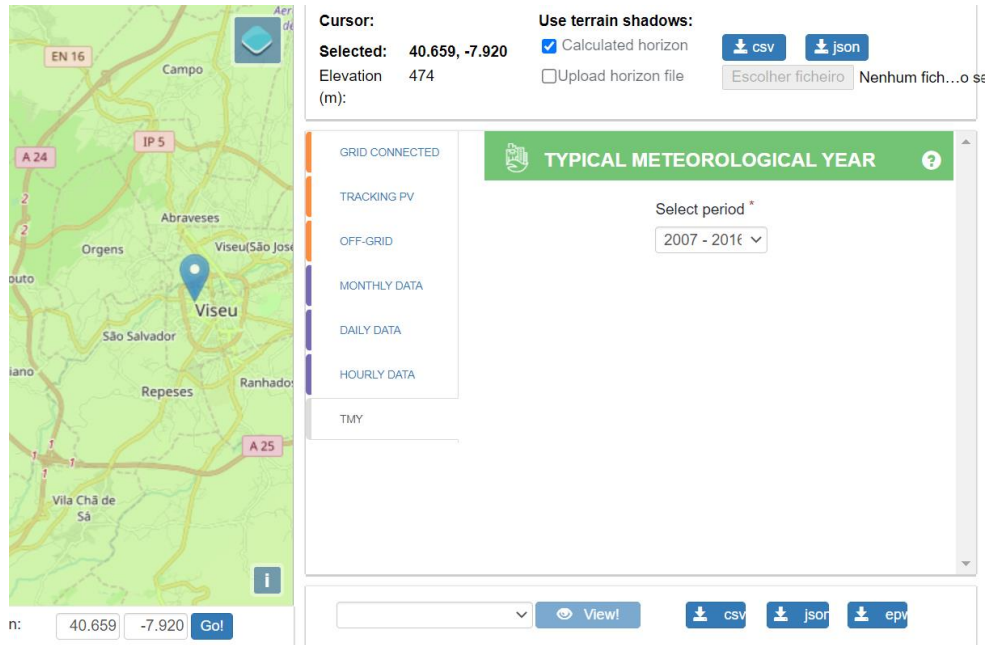


Figura 60 - Obtenção do ano meteorológico típico no PVGIS

Latitude (decimal degrees): 40.659
Longitude (decimal degrees): -7.920
Elevation (m): 474.0

month,year

- 1,2012
- 2,2014
- 3,2009
- 4,2009
- 5,2012
- 6,2014
- 7,2015
- 8,2013
- 9,2015
- 10,2014
- 11,2015
- 12,2013

time(UTC)	T2m	RH	G(h)	Gb(n)	Gd(h)	IR(h)	WS10m	WD10m	SP
20120101:0000	8.42	100	0	0	0	300.87	2.16	38	97386
20120101:0100	8.16	100	0	0	0	293.46	1.9	45	97354
20120101:0200	7.9	100	0	0	0	286.04	1.65	53	97323
20120101:0300	7.64	100	0	0	0	278.63	1.39	65	97295
20120101:0400	7.39	100	0	0	0	271.22	1.14	77	97266
20120101:0500	7.13	100	0	0	0	263.8	0.88	89	97238
20120101:0600	6.87	100	0	0	0	256.39	0.63	105	97232
20120101:0700	6.62	100	0	0	0	248.98	0.37	120	97225
20120101:0800	5.86	100	0	0	0	268.2	0.37	136	97219
20120101:0900	7.83	99.95	94	82.08	79	273.08	1.2	171	97200
20120101:1000	9.8	99.89	248	388.72	128	277.97	2.04	205	97181
20120101:1100	11.77	99.84	215	65.61	189	282.85	2.87	239	97162
20120101:1200	11.77	97.42	264	104.67	218	294.32	3.38	240	97087
20120101:1300	11.76	95.01	263	107.95	216	305.78	3.89	242	97011
20120101:1400	11.76	92.59	145	5.2	143	317.25	4.4	243	96935
20120101:1500	11.16	95.06	205	252.09	132	324.78	4.12	238	96917
20120101:1600	10.55	97.53	43	0	43	332.32	3.85	233	96898
20120101:1700	9.95	100	0	0	0	339.85	3.57	228	96879
20120101:1800	9.97	100	0	0	0	338.3	4.14	225	96860
20120101:1900	9.98	100	0	0	0	336.75	4.7	223	96841
20120101:2000	9.99	100	0	0	0	335.2	5.27	220	96822
20120101:2100	10.16	100	0	0	0	339.03	5.22	227	96822
20120101:2200	10.32	100	0	0	0	342.87	5.17	233	96822
20120101:2300	10.48	100	0	0	0	346.7	5.12	240	96822
20120102:0000	10.13	99.99	0	0	0	340.88	4.55	248	96885

T2m: 2-m air temperature (degree Celsius)

RH: relative humidity (%)

G(h): Global irradiance on the horizontal plane (W/m2)

Gb(n): Beam/direct irradiance on a plane always normal to sun rays (W/m2)

Gd(h): Diffuse irradiance on the horizontal plane (W/m2)

IR(h): Surface infrared (thermal) irradiance on a horizontal plane (W/m2)

WS10m: 10-m total wind speed (m/s)

WD10m: 10-m wind direction (0 = N, 90 = E) (degree)

SP: Surface (air) pressure (Pa)

PVGIS (c) European Union, 2001-2021

Figura 61 - Extrato de resultados do ano meteorológico típico obtidos no PVGIS

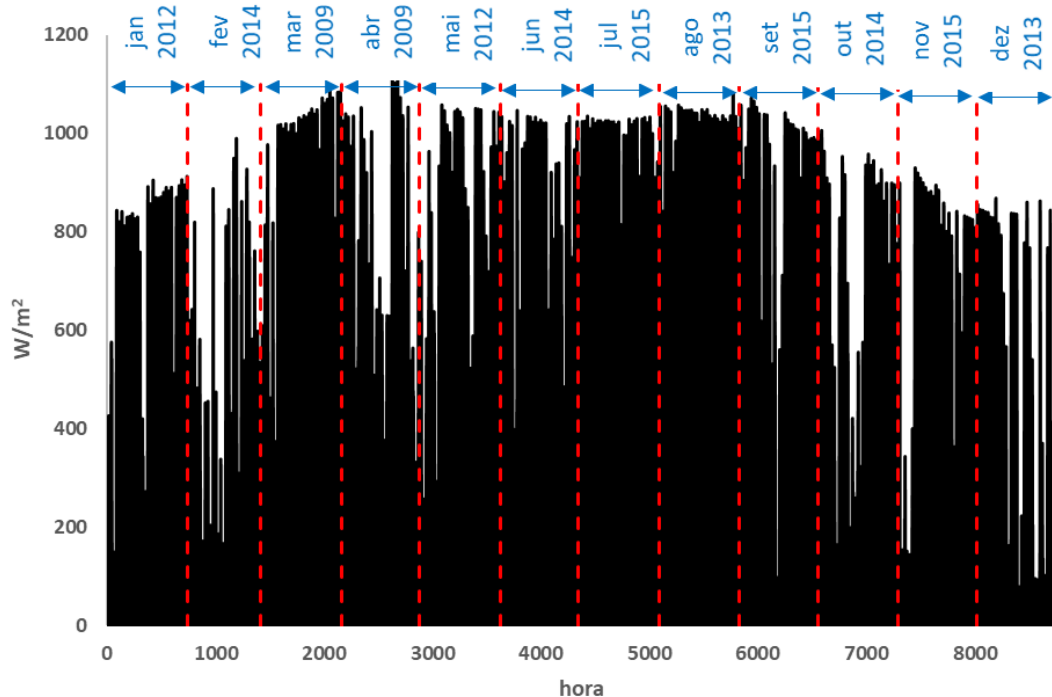


Figura 62 - Perfil típico de irradiância para uma superfície orientada a sul e com inclinação de 30°

O perfil de produção típico para um determinado gerador fotovoltaico pode também ser obtido diretamente na plataforma PVGIS, sem necessidade de utilizar o perfil típico de irradiância. Com efeito, utilizando o procedimento descrito na Figura 55 é possível obter os resultados (extrato dos resultados totais) apresentados na Figura 56. Note-se que a segunda coluna da tabela presente na Figura 56 contém o valor da potência gerada por um gerador fotovoltaico nas condições definidas na Figura 55, ou seja, gerador fixo com localização geográfica determinada pela latitude = 40.659° e longitude = -7.920°, $P_p = 1$ kW, orientado a sul e com painéis instalados com um ângulo de inclinação de 30°.

A utilização deste procedimento para a obtenção do perfil de produção esperada já contabiliza vários efeitos que influenciam a produção (alguns não considerados na metodologia anteriormente apresentada), nomeadamente:

- a parte da luz que é refletida na superfície dos painéis solares, a qual tende a aumentar para ângulos agudos de incidência da irradiância solar;
- o efeito das mudanças no espectro solar (mudanças que ocorrem com a hora do dia e com as condições meteorológicas), uma vez que os módulos fotovoltaicos são sensíveis à luz apenas dentro de uma determinada faixa de comprimentos de onda. A curva de sensibilidade é conhecida como resposta espectral, sendo que a Figura 63 mostra as curvas de resposta espectral para várias tecnologias PV.

- a temperatura das células, sendo que o PVGIS calcula esta temperatura tendo em consideração a temperatura do ar, a irradiância incidente nas células, e a velocidade do vento através do modelo descrito em [46].

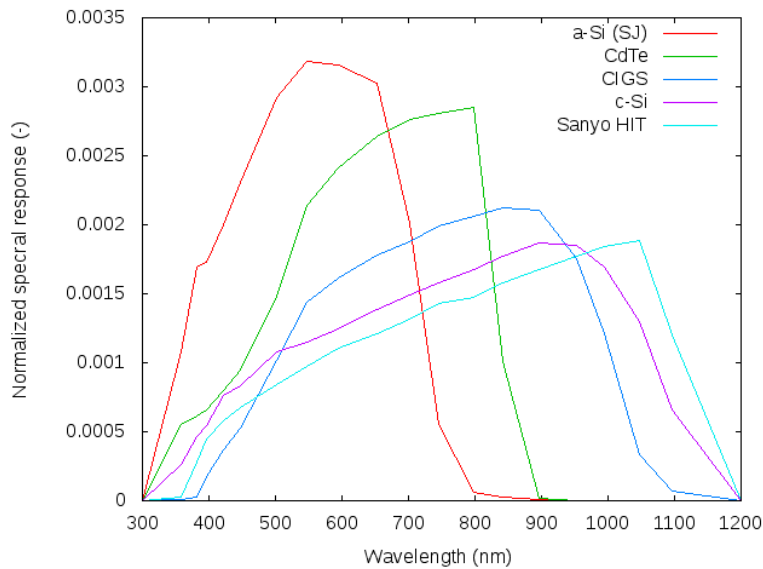


Figura 63 – Sensibilidade espectral de diferentes tecnologias fotovoltaicas [47]

A Figura 64 evidencia, a título de exemplo, o perfil de produção obtido para o período de 12 anos compreendidos entre 2005 e 2016, considerando um gerador fotovoltaico nas condições presentes na Figura 55. Tal como no perfil da irradiância, existe uma variabilidade da produção esperada ao longo dos anos, sendo esta mais visível nos gráficos da Figura 65, que evidenciam o perfil de produção nos primeiros sete dias de cada um dos meses identificados. A definição do perfil típico de produção pode também ser obtido com recurso ao ano meteorológico típico, tal como se ilustra na Figura 66.

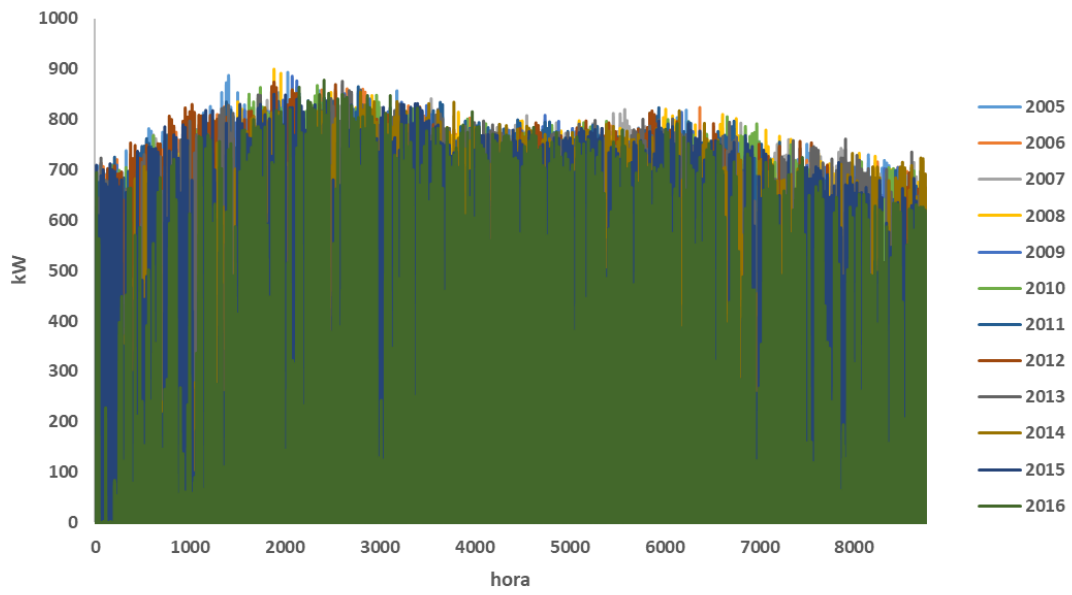


Figura 64 - Perfil de produção num plano com inclinação de 30° voltado a sul

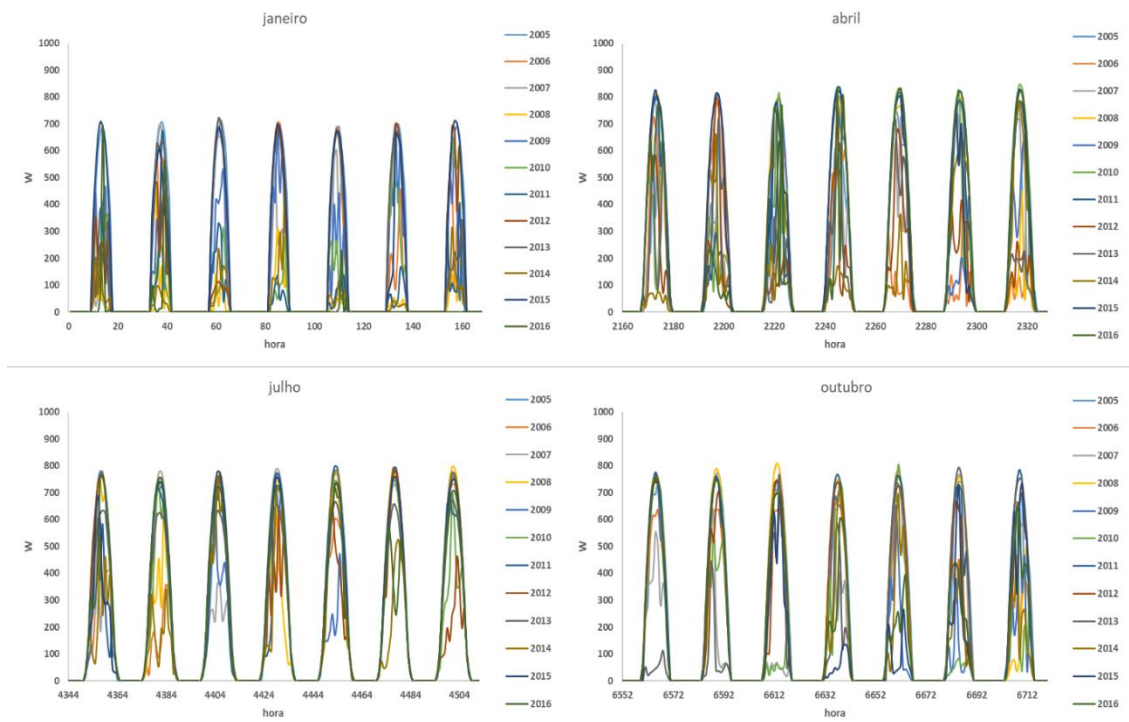


Figura 65 - Perfil de produção nos primeiros sete dias de cada um dos meses

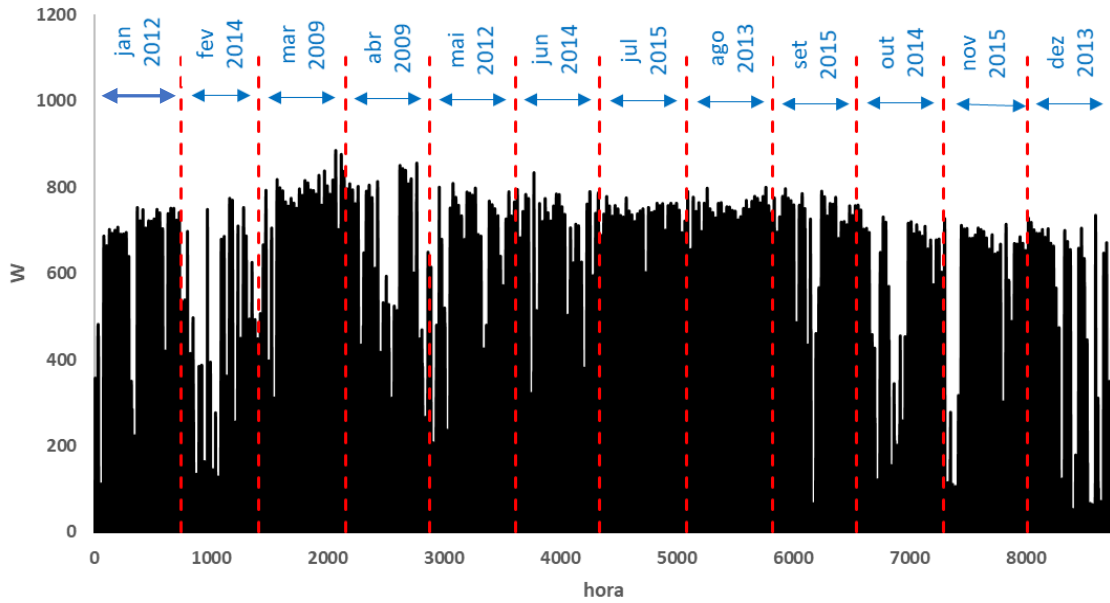


Figura 66 - Perfil típico de produção para uma superfície orientada a sul e com inclinação de 30°

Neste momento importa recordar que o PVGIS não contabiliza o efeito produzido pelo envelhecimento das células fotovoltaicas na potência e energia produzidas. Assim, como anteriormente referido, o valor da produção obtido com o PVGIS necessita de ser corrigido ao longo dos anos através da utilização de um fator de correção adequado, ou seja:

$$P_{PV,t} = P_{PV,0} \times P_p \times (1 - (t - 1) \times \tau) \quad (9)$$

onde: $P_{PV,t}$ é a potência corrigida ao longo dos anos de vida do sistema fotovoltaico, em kW;

$P_{PV,0}$ é a estimativa de potência produzida, para cada 1 kWp instalado que é fornecida pelo PVGIS sem as perdas de envelhecimento, em kW;

P_p é a potência de pico efetivamente a instalar;

t é o ano em consideração;

τ é o coeficiente de perda de potência dos painéis devido ao envelhecimento, em %/ano.

A energia produzida num determinado período ($E_{PV,t}$) pode então ser encontrada pela equação (10).

$$E_{PV,t} = P_{PV,0} \times (1 - (t - 1) \times \tau) \times \Delta t \quad (10)$$

4.3.4 Benefício da energia autoconsumida

4.3.4.1 Benefícios sem consideração de armazenamento

Conhecidos os perfis esperados de produção e de consumo, é possível determinar, para cada período Δt de cada ano, os valores esperados de eletricidade autoconsumida ($E_{AC}^{\Delta t}$) e/ou injetada na RESP ($E_{exc}^{\Delta t}$). Esta determinação é efetuada através do cruzamento entre os perfis de produção e de consumo, tal como evidenciado na Figura 67. Note-se que, se for adotado $\Delta t = 1h$, obteremos um total de 8760 períodos anuais e, para cada um destes, existirá um valor de energia autoconsumida e um valor de energia injetada na RESP (que podem ser nulos).

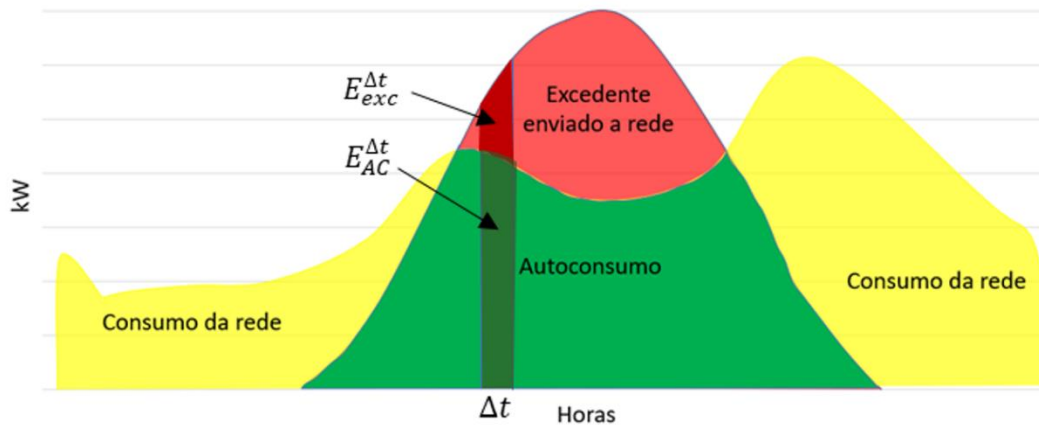


Figura 67 - Determinação de energia autoconsumida e injetada na RESP em função do tempo (Δt)

A quantidade de eletricidade autoconsumida no período Δt pode ser calculado por:

$$E_{AC}^{\Delta t} = \begin{cases} E_C^{\Delta t} & \text{se } E_C^{\Delta t} < E_{PV}^{\Delta t} \\ E_{PV}^{\Delta t} & \text{se } E_C^{\Delta t} \geq E_{PV}^{\Delta t} \end{cases}$$

sendo: $E_{AC}^{\Delta t}$ a energia autoconsumida, em kWh;

$E_C^{\Delta t}$ a energia consumida no período Δt pela IC, em kWh;

$E_{PV}^{\Delta t}$ a energia produzida no período Δt pelo gerador, em kWh;

A quantidade de eletricidade injetada na RESP (excedente de energia) pode, para um determinado período Δt , ser calculado por:

$$E_{exc}^{\Delta t} = \begin{cases} E_{PV}^{\Delta t} - E_C^{\Delta t} & \text{se } E_C^{\Delta t} < E_{PV}^{\Delta t} \\ 0 & \text{se } E_C^{\Delta t} \geq E_{PV}^{\Delta t} \end{cases}$$

A valorização da energia produzida no gerador fotovoltaico pode ser calculada por:

$$B_{PV} = \sum_{\Delta t} E_{AC}^{\Delta t} \times V_{E,AC}^{\Delta t} + \sum_{\Delta t} E_{exc}^{\Delta t} \times V_{E,exc}^{\Delta t} \quad (11)$$

onde: B_{PV} é o benefício anual da energia produzida no gerador, em €;
 $E_{AC}^{\Delta t}$ é a energia autoconsumida pela IC no período Δt , em kWh;
 $V_{E,AC}^{\Delta t}$ é o valor da energia autoconsumida pela IC no período Δt , em €/kWh;
 $E_{exc}^{\Delta t}$ é a energia excedente injetada na rede no período Δt , em kWh;
 $V_{E,exc}^{\Delta t}$ é o valor da energia injetada na RESP, em €/kWh.

O valor $V_{E,AC}^{\Delta t}$ corresponde, portanto, ao preço que as IC pagariam pela eletricidade consumida caso esta fosse adquirida um comercializador. Note-se que, em função do tarifário aplicável para aquisição de eletricidade a um comercializador, o valor $V_{E,AC}^{\Delta t}$ pode variar ao longo do tempo (tarifário simples, bi-horário, tri-horário, etc.). Importa ainda referir que o valor $V_{E,AC}^{\Delta t}$ pode também encerrar custos relacionados não exclusivamente com a energia. Por exemplo, em Portugal e para determinados consumidores, está previsto o conceito de potência em horas de ponta, que faz com que o preço do kWh de eletricidade consumida em horas de ponta corresponda a:

$$V_{E,AC}^{\Delta t,ponta} = p_E^{ponta} + \frac{1}{N_{ponta}} \times p_p^{ponta} \quad (12)$$

sendo: $V_{E,AC}^{\Delta t,ponta}$ o valor da eletricidade autoconsumida em períodos Δt coincidentes com horas de ponta, em €/kWh;

p_E^{ponta} o preço da eletricidade adquirida ao comercializador em horas de ponta, em €/kWh;

N_{ponta} o número de horas de ponta no mês do autoconsumo da energia, em horas;

p_p^{ponta} o preço da potência em horas de ponta, em €/kW.

O valor $V_{E,exc}^{\Delta t}$ depende da forma como a energia excedente é transacionada pela entidade gestora do autoconsumo coletivo. Em Portugal, e de acordo com o previsto do Decreto-Lei 162/2019 de 25 de outubro de 2019, a energia excedente pode ser transacionada: i) em mercado organizado ou bilateral, incluindo através de contrato de aquisição de energia renovável; ii) através do participante no mercado contra o pagamento de um preço acordado entre as partes; iii) através do facilitador de mercado (comercializador que estiver sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado). Independentemente da forma de transação da energia excedente, o valor $V_{E,exc}^{\Delta t}$ tende a ser significativamente inferior ao valor da energia autoconsumida, $V_{E,AC}^{\Delta t}$.

4.3.4.2 Influência do armazenamento de energia no benefício

O enquadramento do autoconsumo pode, como é a situação que se verifica em Portugal, permitir o armazenamento de energia para posterior autoconsumo. Neste caso, tal como se evidencia na Figura 68, a energia excedente em determinados períodos (ou parte desta) será armazenada e posteriormente autoconsumida em períodos em que o consumo seja superior à produção.

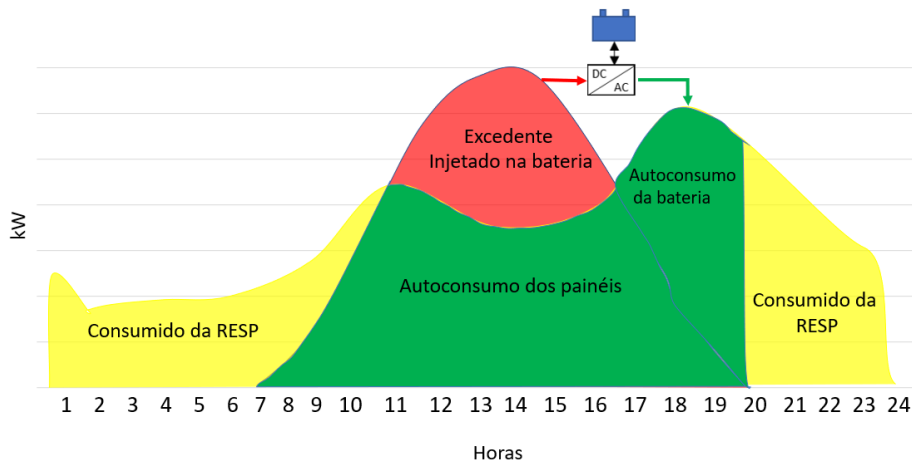


Figura 68 – Utilização do armazenamento para aumentar o autoconsumo

O benefício gerado pela implementação de armazenamento resulta da combinação entre os efeitos do aumento da energia autoconsumida e da redução da energia injetada na RESP. Importa neste contexto clarificar que nem toda a energia excedente enviada para o sistema de armazenamento se converterá em energia autoconsumida. Com efeito, parte dessa energia será perdida no processo de armazenamento, em particular durante a carga e a descarga do sistema de armazenamento, ou seja:

$$E_{AC}^{Arm} = \eta_{Arm} \times E_{exc} \quad (13)$$

Onde: E_{AC}^{Arm} é a energia armazenada que é autoconsumida, em kWh;

η_{Arm} é o rendimento do processo de armazenamento, em %;

E_{exc} é a energia excedente enviada para o sistema de armazenamento, em kWh.

Note-se que a valorização da energia produzida no gerador fotovoltaico partilhado continua a ser calculado com recurso à expressão 11, mas tendo em consideração o efeito da redução no valor da energia injetada na rede e o aumento da energia autoconsumida.

Por outro lado, a implementação de um sistema de armazenamento gera um aumento considerável no investimento e potencialmente dos custos de operação e manutenção, em particular os relacionados com a eventual substituição das baterias utilizadas, o qual pode deteriorar os indicadores económicos ou até mesmo tornar inviável, do ponto de vista económico, este tipo de solução. O dimensionamento económico com inclusão de armazenamento implica determinar o equilíbrio entre a

potência de pico instalada e a capacidade da bateria que trará melhorias nos indicadores económicos descritos na Seção 4.2 deste capítulo.

4.4 Determinação dos custos

Os custos relacionados com o gerador fotovoltaico podem ser subdivididos em duas categorias: o investimento e os custos de operação e manutenção.

4.4.1 Investimento

O investimento a realizar numa instalação é condicionado por diversos fatores, nomeadamente pela potência a instalar e pelo tipo de superfície (telhado ou solo) em que essa instalação efetivamente ocorrerá.

A dimensão, em termos de potência fotovoltaica instalada, influencia o investimento de forma significativa, sendo que o custo por unidade de potência instalada tende a diminuir com o aumento desta. O gráfico Figura 69 mostra o preço por kWp instalado para potências instaladas entre 1 e 200 kWp [48], sendo possível constatar que o preço do kWp varia até 18%.

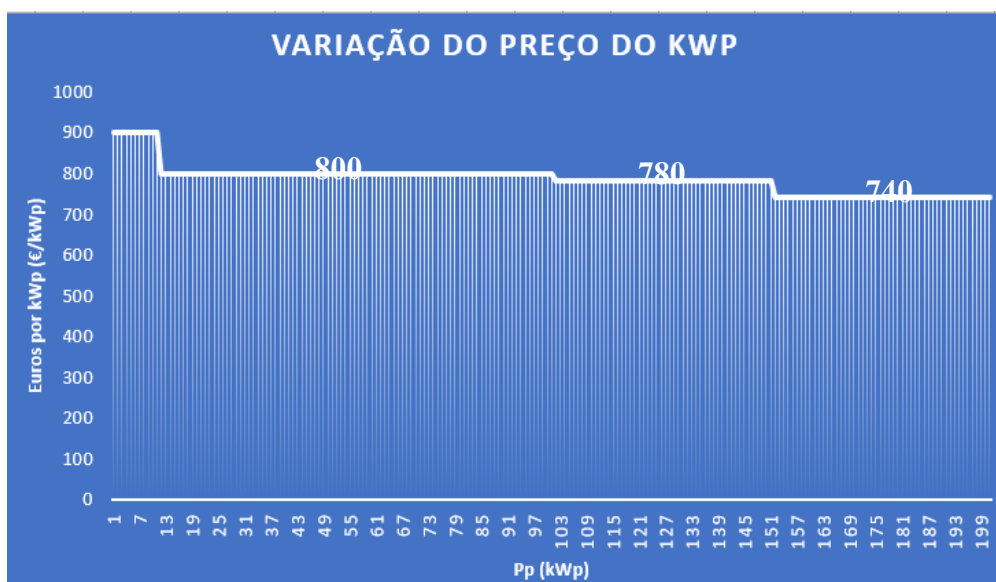


Figura 69 - Variação do preço do kWp em função da potência instalada (fonte: [48])

O investimento, para além dos custos relacionados com a construção do gerador, deve ainda contabilizar eventuais custos de registo da instalação (C_r), que em Portugal são estabelecidos na legislação aplicável e que constam da Tabela 6.

Tabela 6 - Custo atual de registo de UPAC

Procedimento	Potência (kW)	Registo de UPAC com injeção na RESP	Registo de UPAC sem injeção na RESP
Apreciação do pedido de registo	≤ 30 kW	Isento	Isento
	> 30 kW e ≤ 100 kW	200 €	140 €
	> 100 kW e ≤ 250 kW	400 €	240 €
	> 250 kW e ≤ 1000 kW	600 €	400 €
Apreciação do pedido de certificado de exploração com inspeção DGEG	> 30 kW e ≤ 250 kW	240 €	240 €
	> 250 kW e ≤ 1000 kW	360 €	360 €

No caso de o gerador fotovoltaico ser dotado de sistema de armazenamento deve ainda ser considerado o investimento relacionado com esse sistema. Com adição do sistema de armazenamento o investimento inicial dependerá não apenas da potência de pico instalada a instalar no gerador fotovoltaico, mas também dependerá do custo do sistema de armazenamento, o qual dependerá significativamente da capacidade de armazenamento de energia do sistema. Tal como acontece com o custo do kWp de potência instalada no gerador fotovoltaico, o custo do kWh de capacidade de armazenamento também varia em função dessa mesma capacidade.

Assim, o investimento inicial para instalação de um gerador fotovoltaico pode ser determinado pela expressão (14).

$$INV = P_p \times V_{kWp}(P_p) + C_{Bat} \times V_{kWh_{Bat}}(C_{Bat}) + C_r(P_p) \quad (14)$$

sendo: INV o investimento no gerador fotovoltaico, em €;

P_p a potência instalada no gerador, em kWp;

$V_{kWp}(P_p)$ o valor a pagar por cada kWp instalado, o qual é função da potência instalada, em €/kWp;

C_{Bat} é a capacidade do banco de baterias instaladas, em kWh;

$V_{kWh_{Bat}}(C_{Bat})$ é o valor a pagar por cada kWh de armazenamento instalado, o qual é função da capacidade instalada, em €/kWh;

$C_r(P_p)$ o custo do registo da instalação, função da potência instalada, em €.

4.4.2 Custos de operação e manutenção

Um sistema fotovoltaico sem armazenamento tende a apresentar pouca exigência de manutenção, resumindo-se esta às manutenções periódicas aos painéis (limpeza destes), aos inversores (verificam do estado), à estrutura de fixação e suporte e aos armários/quadros de ligações. O período entre as manutenções periódicas dos painéis pode variar entre 6 meses e um ano, dependendo da exposição a poeiras e poluição na localização do gerador.

Os custos anuais de manutenção são estimados com base em valores típicos de mercado, sendo frequente a consideração de um valor em torno de 1% do investimento [49].

A vida útil dos painéis fotovoltaicos é de 20 a 25 anos, pelo que os custos relacionados com a sua substituição devido ao fim de vida útil não são, frequentemente, contabilizados. Os inversores, por sua vez, podem apresentar uma expectativa de vida útil mais curta (10 a 15 anos), dependendo do modelo [50], podendo ter de ser substituídos antes do final da vida do investimento. Neste caso, importa considerar os custos da substituição destes componentes por forma a assegurar uma correta avaliação económica. O mesmo se passa com outros elementos menos relevantes em termos de custos como é o caso, por exemplo, dos sistemas descarregadores de sobretensão que podem ter de ser substituídos ao longo da vida do gerador fotovoltaico.

No caso dos sistemas dotados de armazenamento de energia pode ainda ser necessário considerar os custos relacionados com a potencial substituição das baterias. Importa, neste contexto, referir que existem hoje baterias de íões de lítio que possuem um tempo de vida útil a rondar os 20 anos, com garantia de capacidade igual ou superior a 80% da capacidade estipulada para um período de, em média, 10 anos [51].

Importa referir que os custos relacionados com a substituição de equipamentos cuja vida útil é inferior ao tempo de vida do projeto devem ser contabilizados na análise económica no momento do fim de vida útil desses equipamentos. Neste caso, o valor do custo com a troca desses equipamentos irá subtrair ao VAL acumulado, tal como se mostra na Figura 70 para o caso de uma bateria com tempo de vida útil de 10 anos.

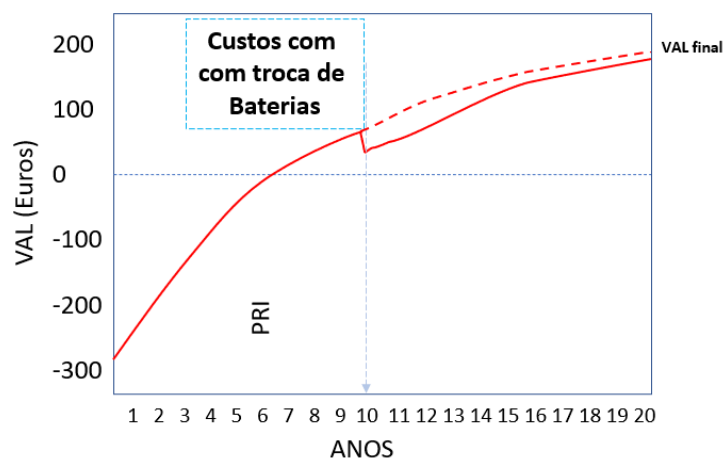


Figura 70 – Efeito sobre o VAL do investimento programado para troca de armazenamento

4.5 Gerador com orientação e inclinação distintas

Até agora foi tratado apenas o modelo aplicado a um gerador em que se assumiu que todos os painéis fotovoltaicos têm a mesma configuração de inclinação e orientação. Porém, em alguns casos, pode ser útil que os painéis assumam inclinação e orientação distintas, tal como se ilustra na Figura 71.

As inclinações/orientações distintas podem resultar de condições disponíveis para a instalação do gerador (telhados constituídos por planos inclinados (águas) caracterizados por diferentes orientações e/ou inclinações) ou mesmo do interesse em efetivar tal situação para melhor adaptar o perfil de produção ao perfil de consumo.



Figura 71 – Gerador com orientações/inclinações distintas (adaptado de [52])

No caso de geradores dotados de painéis fotovoltaicos instalados com orientações/inclinações diferentes é necessário considerar o facto de que a irradiância solar global (G) incidente nos painéis variará em função dessas orientações/inclinações.

Assim, se o gerador fotovoltaico for constituído por n geradores parciais com inclinações e/ou orientações distintas, o cálculo da produção fotovoltaica deve ser reescrito na forma descrita na expressão (15).k

$$P_{PV} = \left[\frac{n_{PV} \times (1-p) \times \tau(t-1) \times K_t \times \Delta t}{v} \right] \times \sum [(G_{G1} \times Pp_{G1}) + (G_{G2} \times Pp_{G2}) + \dots + (G_{Gn} \times Pp_{Gn})] \quad (15)$$

Onde: $Pp_{G1}, Pp_G \dots, Pp_{Gn}$ são as potências de pico dos geradores 1 a n, em kWp;

$G_{G1}, G_{G2} \dots, G_{Gn}$ são os valores de a irradiância solar que incide na área dos painéis de cada grupo gerador, em kW/m²;

n_{PV} é o rendimento de conversão fotovoltaica dos painéis utilizados no gerador;

τ é o coeficiente de perda de potência dos painéis devido ao envelhecimento, em %/ano;

p é o valor das perdas nos cabos e sistemas de acondicionamento de potência (inversor(es)) que integram o gerador, em %;

e $v = \frac{P_{painel}}{A_{painel}}$ representa a densidade superficial de potência dos painéis fotovoltaicos;

K_t é a constante de perda por temperatura.

No caso em que se consideram os dados já convertidos em potência, usa-se a seguinte expressão:

$$E_{PV} = \left[\frac{n_{PV} \times (1-p) \times \tau(t-1) \times \Delta t}{v} \right] \times \sum [(P_{PV_{G1,0}} \times Pp_{G1}) + (P_{PV_{G2,0}} \times Pp_{G2}) + \dots + (P_{PV_{Gn,0}} \times Pp_{Gn})] \quad (16)$$

onde: $P_{PV_{Gi,0}}$ é a potência estimada por kWp instalado para o grupo gerador i;

O gráfico na Figura 72 mostra o exemplo da composição da energia total produzida por dois grupos geradores G_1 com linhas amarelas e G_2 com linhas lilás e em vermelho a energia agregada dos dois grupos.

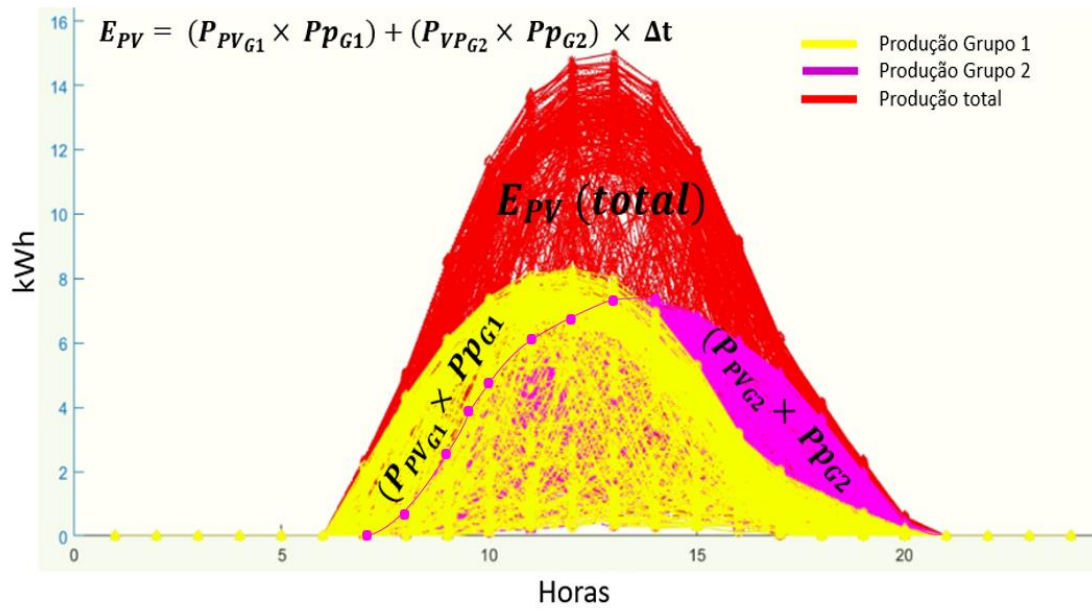


Figura 72 – Composição da produção para dois geradores fotovoltaicos

5. Implementação da plataforma

No capítulo 4 foram apresentados os princípios de modelização matemática bem como a forma de obtenção da informação necessária à análise e avaliação económica de um determinado gerador fotovoltaico destinado ao autoconsumo. Este capítulo foca-se na implementação de um algoritmo de otimização que, utilizando os modelos apresentados no capítulo 4, permita maximizar o desempenho económico de uma UPAC (para autoconsumo individual ou coletivo), definindo a potência de pico a instalar bem como a orientação e inclinação dos painéis fotovoltaicos.

5.1 Software de suporte à implementação da plataforma

Apesar da implementação dos modelos descritos no capítulo 4 e do algoritmo de otimização poder ser implementada em qualquer linguagem de programação, optou-se neste trabalho por usar o MATLAB[®] devido, fundamentalmente, à facilidade de manipulação de matrizes. A utilização de matrizes simplifica a implementação dos diversos modelos, permitindo determinar de forma simples os diversos dados (energia autoconsumida, energia injetada na RESP, valorização da energia gerada, etc.) referentes a cada período de simulação (1 h, ½ h, ¼ h, ou outro), reduzindo a necessidade de recorrer a ciclos para percorrer os diferentes períodos.

O MATLAB é um programa de cálculo numérico que possui uma linguagem própria. A sua estrutura de dados fundamental é a matriz, que pode ter elementos reais ou complexos. Embora na sua versão base já possua um vasto conjunto de funções de carácter genérico, existem várias bibliotecas de funções adicionais, designadas por *toolboxes*, que expandem as suas capacidades em domínios de aplicação mais específicos, como por exemplo o *Signal Processing Toolbox*².

5.2 Descrição geral do sistema implementado

O sistema de otimização foi implementado com base nos modelos apresentados no Capítulo 4, sendo o seu principal objetivo o de encontrar um conjunto de características

² *Signal Processing Toolbox* pré-processa e analisa sinais simultaneamente em domínios de tempo, frequência e tempo-frequência sem escrever código; explora sinais longos; e extrai regiões de interesse.

dimensionais que otimizam o retorno económico de um gerador fotovoltaico destinado ao autoconsumo.

A Figura 45 presente no capítulo 4 apresenta um diagrama de blocos que evidencia, por um lado os principais elementos necessários ao funcionamento do algoritmo de otimização e, por outro, os resultados que este deve fornecer. Os elementos necessários ao funcionamento do algoritmo incluem: o perfil de consumo da IC ou conjunto de IC; os tarifários de compra de eletricidade aplicáveis a cada IC; o perfil de irradiância solar ou de produção fotovoltaica por unidade de potência instalada (obtido através da plataforma PVGIS); o custo do investimento por unidade de potência de pico instalada; os custos de operação e manutenção; o valor da remuneração da energia excedente; as tarifas de acesso à rede; e as taxas de inflação e de atualização.

O processo de otimização deverá apresentar como resultado, entre outros valores, a potência de pico a instalar no gerador fotovoltaico e a orientação e inclinação dos painéis fotovoltaicos (que permitem maximizar o retorno económico do investimento). O *VAL* é o indicador base utilizado na avaliação do desempenho económico do investimento e, portanto, no processo de otimização. O algoritmo de otimização fornecerá também, como resultado, este indicador económico (o *VAL*) bem como outros indicadores económicos auxiliares, nomeadamente a *TIR* e o *PRI*. Para além de resultados relativos ao dimensionamento do gerador e aos resultados económicos, o algoritmo de otimização disponibiliza ainda indicadores energéticos anuais como a produção fotovoltaica, o excedente de produção e o valor do autoconsumo.

5.3 Aquisição do potencial de produção fotovoltaica

5.3.1 Enquadramento

O processo de determinação da melhor topologia para o gerador fotovoltaico (potência instalada, orientação e inclinação dos painéis) impõe, como anteriormente referido, o cruzamento entre a produção esperada para o gerador e o consumo das instalações a que esse gerador se destina. Importa realçar que, contrariamente ao que acontece com o consumo, a produção esperada para o gerador não é conhecida antecipadamente, uma vez que esta depende da topologia adotada para o gerador, a qual pretendemos determinar.

Assim, o algoritmo de otimização terá de avaliar, do ponto de vista do desempenho económico, diferentes combinações de potência instalada, orientação e inclinação dos painéis fotovoltaicos, visando a determinação da melhor topologia para o gerador. Neste

processo é utilizado um perfil de produção fotovoltaico em termos de densidade de potência gerada por unidade de potência instalada, medido em kW/kWp.

O perfil de produção fotovoltaico referido é um dos parâmetros de entrada do algoritmo de otimização, podendo ser obtido de forma direta ou indireta com recurso a bases de dados disponíveis, como se explicitou na Secção 4.3.3. O que se pretende em última instância é a obtenção do perfil de produção por unidade de potência instalada (kW/kWp), sendo que no caso da obtenção indireta se utilizam dados sobre irradiância solar para obtenção do perfil em termos de potência elétrica (tal como descrito na Secção 4.3.3.2).

Na realidade, uma vez que se pretende obter a melhor topologia do gerador para uma determinada situação de autoconsumo, o algoritmo de otimização necessita de considerar múltiplos perfis de produção esperada, tendo em consideração a combinação de orientações e inclinações que os painéis poderão ter.

O programa desenvolvido neste trabalho pode, com facilidade, ser adaptado para utilizar informação proveniente de diferentes bases de dados e com discretizações diferenciadas (1h, ½ h, ¼ h, etc.). Não obstante, na implementação prática optou-se pelo recurso à plataforma PVGIS, a qual disponibiliza online uma extensa base de dados relativa a valores de radiação solar e produção fotovoltaica esperada para uma extensa área geográfica. Adicionalmente, esta plataforma disponibiliza um webservice³ para tornar possível a consulta das suas bases de dados, o qual, quando combinado com as funções disponibilizadas pelo MATLAB (por exemplo, o ‘webread’), torna possível o acesso aos serviços RESTful na plataforma, que contém as bases de dados. Assim, a integração do MATLAB e das ferramentas disponibilizadas pelo PVGIS permite aceder e obter os dados necessários à construção dos perfis de produção esperada.

5.3.2 Estrutura de dados para armazenamento da informação

Como referido na secção anterior, o algoritmo de otimização necessita de informação relativa ao perfil de produção esperada para um conjunto alargado de combinações de orientação e inclinação dos painéis fotovoltaicos. Significa isto que o programa desenvolvido tem de efetuar múltiplos acessos às bases de dados da plataforma PVGIS para obter a informação necessária relativa aos perfis de produção (para cada orientação e inclinação dos painéis). Acresce que a construção do perfil típico para uma determinada localização geográfica implica a obtenção dos perfis de produção esperada para vários anos. Efetivamente, como explicado na Secção 4.3.3.2, o ano típico é

³ Um webservice é utilizado para transferir dados através de protocolos de comunicação para diferentes plataformas, independentemente das linguagens de programação utilizadas nessas plataformas [56].

composto por dados de meses pertencentes a anos diversos, tal como se evidencia na Tabela 7 para o caso da localização geográfica definida por 40.671, -7.943 (Viseu).

Tabela 7 - Meses integrados num ano típico de produção fotovoltaica com base na plataforma PVGIS

Ano típico	
mês	ano
janeiro	2012
fevereiro	2014
março	2009
abril	2009
maio	2012
junho	2014
julho	2015
agosto	2013
setembro	2015
outubro	2014
novembro	2015
dezembro	2013

Assim, a obtenção do perfil de produção típico por unidade de potência instalada, para uma determinada localização geográfica e para um determinado par orientação/inclinação dos painéis, implica a obtenção da informação relativa a vários anos (no caso da Tabela 7 informação relativa aos anos de 2009 e 2011 a 2015). Esta informação pode ser recolhida efetuando um único acesso à base de dados da plataforma PVGIS, tal como explicitado na secção 4.3.3.2., adquirindo a informação relativa a um período que inclua os anos que integram o ano típico. No caso evidenciado Bloco 1 da

Figura 73 o acesso à base de dados da plataforma PVGIS devolve uma série de dados contendo 10 anos de histórico de radiação solar para cada par inclinação/orientação. Uma vez obtida esta informação é possível a extração da informação dos meses relevantes de cada ano para a construção do perfil de produção esperada para o ano típico, tal como se ilustra no bloco 2 da

Figura 73. Neste processo é utilizada a informação relativa aos meses que compõem o ano típico anteriormente referida (Tabela 7), para que os dados acedidos sejam filtrados e organizados em formato de um vetor com N_p elementos, sendo N_p o número de períodos Δt em que o ano se encontra dividido. Cada um desses elementos conterá o valor da produção de potência esperada por unidade de potência instalada e para o período a que respeita (ou, se essa for a opção, da irradiância solar típica que depois permitirá calcular a produção esperada, tal como anteriormente descrito).

Os vetores de produção típica referentes aos diversos pares orientação/inclinação são posteriormente concatenados de maneira a formar uma matriz tridimensional que será então a base de dados relativa ao potencial de produção para uma determinada região, tal

como mostrado no bloco 3 da Figura 73. Note-se que esta matriz contém todos os valores de produção esperada (ou de irradiância solar) para a localização pretendida para o gerador fotovoltaico, os quais são representados na matriz por α_p . O conteúdo da matriz está organizado de maneira que na primeira dimensão se encontram os valores relacionados com a inclinação (entre 0° e 90°), na segunda dimensão os dados relacionados com a orientação (entre -90° e 90°) e na terceira dimensão os períodos do ano considerados. Importa neste momento reiterar que o PVGIS usa o Sul como ponto de referência inicial para a orientação (0°), tal como se evidencia na Figura 74. Note-se que a indexação tridimensional é representada por (m, n, p) e que o eixo z possui N_p períodos para cada combinação de orientação e inclinação.

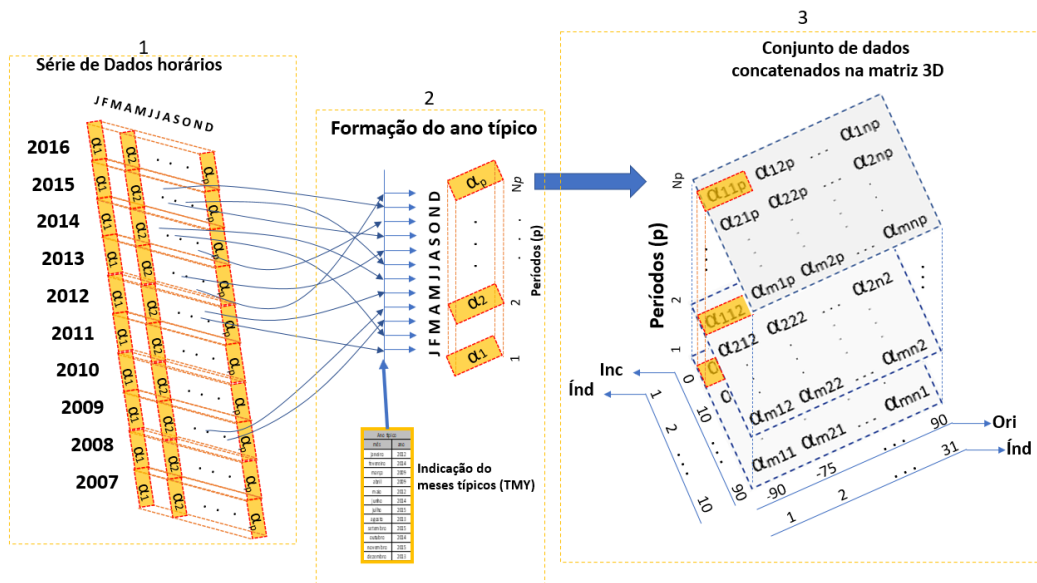


Figura 73 – Criação da matriz 3D com dados de irradiância solar ou potência FV

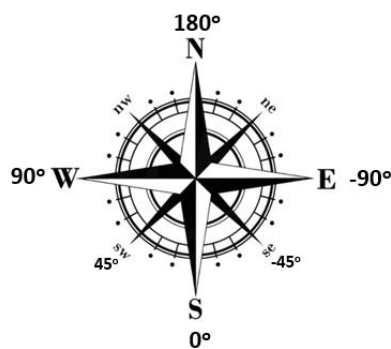


Figura 74 – Orientação utilizada pelo PVGIS

A dimensão da matriz presente na Figura 73 depende da resolução dos dados disponíveis e das opções de resolução em termos de inclinação e orientação dos painéis. Para o caso em que os dados de produção/irradiação são obtidos a partir da plataforma PVGIS, teremos $N_p = 8760$, uma vez que a informação naquela plataforma está

discretizada em períodos de 1 hora. Se for considerado a obtenção dos perfis de produção com resolução de 1° tanto para a orientação como para a inclinação dos painéis, então a matriz da figura terá a dimensão $91 \times 181 \times 8760$. Se atendermos a que cada elemento da matriz ocupa 8 bytes na memória RAM teremos que esta matriz ocupará um total de $91 \times 181 \times 8760 \times 8 = 1,08$ Gigabytes. Note-se que, atendendo à forma de construção do ano típico, os dados transferidos via internet das bases de dados da plataforma PVGIS é superior.

A matriz 3D da produção esperada por kW de potência instalada é guardada num ficheiro “.mat”⁴, permitindo a sua reutilização futura para dimensionamento de geradores fotovoltaicos localizados na área geográfica em que a matriz seja aplicável (recorde-se que os dados fornecidos pela plataforma PVGIS são fornecidos com resolução mínima dos satélites de 4 km). Na realidade, para algumas regiões uma única matriz pode servir para um raio bem maior que os 4 km, tal como se demonstra no gráfico na Figura 75, que mostra os valores de produção esperada para 5 localizações geográficas distintas. Assumindo a primeira coordenada como referência e afastando as restantes em 4, 10, 30 e 100 km respetivamente é possível perceber a relativa pequena variação nos valores obtidos, particularmente para distâncias até aos 30 km (para uma distância de 100 km, nota-se já uma diferença significativa). Conclui-se desta forma que a matriz da produção esperada pode ser reutilizada, evitando a necessidade de obtenção de novas matrizes (volume de dados significativo) sempre que se pretenda efetuar o dimensionamento de um novo gerador para uma determinada área geográfica (que pode ter uma extensão de 30 km ou até mais).

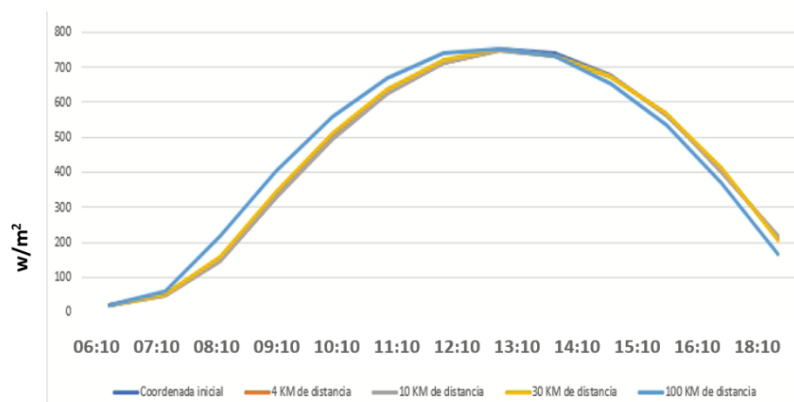


Figura 75 – Diferenças entre o perfil de produção para um dia típico em 5 coordenadas distintas.

⁴ O MATLAB permite que as matrizes sejam guardadas em ficheiro específicos os quais possuem extensão “.mat” e são nesses ficheiros que são guardados os dados de consumo produção e outras variáveis matriciais ou vetoriais utilizadas.

5.3.3 Transferência de dados a partir da plataforma PVGIS

No capítulo 4 foi feita uma breve explicação de como é possível obter os dados de produção esperada (ou da irradiância solar) no modo interativo da plataforma PVGIS, ou seja, através das janelas de interface na plataforma web do PVGIS. Nesta secção mostra-se como os mesmos dados podem ser obtidos com recurso ao *webservice* da API facultada pela plataforma PVGIS.

Por exemplo, para obtenção dos valores de irradiância solar para a latitude/longitude (40.671, -7.943) com inclinação de 32° e orientação de 2°, e com referência ao período de 2007 a 2016, será necessária somente a seguinte linha de código:

```
“https://re.jrc.ec.europa.eu/api/seriescalc?lat=40.671&lon=-  
7.943&angle=32&aspect=2&startyear=2007&endyear=2016”
```

No caso da obtenção dos valores de produção de potência elétrica por kW de potência instalada, será necessário acrescentar a informação relativa à potência instalada (neste caso 1 kWp) bem como a percentagem de perdas a considerar. Neste caso, a linha de código a utilizar será:

```
“https://re.jrc.ec.europa.eu/api/seriescalc?lat=40.671&lon=-  
7.943&angle=32&aspect=2&startyear=2007&endyear=2016&pvcalculation=1&peak  
power=1&loss=8”
```

A tabela completa com todas as entradas de configuração pode ser consultada no Anexo B deste trabalho.

No programa implementado (em MATLAB) esses comandos são enviados ao PVGIS com uso da função “*webread(url)*”⁵, obtendo-se uma resposta que pode ser lida sob a forma de um ficheiro em formato CSV, tal como se mostra (parcialmente) na Figura 76. Os valores presentes neste ficheiro são em seguida lidos e transformados no formato especificado na secção 5.3.2.

⁵ O *webread(url)* lê o conteúdo do serviço da web especificado por *url* e retorna o conteúdo em dados.

```

Latitude (decimal degrees):40.662
Longitude (decimal degrees):-7.926
Elevation (m):435
Radiation database:PVGIS-SARAH

Slope: 30 deg.
Azimuth: 0 deg.
Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp):1.0
System losses (%):14.0
time,P,G(i),H_sun,T2m,WS10m,Int
20070101:0010,0.0,0.0,0.0,12.4,1.72,0.0
20070101:0110,0.0,0.0,0.0,11.68,1.72,0.0
20070101:0210,0.0,0.0,0.0,10.95,1.72,0.0
20070101:0310,0.0,0.0,0.0,10.22,1.72,0.0
20070101:0410,0.0,0.0,0.0,9.88,1.53,0.0
20070101:0510,0.0,0.0,0.0,9.54,1.34,0.0
20070101:0610,0.0,0.0,0.0,9.21,1.14,0.0
20070101:0710,0.0,0.0,0.0,9.71,1.41,0.0
20070101:0810,0.0,0.0,1.54,10.22,1.68,1.0
20070101:0910,107.3,141.78,10.52,10.72,1.94,0.0
20070101:1010,22.51,40.68,17.98,11.6,2.32,0.0
20070101:1110,58.25,85.14,23.34,12.48,2.69,0.0
20070101:1210,50.18,75.68,26.07,13.35,3.06,0.0

```

Figura 76 – Mostra parcial dos dados obtidos

Um aspeto importante relacionado com a obtenção do perfil de produção esperada é o tempo consumido nesse processo, o qual é condicionado pelo número de acessos à base de dados do PVGIS. Embora o programa desenvolvido não tenha restrições relacionadas com tempos de resposta críticos (como aconteceria, por exemplo, em aplicações de controlo), os tempos para a obtenção da matriz de produção esperada não podem ser demasiado longos. Importa, neste contexto, referir que os ensaios preliminares efetuados num computador Intel Core i7-3520M, CPU 2.90 GHz, 8 de RAM), com sistema operativo Windows 10 Pro e velocidade de internet de 70 Mbps (valor medido), revelou que o tempo de cada acesso à base de dados do PVGIS, somado com a transferência, criação do ano típico e armazenamento dos dados na matriz 3D para cada par de inclinação e orientação é de 55 segundos.

A construção da matriz de produção esperada para uma determinada localização geográfica requer, como anteriormente referido, um número relativamente elevado de acessos à base de dados do PVGIS, atendendo à necessidade de combinar diversas orientações e inclinações dos painéis fotovoltaicos. Esta realidade faz aumentar exponencialmente o tempo necessário para a construção matriz de produção esperada para uma determinada localização geográfica. Este tempo pode ser calculado pela equação:

$$t_{M3D} = \frac{N_I \times N_O \times t_{proc}}{3600} \quad (17)$$

onde: t_{M3D} é o tempo total para construção da matriz de produção esperada, em horas;
 N_I é o número de inclinações dos painéis fotovoltaicos a considerar;
 N_O é o número de orientações dos painéis fotovoltaicos a considerar;
 t_{proc} é o tempo necessário para um acesso à base de dados da plataforma PVGIS, acrescido do tempo necessário para transferência e organização dos dados na matriz 3D para cada par de inclinação e orientação, em segundos.

Assim, considerando uma resolução de 1° teríamos 91 inclinações (entre os 0° e os 90°) e 181 orientações (entre os -90° e os 90°), o que resultaria num tempo de construção da matriz de produção esperada igual a $t_{M3D} = \frac{91 \times 181 \times 55}{3600} = 252$ horas.

Conclui-se, portanto, que a construção da matriz de produção esperada consumiria mais de 10 dias, constituindo um tempo, apenas para a obtenção de dados, que não é aceitável. Por esse motivo e tendo em conta o volume dos dados necessários optou-se por obter os dados com uma resolução inferior e proceder à interpolação local dos mesmo para a resolução pretendida. Ou seja, o uso da interpolação dos dados obtidos da plataforma PVGIS é feita com dois grandes objetivos em mente: i) reduzir o volume de dados e o tempo de aquisição destes na plataforma; e ii) fazer com que os dados de potência obtidos na plataforma meteorológica tenham uma resolução adequada à otimização que se pretende efetuar.

Assim, foi implementada uma abordagem que permite diminuir o número de acessos à base de dados da plataforma PVGIS, a qual se baseia na recolha da informação sobre a produção fotovoltaica para um conjunto mais reduzido de combinações entre orientação e inclinação dos painéis fotovoltaicos. Ao invés de se aceder à referida base de dados para recolher informação com resolução de 1° para a orientação e para a inclinação dos painéis, o acesso é feito para passos de maior dimensão, por exemplo 15° para o caso da orientação azimute e 10° para a inclinação. Esta abordagem reduz o número de dados a adquirir de 91 para apenas 7 valores de inclinação e de 181 para apenas 19 valores de orientação. O volume de dados transferido da plataforma para a memória do computador via internet, em cada acesso, é então reduzido de 1,08 GB para 96,9 kB ($7 \times 19 \times 8760 \times 8$). Note-se que neste caso, retomando o exemplo anterior, ao invés dos 10 dias gastos no acesso à base de dados teríamos um tempo de processamento igual a $t_{M3D} = \frac{7 \times 19 \times 55}{3600} = 2$ horas.

Outras opções de resolução poderiam ser consideradas, sendo sempre necessário ter em consideração que a diminuição da resolução dos dados obtidos a partir da plataforma PVGIS, em termos de inclinação e orientação dos painéis, potencia o aumento do erro no dimensionamento do gerador. A Tabela 8 permite comparar o tempo total

necessário à construção da matriz de produção esperada para diversas combinações de resolução nos valores dos ângulos de inclinação e orientação azimute.

Tabela 8 – Tempo necessário, em horas, à construção da matriz de produção esperada.

RESOLUÇÃO		ORIENTAÇÃO			
		5 Graus	10 Graus	15 Graus	20 Graus
INCLINAÇÃO	5 Graus	10,9	5,6	3,8	2,9
	10 Graus	5,7	2,9	2,0	1,6
	15 Graus	4,0	2,1	1,4	1,1
	20 Graus	3,2	1,6	1,1	0,9

Naturalmente que a redução no tempo de acesso à base de dados é conseguida sacrificando a resolução da informação. Contudo, uma vez adquiridos os dados e armazenados numa matriz a 3 dimensões como a apresentada na Figura 77, é possível, com recurso a interpolação, recuperar a informação para qualquer combinação inclinação-orientação.

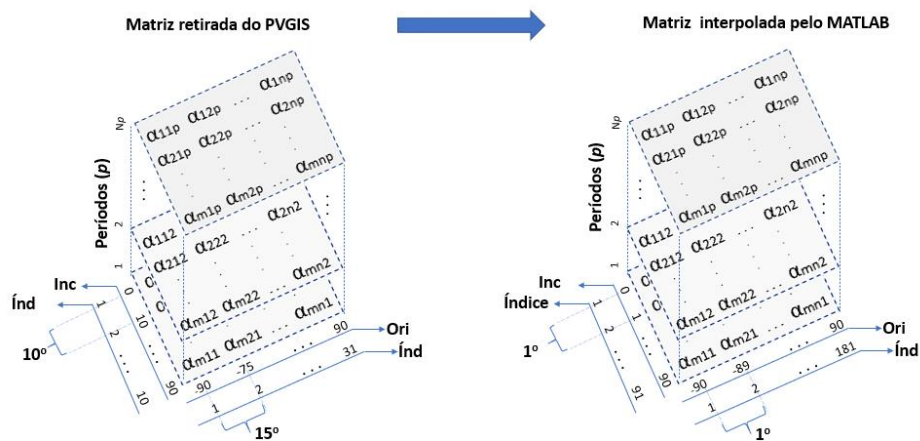


Figura 77 – Criação da matriz de produção esperada interpolada

A interpolação é uma técnica que permite estimar novos valores em conjunto de dados com base no seu contexto. Sendo assim, dentro de um intervalo de dados conhecidos, ela possibilita o preenchimento de valores ausentes, a suavização dos existentes ou efetuar previsões [53].

Neste trabalho, a interpolação é feita em dois eixos (inclinação e orientação), pelo que se adota a função *interp2* (interpola dados em duas dimensões), a qual possibilita a escolha entre 4 métodos de interpolação (*Cubic*, *Makima*, *Spline*, *Linear*) os quais serão estudados em detalhe de forma a averiguar qual será o mais adequado.

Para validar e escolher entre os métodos disponíveis no MATLAB foi criado uma rotina para validação dos dados interpolados. Basicamente o programa comparou a base de dados (matriz tridimensional) extraída do PVGIS com a resolução de 1° na inclinação e 1° na orientação (maior resolução possível) com matrizes extraídas do PVGIS com menores resoluções sendo estas posteriormente interpoladas, com os diversos métodos, para a mesma resolução, permitindo desse modo, demonstrar o quanto a matriz interpolada difere da original extraída do PVGIS.

De forma a avaliar a diferença entre uma matriz original e a matriz criada com o processo de interpolação, recorreu-se ao Erro Quadrático Médio (*EMQ*) calculado através da equação 18.

$$EMQ = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{m,n,p} (A(n, m, p) - B(n, m, p))^2} \quad (18)$$

sendo: m, n, p são os índices da matriz da produção esperada;

A é a matriz gerada pelo PVGIS;

B é a matriz interpolada que se pretende avaliar;

n é o número de elementos da matriz 3D.

A avaliação da melhor opção de método de interpolação e da resolução de dados originais do PVGIS foi feita através da análise dos gráficos apresentados na Figura 78. Estes gráficos permitem comparar o comportamento do erro ao variar a resolução da aquisição dos dados do PVGIS combinados com cada método de interpolação (*linear*, *spline*, *makima* e *cubica*).

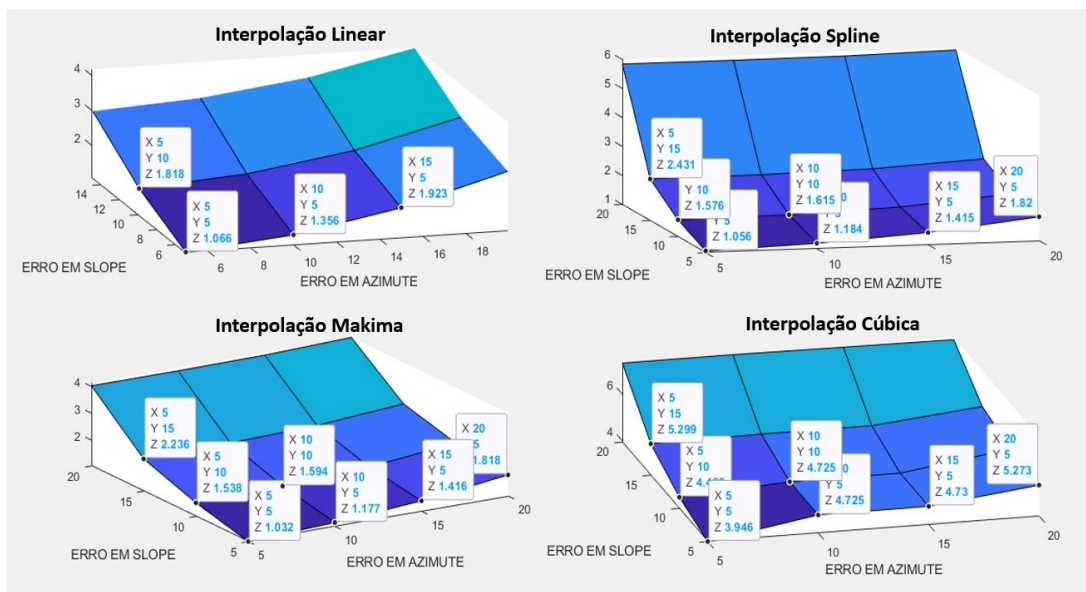


Figura 78 - Análise do Erro Quadrático Médio para 4 modos de interpolação

A análise dos gráficos da Figura 78 permitiu escolher o método de interpolação *spline*, adotando resoluções de 5° para a inclinação dos painéis fotovoltaicos e de 15° para a respetiva orientação. O erro quadrático médio nesta situação é de 1,42 W quando se considera uma potência instalada de 1 kWp. A adoção das resoluções referidas permite reduzir o tempo necessário para obtenção da base de dados (matriz tridimensional) de produção esperada a partir da plataforma PVGIS para cerca de 5 horas.

Importa neste momento referir que, em determinadas condições, pode ainda ser necessário efetuar um segundo processo de interpolação aquando da construção da matriz de produção esperada. Esta interpolação ocorrerá na terceira dimensão da matriz, e resulta da eventual necessidade de compatibilizar a resolução dos dados do perfil de produção com aqueles que estejam disponíveis no perfil de consumo das instalações para as quais se pretende dimensionar o gerador fotovoltaico. Efetivamente, a matriz de produção esperada obtida através da plataforma PVGIS tem resolução de 1 hora (ou seja, cada vetor obtido para representar a produção/irradiância num determinado ano tem 8760 valores). Por outro lado, o perfil de consumo pode, como explicitado na secção 4.3.2, apresentar resolução de 15 minutos. A compatibilização destas diferentes resoluções pode então ser consumada através de interpolação dos valores que resultam do acesso à plataforma PVGIS, tal como se ilustra na Figura 79. Note-se que, uma vez efetuado este processo, a matriz produção esperada passará a ser constituída por vetores representativos do ano típico para cada par inclinação/orientação constituídos por 35040 elementos (ou seja $N_p = 35040$). Neste caso adotou-se também a interpolação *spline* pelos ótimos resultados apresentados na análise anterior.

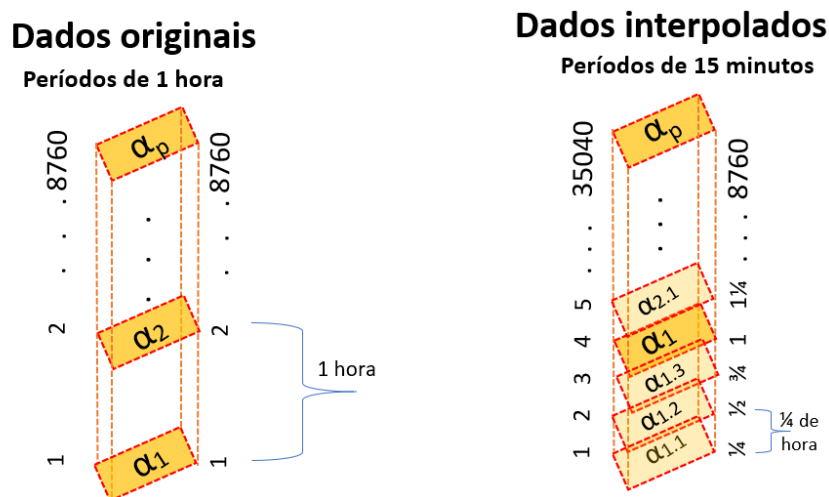


Figura 79 – Dados originais e interpolados

5.4 Tratamento dos dados do perfil de consumo

Como de referiu na secção 4.3.2, o perfil de consumo pode ser obtido através da utilização de informação proveniente de contadores inteligentes, quando disponível. Nos casos em que esta informação não esteja disponível, poderá estimar-se o perfil utilizando as faturas de eletricidade pagas para se determinar o consumo por mês e, eventualmente, por período horário (horas de ponta, cheias, vazio, super vazio). Uma alternativa que pode também ser utilizada consiste na utilização de perfis típicos de consumo, se aplicáveis, para obter a repartição do consumo anual de eletricidade pelos períodos em que se deseja conhecer o consumo. A Figura 80 mostra um extrato dos perfis típicos de consumo para alguns consumidores em baixa tensão, os quais consistem na apresentação de valores em permilagem que, quando aplicados sobre o consumo anual dos consumidores enquadráveis nesses perfis, permitem a desagregação do consumo total em consumos por período de 15 minutos.

Note-se que, quando existem contadores inteligentes instalados e a funcionar na sua plenitude há tempo suficiente, os dados do perfil de consumo são disponibilizados pela Operadora de Rede de Distribuição (ORD). Esta disponibilização pode ser efetuada num ficheiro em formato CSV ou Excel e a informação presente poderá ser relativa a energia ou a potência. A Figura 81 mostra um extrato de um perfil obtido a partir de um sistema de contagem inteligente. Note-se que, neste caso, o perfil de consumo fornecido contém valores de potência em cada período de 15 minutos, os quais facilmente podem ser convertidos em valores de energia multiplicando os valores de potência por 0,25 horas.

Data	Dia	Hora	Perfis de Consumo			
			BTN A	BTN B	BTN C	IP
1/jan/2020	Quarta-feira	00:15	0,0217505	0,0296551	0,0373061	0,0612038
1/jan/2020	Quarta-feira	00:30	0,0212629	0,0288444	0,0362628	0,0612038
1/jan/2020	Quarta-feira	00:45	0,0208308	0,0281025	0,0351421	0,0612038
1/jan/2020	Quarta-feira	01:00	0,0204629	0,0274415	0,0339514	0,0612038
1/jan/2020	Quarta-feira	01:15	0,0200905	0,0267972	0,0327404	0,0612038
1/jan/2020	Quarta-feira	01:30	0,0197036	0,0261702	0,0315543	0,0612038
1/jan/2020	Quarta-feira	01:45	0,0193163	0,0256054	0,0303913	0,0612038
1/jan/2020	Quarta-feira	02:00	0,0189591	0,0250438	0,0292570	0,0612038
1/jan/2020	Quarta-feira	02:15	0,0186218	0,0245097	0,0282062	0,0612038
1/jan/2020	Quarta-feira	02:30	0,0183122	0,0239964	0,0271849	0,0612038
1/jan/2020	Quarta-feira	02:45	0,0180172	0,0235511	0,0262566	0,0612038
1/jan/2020	Quarta-feira	03:00	0,0178211	0,0231249	0,0253715	0,0612038
1/jan/2020	Quarta-feira	03:15	0,0177029	0,0226662	0,0246030	0,0612038

Figura 80 – Extrato de dados de um perfil de consumo em excel

Data	Ativa (kW)
31-05-2017 23:45	3,7
31-05-2017 23:30	4,25
31-05-2017 23:15	6,5
31-05-2017 23:00	9,3
31-05-2017 22:45	12,3
31-05-2017 22:30	12,35
31-05-2017 22:15	12,35
31-05-2017 22:00	12,25
31-05-2017 21:45	12,45
31-05-2017 21:30	12,25
31-05-2017 21:15	12,25
31-05-2017 21:00	12,3
31-05-2017 20:45	12,4
31-05-2017 20:30	12,25
31-05-2017 20:15	12,4
31-05-2017 20:00	12,15
31-05-2017 19:45	12,2
31-05-2017 19:30	11,8
31-05-2017 19:15	11,5

Figura 81 - Extrato de perfil de consumo fornecido pelo ORD

Uma vez obtido o perfil de consumo (medido ou estimado), torna-se necessário estruturar os dados no formato de matriz a qual deve representar o consumo em kWh, e ter a forma apresentada na Figura 82. Nesta matriz, as colunas referem-se aos dias do ano e as linhas ao número de períodos Δt em que se discretiza o consumo de cada dia. Assim, a matriz de consumo para um ano típico, considerando $\Delta t = 15$ minutos, terá dimensão de 96 linhas por 365 colunas.

Matriz de consumo (kWh)

$\alpha_{1.1}$	$\alpha_{1.2}$...	$\alpha_{1.365}$
$\alpha_{2.1}$	$\alpha_{2.2}$...	$\alpha_{2.365}$
.	.		.
.	.		.
.	.		.
$\alpha_{Np.1}$	$\alpha_{Np.2}$...	$\alpha_{Np.365}$

Figura 82 – Ilustração da estrutura da matriz de consumo

Esta matriz, uma vez construída, será guardada com a extensão “.mat” do MATLAB. Note-se que a construção pode ser conseguida de forma manual ou com

recursos automatizados, lendo os valores de ficheiros CSV ou Excel, através de funções como, por exemplo, a função *readmatrix*⁶ ou *readtable*⁷.

A Figura 83 mostra o processo de conversão de um perfil de consumo em formato Excel para uma matriz em ficheiro “.mat”. Neste exemplo os dados de consumo estão em energia (kWh) e por hora. A função criada para este fim, carrega os dados em uma variável em formato de vetor e depois converte na matriz (24 × 365) que será utilizada no programa para o cálculo do benefício.

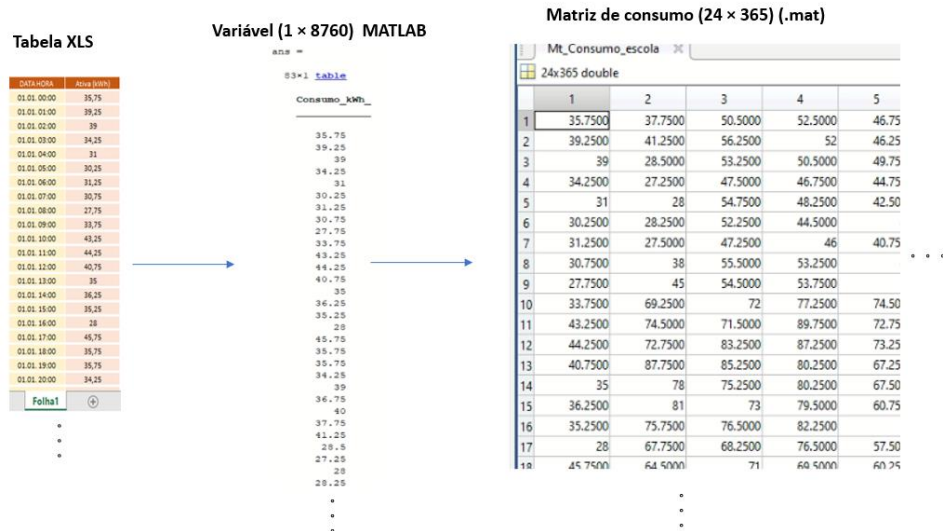


Figura 83 – Processo de transferência da matriz de consumo para o MATLAB.

Após a conversão da matriz de consumo para o formato .MAT, este já pode ser carregado através de uma função desenvolvida especificamente para este fim.

5.5 Determinação da energia autoconsumida e exportada

Como anteriormente referido, o processo de determinação do gerador fotovoltaico economicamente mais adequado impõe a determinação dos valores da energia que é autoconsumida e da energia que é exportada (excedentes). Estes valores são determinados para cada período horário considerado. No algoritmo implementado, para este efeito, foi definida uma variável designada por índice energético (i_E), a qual, para cada período, contém o valor resultante da diferença entre a produção e o consumo. Assim, quando a produção é maior ou igual que o consumo, o valor i_E é positivo, sendo o autoconsumo igual ao consumo do conjunto das IC (todo o consumo é suprido pela energia produzida

⁶ A função *Readmatrix* cria uma matriz lendo dados orientados a coluna de um ficheiro. Ela pode realizar a deteção automática de parâmetros de importação dos dados para um ficheiro.

⁷ A função *readtable* cria uma tabela a partir de um arquivo.

no gerador partilhado). Neste caso, a diferença entre a produção e o consumo será energia excedente. Quando a produção é menor que consumo o valor i_E será negativo e o autoconsumo será igual à produção (toda a produção é autoconsumida). Esse processo é ilustrado, para um período de duração Δt , no fluxograma da Figura 84, na qual o último passo do fluxograma representa a formação do benefício gerado pelo autoconsumo e pela valorização do excedente.

A determinação do valor da energia autoconsumida e exportada para a totalidade dos períodos Δt pode ser conseguida com recurso a uma operação entre matrizes, tal como se ilustra na Figura 85. Neste exemplo (Figura 85), percebe-se que o elemento destacado na matriz de produção (2) é subtraído pelo elemento da matriz de consumo que representa o mesmo período (3) e tem como resultado um número negativo (-1), o que implica que a produção nesse período é totalmente autoconsumida, pelo que o valor correspondente à produção (2) é transferido para a matriz de autoconsumo. Quando o valor na matriz i_E , para um determinado período, é igual ou superior a zero, o valor da matriz consumo desse período é transferido para a matriz do autoconsumo e o valor da matriz i_E será transferido para a matriz de excedentes, tal como se pode observar na Figura 84.

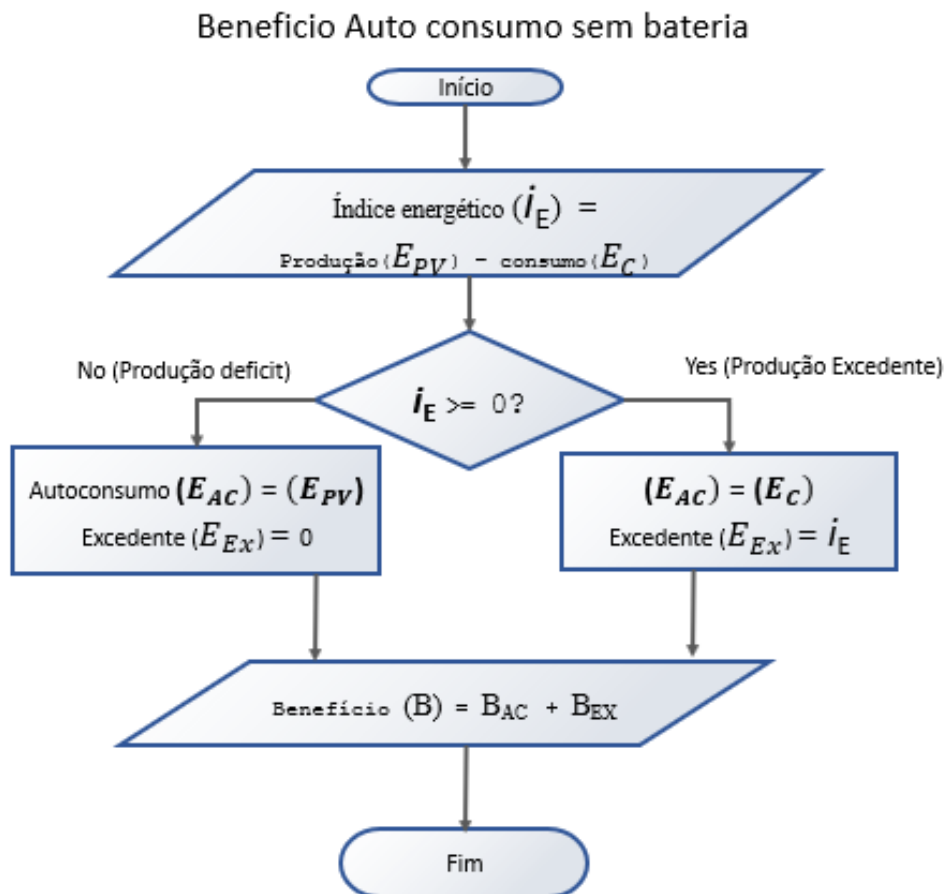


Figura 84 – Algoritmo para determinação do autoconsumo individual e excedente

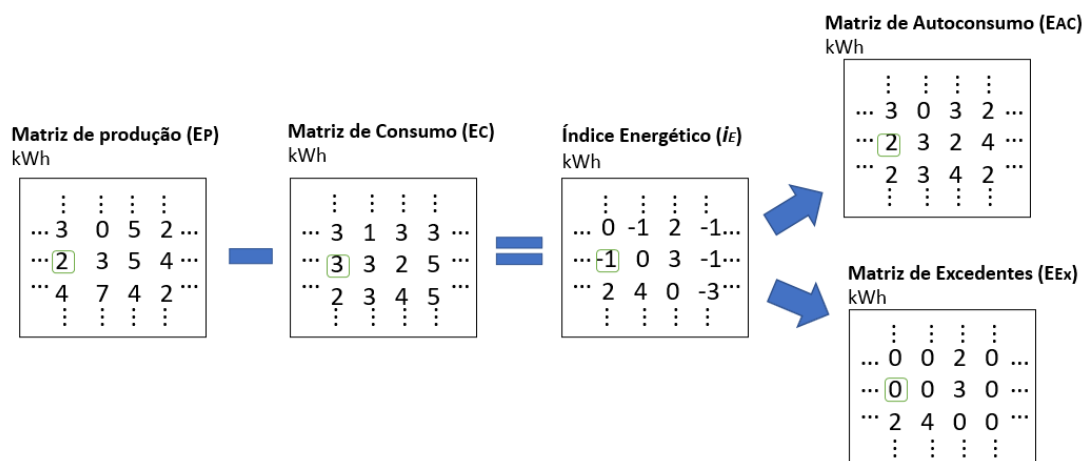


Figura 85 – Criação da matriz de energia de autoconsumo e excedente

Uma vez determinadas as matrizes da energia autoconsumida e da energia excedente, pode estimar-se o benefício resultando da energia produzida no gerador. Para esse efeito, basta: i) multiplicar a matriz de autoconsumo pelos preços da energia em cada período tarifário (simples, ponta e cheia) com o objetivo de determinar o benefício do autoconsumo; ii) multiplicar a matriz de excedentes pela remuneração estabelecida para essa energia (depende do valor acordado com a entidade que adquirirá essa energia).

5.6 Tarifas de eletricidade

A definição da topologia mais adequada para o gerador destinado a uma situação de autoconsumo é consumada tendo em consideração, como anteriormente referido, o VAL resultante de cada combinação de potência instalada, inclinações e orientação dos painéis. A determinação do VAL para cada combinação referida depende, entre outros fatores, do valor que a energia produzida no gerador representa. Este valor, por sua vez, depende do valor económico da eletricidade autoconsumida e da eletricidade injetada na rede. Assim, o programa desenvolvido tem de receber informação sobre tarifários aplicáveis.

Para o efeito, a informação relativa às tarifas de eletricidade aplicáveis às IC também foi organizada em matrizes. A matriz de tarifa da eletricidade tem como conteúdo os preços da eletricidade para cada período baseado na tarifa contratada para as instalações de consumo (IC). A formatação dessa matriz pode ser feita de forma manual, pois não existe muita complexidade nesse processo. A Figura 86 mostra um exemplo do aspeto dessa matriz com preços para períodos de 1 hora, tendo em consideração uma tarifa tri-horária.

Períodos	Preço em período legal de inverno			Preço em período legal de verão			Preço em período legal de inverno		
	1	...	90	91	...	274	275	...	365
1	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955
2	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955
3	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955
4	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955
5	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955
6	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955
7	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955
8	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632
9	0,1632	...	0,1632	0,3178	...	0,3178	0,1632	...	0,1632
10	0,3178	...	0,3178	0,3178	...	0,3178	0,3178	...	0,3178
11	0,3178	...	0,3178	0,3178	...	0,3178	0,3178	...	0,3178
12	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632
13	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632
14	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632
15	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632
16	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632
17	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632
18	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632
19	0,1632	...	0,1632	0,3178	...	0,3178	0,1632	...	0,1632
20	0,3178	...	0,3178	0,3178	...	0,3178	0,3178	...	0,3178
21	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632	0,1632	...	0,1632
22	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955
23	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955
24	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955	0,0955	...	0,0955

Figura 86 - A matriz de tarifa da eletricidade

Nota-se também na Figura 86 que, nesse exemplo, os preços variam conforme a época do ano, sendo dividida em período de horário legal de verão e de inverno.

5.7 Algoritmo para definição do gerador fotovoltaico

O modelo desenvolvido tem como objetivo encontrar a configuração física que, nas condições já descritas, otimiza economicamente a UPAC. Para que este objetivo seja atingido é necessário testar um conjunto alargado de combinações das três variáveis controláveis do modelo: a potência de pico a instalar, a inclinação e a orientação dos painéis fotovoltaicos.

O método usado para encontrar a combinação ótima é baseado na técnica da “busca exaustiva”, que consiste em gerar todas as possíveis soluções de um problema e verificar qual delas é de fato a solução procurada. Na técnica da busca exaustiva, é necessário definir os valores dos limites iniciais e finais das variáveis a serem testadas, pois isso influencia diretamente o tempo de simulação. Nesse contexto, antes de iniciar a simulação, é necessário definir os limites mínimos e máximos para a inclinação, orientação e potência, assim como a resolução do processo de busca na gama de valores assumido para cada variável (designada por salto).

No que concerne à potência a instalar (potência de pico), o limite mínimo pode ser definido como sendo igual a zero (sem prejuízo de se poder utilizar outro valor superior se existirem boas razões que o justifiquem). A definição do limite máximo é mais complexa. Ao longo do desenvolvimento do trabalho foram testadas diversas metodologias visando a definição deste limite. Numa primeira fase adotou-se uma estratégia em que este limite máximo não era efetivamente definido “*ex-ante*”, sendo definido com base num critério de identificação da diminuição do VAL do investimento. Por outras palavras, o processo de “busca exaustiva” percorria valores de potência instalada entre o limite mínimo considerado (habitualmente zero) e um valor que determinava a redução do VAL do investimento face ao obtido na iteração anterior. Este processo apresentou, contudo, algumas dificuldades, uma vez que, em determinadas condições, poderia parar o processo de procura num valor de potência que, efetivamente, não correspondia ao VAL máximo que se poderia obter. Este fenómeno pode ocorrer na situação em que o custo do investimento apresenta não linearidades com a potência a instalar, situação que pode ser notada na Figura 87. Situação similar ocorre também na situação em que se considera que o gerador pode ter duas orientações/inclinações distintas. Neste caso a soma das potências dos dois geradores causa também uma não linearidade no resultado sequencial do VAL, como mostrado na Figura 88.

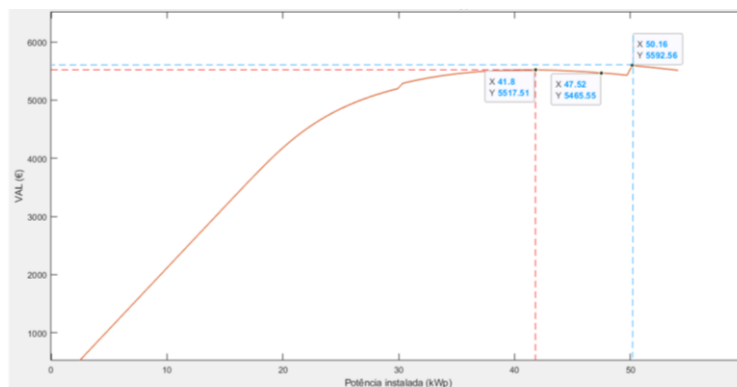


Figura 87 – Picos no VAL influenciado pelo valor escalonado do preço do kWp

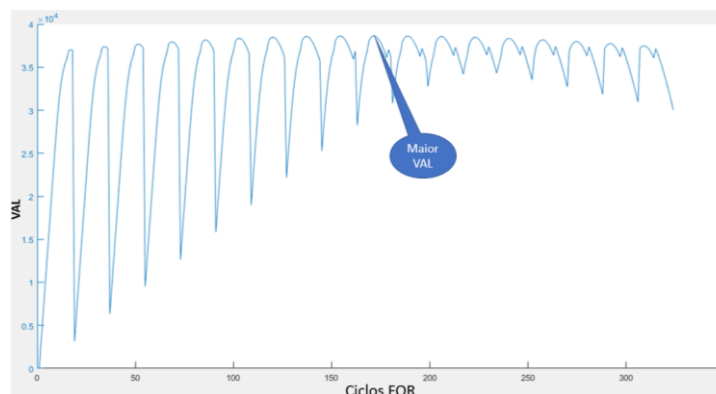


Figura 88 – Picos no VAL devido a não linearidade causada pela pesquisa em dois grupos geradores

Perante esta dificuldade, foi necessário procurar um novo critério que permitisse definir o limite máximo da gama de potência a instalar a ser testada. Nesse sentido foram efetuados múltiplos testes, tendo sido possível perceber que o referido limite poderia ser definido como sendo o dobro da máxima potência consumida do diagrama de carga agregado das na IC. É importante ressaltar que a potência máxima pode ser influenciada também por outras razões além das já mencionadas, como por exemplo, a capacidade máxima de painéis possível de instalar em um determinado telhado. Um outro valor importante para ser definido antes da simulação é o salto, que, como dito anteriormente, define a resolução com que será efetuada a busca. É importante referir que quanto maior for o salto (menor resolução), menor será o tempo consumido na simulação, mas menos preciso poderá ser também o resultado final obtido. Assim, o salto da potência de pico a instalar deve ser cuidadosamente escolhido de acordo com o tamanho do projeto, sendo que o salto mínimo adotado é definido como a potência de pico de um painel fotovoltaico dos considerados para utilização no projeto.

No que concerne à variável orientação, a gama de valores a serem testados é limitada pelos valores entre -90° (Leste) e 90° (Oeste), correspondendo aos pontos onde nasce e onde se põe o Sol. O salto a utilizar no processo de busca pode assumir diferentes valores, sendo que quanto menor este for, mais preciso será o resultado obtido e maior será o tempo de simulação. A adoção de um salto igual a 1° é assumida neste trabalho.

O limite superior para o ângulo de inclinação recomendado pode ser definido com base nos solstícios de inverno e verão, o quais determinam a altura angular do Sol. No caso de Portugal Continental estes valores são aproximadamente iguais a 28° e a 73° respetivamente (Figura 89). Assim, o limite inferior e superior usados pelo algoritmo para fazer a busca pelo melhor ângulo serão respetivamente iguais a 17° e a 62° , conforme mostrado na Figura 90. Tal como no caso da orientação, o salto a utilizar pode assumir diversos valores, sendo adotado neste trabalho um salto de 1° .

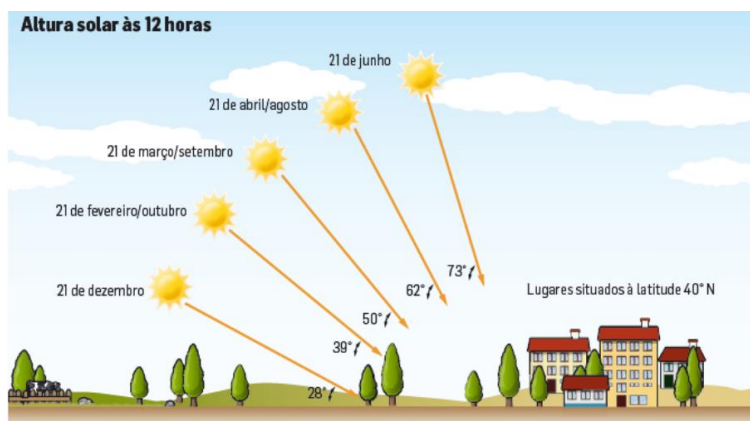


Figura 89 - Ângulos máximos e mínimos de inclinação do sol em Portugal Continental (adaptado de [54])

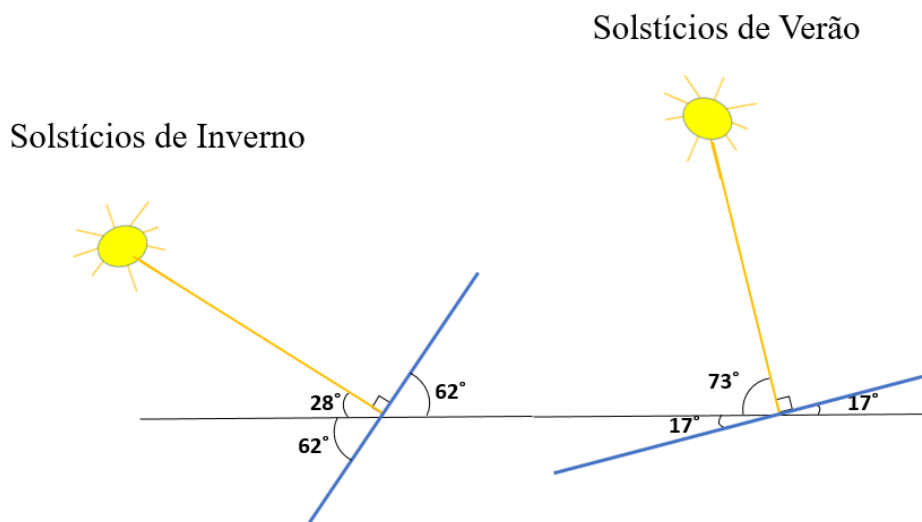


Figura 90 – Determinação dos limites mínimos e máximos da inclinação do painel

Na Figura 91 está presente o fluxograma do algoritmo de otimização implementado. O passo ZERO inicia-se por formar a base de dados 3D⁸ que permitirá obter a produção esperada por kW de potência instalada para a localização geográfica a ser estudada (tendo em consideração o ano típico, como explicado no capítulo 4). Essa matriz será guardada numa pasta e ficará disponível para ser carregada pelas funções do programa sempre que necessário.

⁸ A matriz 3D pode conter os valores de irradiância solar ou potência FV produzida para cada kWp instalado (kW/kW_p).

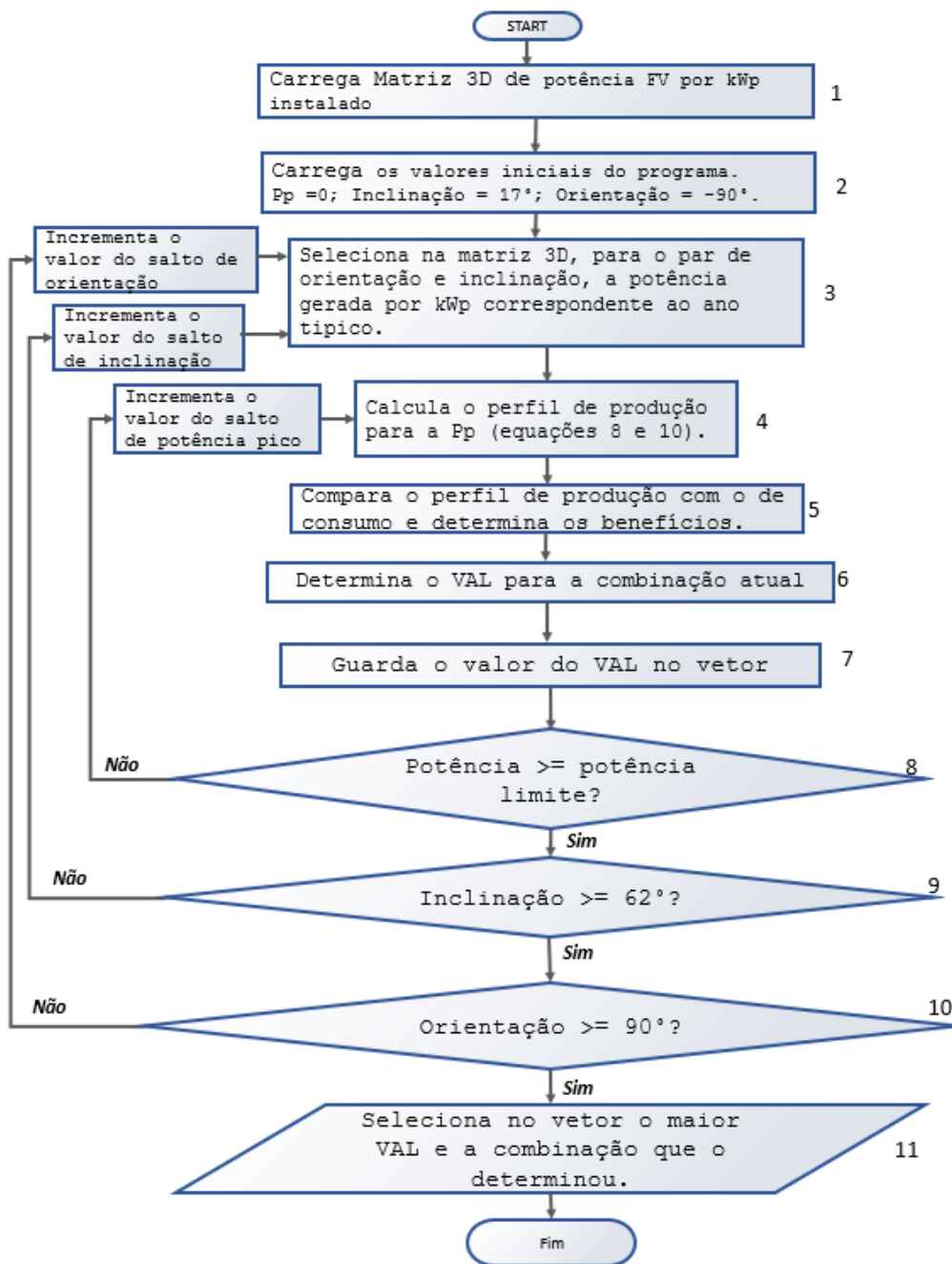


Figura 91 – Fluxograma simplificado para determinação da combinação ótima.

No primeiro passo (identificado com número 1 na Figura 91) o programa acede à base de dados anteriormente criada e carrega-a na memória RAM do computador usada pelo MATLAB. No passo seguinte (2 na Figura 91), são carregados na memória os parâmetros iniciais a serem testados como, potência de pico inicial, inclinação e orientação inicial.

No terceiro passo (3 na Figura 91), o programa extrai da matriz de produção esperada para um ano típico, o vetor correspondente ao primeiro par inclinação/orientação que se pretende avaliar. O vetor referido possui as informações de um ano típico de

produção por kW de potência instalada em intervalos Δt . Nesse mesmo passo, o vetor é convertido para uma matriz com dimensão (m, n) , onde m será o número de períodos Δt de um dia e n será igual a 365 (dias num ano). Este processo encontra-se ilustrado na Figura 90.

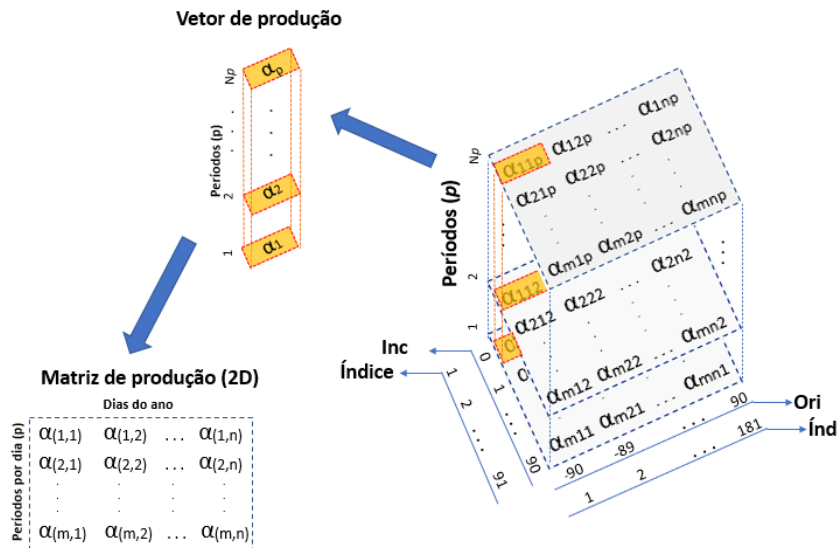


Figura 92 – Extração da informação de produção por kWp para um par orientação/inclinação

No passo quatro (4 na Figura 91) é calculada o perfil de produção fotovoltaica para a atual configuração do gerador, ou seja, considerando a produção esperada por kW de potência instalada (para a inclinação e orientação em teste) e a potência a instalar em consideração. Para estimativa da produção são utilizados os modelos matemáticos (8 e 10), referidos no capítulo 4.

No quinto passo o perfil de consumo agregado, obtido a partir dos perfis individuais de consumo das várias IC que integram o autoconsumo coletivo, é também carregado e comparado com o perfil de produção a fim de determinar os benefícios para a combinação atual.

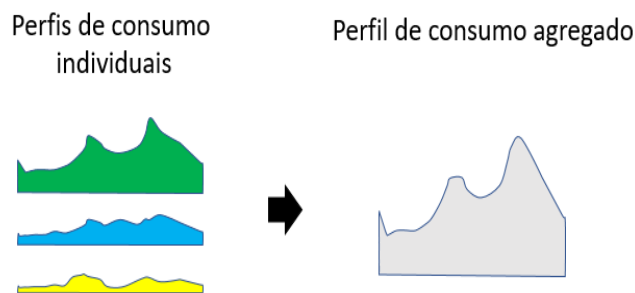


Figura 93 – Construção do perfil agregado

O passo 6 descrito na Figura 91 é responsável pela determinação do VAL (e outros indicadores económicos como TIR, PRI) correspondente à potência, inclinação e orientação em teste. Este processo é feito utilizando o procedimento descrito no capítulo 4, implicando a determinação e valorização dos valores de eletricidade produzidos no gerador que serão autoconsumidos e injetados na RESP. Para o efeito, o algoritmo cruza o perfil de consumo agregado das IC com o perfil de produção esperado, tal como se evidencia na Figura 94. Estes valores são então utilizados na avaliação económica do investimento, em particular na determinação do VAL para cada combinação de potência instalada, inclinação e orientação dos painéis.

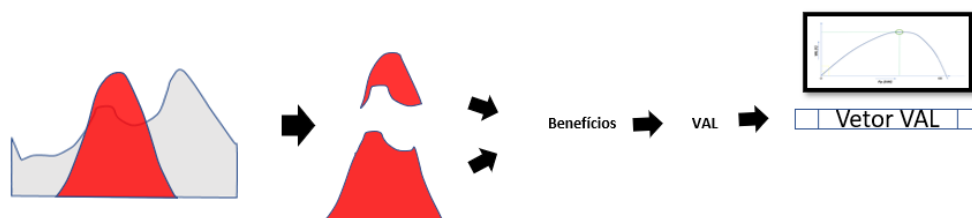


Figura 94 – Determinação do VAL geral

O sétimo passo presente na Figura 91 marca o fim do ciclo de cálculo para uma combinação de inclinação, orientação e potência de pico a instalar, sendo o resultado económico para a combinação guardado num vetor definido para o efeito. Note-se que, concluída a iteração para a potência a instalar que se encontrava em consideração, procede-se à atualização da potência a instalar e repete-se todo o procedimento anterior (passo 6 do algoritmo da Figura 91). Desta forma, são testados todos os valores de potência a instalar tomados como relevantes (função do salto de potência considerado e da gama de potencias a testar definida) para o par inclinação/orientação em avaliação, tal como se mostra Figura 95.

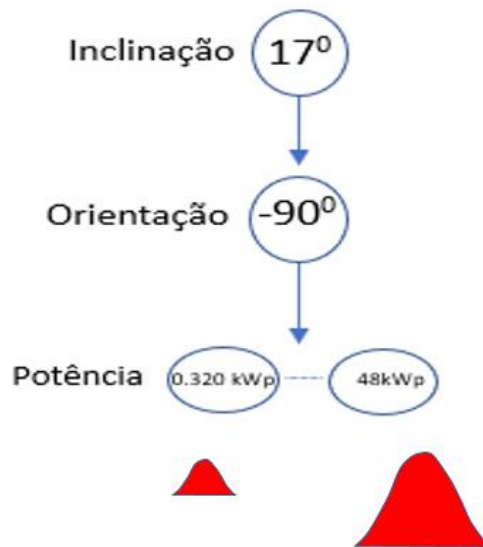


Figura 95 –Perfil de produção para as potências a instalar relevantes

Os passos 8, 9 e 10 do algoritmo na Figura 91 permitem a implementação do processo de “busca exaustiva”, através dos laços, possibilitando o teste de todas as combinações de potência a instalar, para as diversas orientações e inclinações definidas pelas gamas admitidas para estas variáveis e pelos respectivos saltos considerados.

Finalmente, no passo 11 da Figura 91, o algoritmo seleciona, no vetor onde foram armazenados os sucessivos valores de VAL calculados, a combinação de potência, inclinação e orientação que tem o maior retorno económico.

A Figura 96 ilustra o processo de simulação para o primeiro par de inclinação e orientação testado. Nota-se que, para o par inclinação/orientação considerado são testados valores de potência de pico entre um valor inicial, que corresponde ao valor de um painel, até ao limite máximo predefinido conforme explicado anteriormente. Após testados todos os valores de potência possíveis para o par de inclinação/orientação considerado pode traçar-se uma curva que mostra a potência que maximiza o VAL para essa combinação orientação/inclinação.

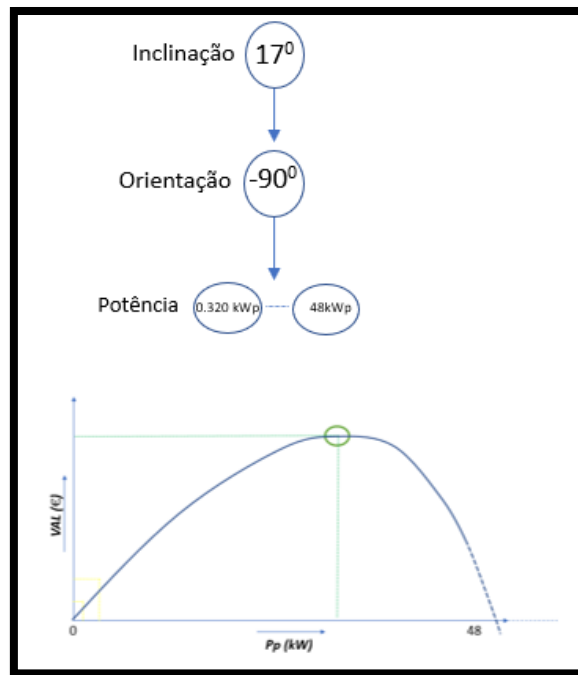


Figura 96 – Procura da potência ótima para um par inclinação/orientação definido

A indicação da potência ótima descrita na Figura 96 resulta da simulação para um conjunto alargado de pares inclinação/orientação. Uma representação mais completa do processo é ilustrado na Figura 97, a qual evidencia que para cada par inclinação/orientação é criada uma curva distinta que mostra a evolução do valor de VAL com a potência de pico a instalar. Uma vez avaliadas todas as combinações possíveis de orientação, inclinação e potência a instalar é possível escolher a combinação ótima, que corresponde àquela que gera o maior VAL.

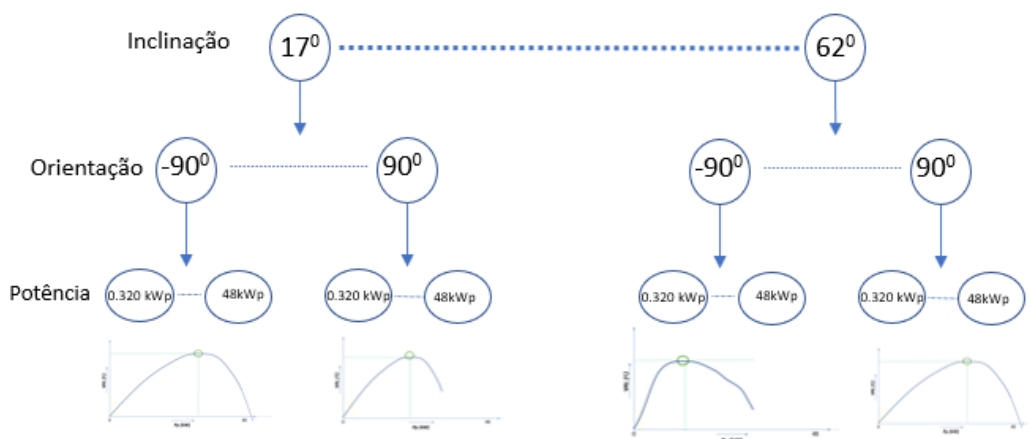


Figura 97 – Ilustração da busca exaustiva da inclinação, orientação e potência

5.8 Determinação do VAL individual para as IC

O algoritmo descrito nas secções anteriores permite obter o gerador fotovoltaico economicamente mais adequado para um conjunto de IC organizadas na forma de autoconsumo coletivo. O VAL obtido pelo algoritmo para a combinação de potência a instalar, orientação e inclinação dos painéis mais adequada é um valor agregado. Por outras palavras, o VAL traduz um valor que se refere ao investimento coletivo sem que exista um conhecimento explícito de resultados individuais para cada IC. Este conhecimento é relevante, nomeadamente para que seja possível comparar, para as diversas IC, as situações de participação num projeto de autoconsumo coletivo com a opção de um autoconsumo individual. Neste contexto, é interessante a definição de um procedimento que permita, uma vez definido o gerador coletivo, determinar o VAL efetivamente obtido por cada IC integrada no autoconsumo coletivo.

A determinação do VAL individual no autoconsumo coletivo implica, necessariamente, a definição de procedimentos para a partilha da energia gerada no gerador bem como para a partilha dos custos de investimento e de operação e manutenção deste. Neste trabalho considerou-se que a partilha da energia gerada é efetuada com recurso a coeficientes de partilha baseados no consumo individual de cada uma das IC. Importa referir que esta é uma das duas metodologias de repartição definidas na atual regulamentação do autoconsumo em Portugal. Desta forma, a energia atribuída a uma IC num determinado período pode ser obtida por:

$$E_i^{\Delta t} = \frac{E_{FV}^{\Delta t} \times E_{C_i}}{\sum E_{C_i}} \quad (19)$$

sendo: $E_i^{\Delta t}$ a energia atribuída à IC i no período Δt , em kWh;

$E_{FV}^{\Delta t}$ a energia fotovoltaica produzida na UPAC no período Δt , em kWh;

E_{C_i} a energia consumida pela IC i no período Δt , em kWh;

A Figura 98 esquematiza a forma de obtenção do VAL individual de cada IC integrada no autoconsumo coletivo (obtido na situação em que o gerador foi definido para a situação de autoconsumo coletivo). Como se constata na figura, a produção do gerador é repartida pelas diversas IC tendo em consideração a expressão (20). Em seguida, a produção atribuída a cada IC é cruzada com o perfil de consumo individual desta IC, o que permite obter os respetivos valores de energia autoconsumida e excedente. Estes valores são depois utilizados para efetuar o cálculo do VAL individual de cada IC. Note-se que neste processo são imputados a cada IC custos relacionados com o investimento e com a operação e manutenção do gerador coletivo. Neste trabalho assumiu-se que estes custos são repartidos proporcionalmente ao consumo de cada IC. Note-se, contudo, que qualquer outro tipo de repartição, tanto da energia gerada como dos custos, poderia ser adotada.

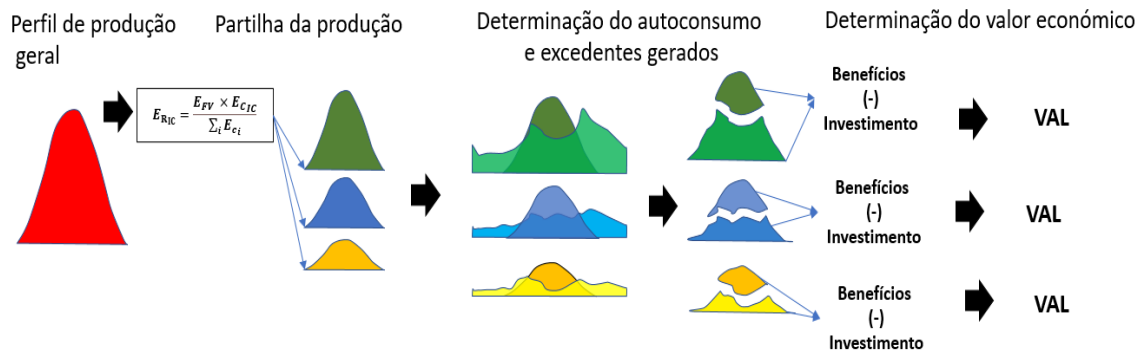


Figura 98 – Partilha da energia produzida

6. Caso de estudo

6.1 Enquadramento

6.1.1 Caracterização do caso de estudo

O caso de estudo proposto envolve a instalação de um gerador fotovoltaico destinado a autocosnumo coletivo num prédio com a cobertura (telhado) ilustrada na Figura 99. Este prédio possui 8 apartamentos distribuídos por 4 andares (2 apartamentos por andar) e ainda o rés de chão ocupado por duas entidades comerciais, sendo localizado na cidade de Viseu. A matriz de produção fotovoltaica esperada foi obtida para esta localização, seguindo os procedimentos já explicados nos capítulos 4 e 5.

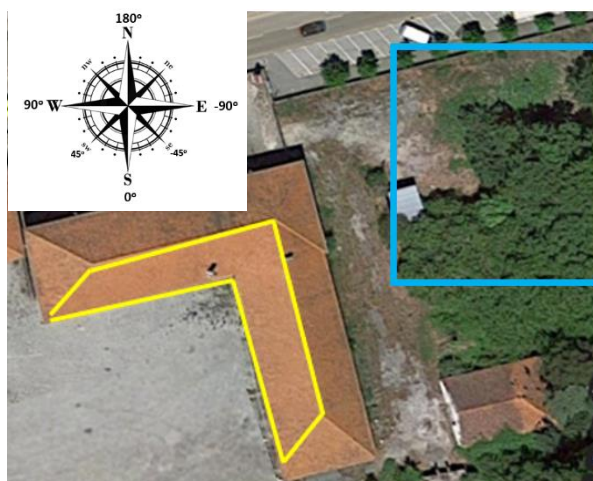


Figura 99 – Local das instalações dos casos de estudo (Google maps).

Existem dois locais possíveis para instalação dos painéis do gerador, os quais definem os cenários para o caso de estudo. O primeiro local é um terreno adjacente ao prédio e pertencente a este, destacado em azul na Figura 99. Esse terreno tem espaço suficiente para colocação de até 80 kWp de painéis fotovoltaicos monocristalinos de 440 Wp, não existindo risco de sombreamento no local. O segundo local consiste na cobertura do edifício, a qual possui duas águas disponíveis (a amarelo Figura 99) para instalação dos painéis fotovoltaicos, sendo uma orientada a sudeste (-30°) e a outra a sudoeste (60°). Ambas as águas apresentam uma inclinação de 22 graus. O espaço disponível no telhado tem capacidade para instalação de até 30 kWp com painéis de 440 Wp monocristalinos em cada água.

O investimento, em €/kWp, foi fornecido pela TRIPLEWATT [48] e caracteriza-se por um decréscimo do preço unitário à medida que aumenta a potência de pico instalada, tal como evidenciado na Tabela 9. Note-se que estes preços incluem também o efeito da estrutura de fixação adotada.

Tabela 9 – Preço do kWp [48]

Capacidade Instalada (kWp)	Preço por kWp (BT)	
	Estrutura em solo	Fixação em cobertura
Menor que 10	900	801
10 a 100	800	712
100 a 150	780	694
150 a 200	740	659
200 a 250	730	650
250 a 500	680	605
500 a 750	630	561
750 a 1000	580	516
1000 a 2000	530	472
Maior que 2000	500	445

No gráfico da Figura 100 o perfil agregado é mostrado por inteiro, ou seja 365 dias com 24 períodos horários. Já o perfil de consumo das IC individuais é mostrado somente os valores médios do ano. Os perfis completos, individuais e agregado, podem ser consultados no Anexo C.

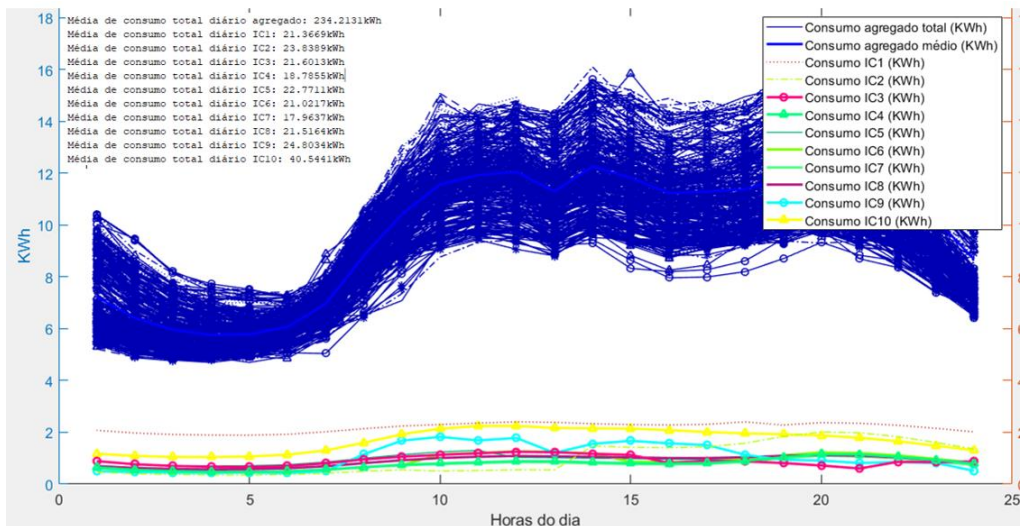


Figura 100 – Perfil de consumo individuais e agregado

No caso de estudo é assumido que todas as IC têm um mesmo tarifário para a eletricidade adquirida, consistindo este num tarifário simples. A Tabela 10 apresenta o preço a pagar por cada kWh de eletricidade adquirida à rede (a um comercializador) bem como a potência contratada para cada IC. Note-se que o preço apresentado na tabela é o preço final a pagar pelas IC, incluindo o valor do IVA.

Tabela 10 – Tarifa e potencia contratada de cada IC

Instalação de Consumo	Preço eletricidade (€/kWh)	Potência contratada
IC 1	0.1676	6.9 kVA
IC 2		6.9 kVA
IC 3		6.9 kVA
IC 4		3.45 kVA
IC 5		5.75 kVA
IC 6		5.75 kVA
IC 7		3.45 kVA
IC 8		6.9 kVA
IC 9		6.9 kVA
IC 10		10.25 kVA

Na realização dos cálculos económicos foram considerados os valores constantes da Tabela 11.

Tabela 11 – Tarifa e potencia contratada de cada IC

Designação	Valor
Taxa de atualização	8 %
Taxa anual de crescimento do preço da eletricidade	2,23 % ¹
Taxa de inflação (a aplicar aos custos de operação e manutenção)	0,01 %
Vida útil do investimento	20 anos
Remuneração da energia excedente	0,04 €/kWh ²

¹ baseado em informações da PORDATA [55]

6.2 Cenário 1 – Instalação fotovoltaica no solo

Neste cenário, representado na Figura 101, deseja-se saber qual a potência total a instalar num gerador em regime de autocosumo coletivo, bem como a inclinação e orientação dos painéis que maximiza o retorno económico do investimento. Neste cenário é considerada apenas a utilização da rede interna do prédio para veiculação da eletricidade produzida (nesse caso, não haverá pagamento de Tarifas de Acesso à Rede (TAR)).

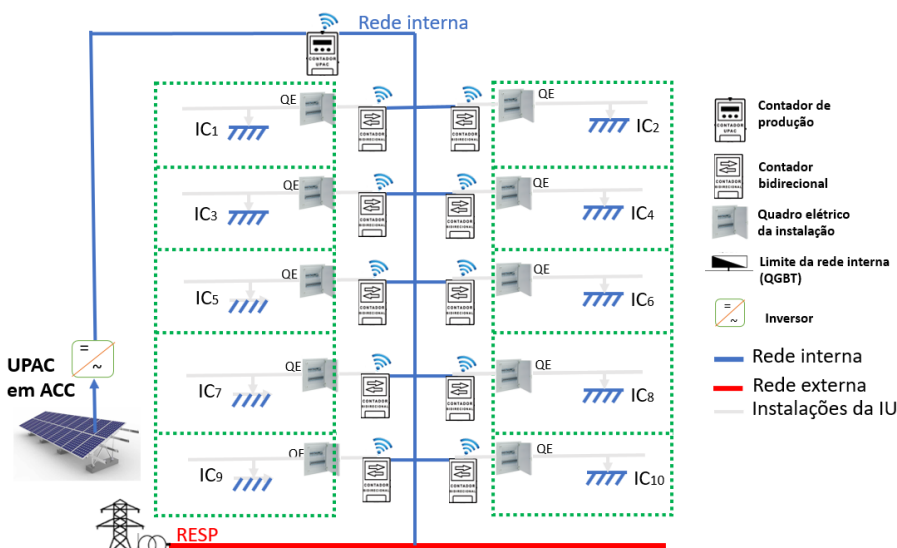


Figura 101 – Esquema proposto de autoconsumo instalado em solo com 10 participantes

Os painéis instalados no solo, principal característica desse cenário, permitem maior flexibilidade para orientação e inclinação dos painéis, de maneira que é possível posicionar os painéis exatamente como for recomendada pela simulação do modelo em MATLAB. Para essa simulação foram testadas orientações na faixa de -90° a 90° e inclinações de 17° a 62° (faixa de ângulos recomendada conforme descrito na secção 5.7). O valor de potência máxima possível de instalar nas IC individualmente foi baseado na máxima potência registrada em cada IC, porém há uma restrição para o total de painéis a

ser instalado devido ao espaço disponível no local da instalação, correspondendo a 80 kWp no solo.

Após a simulação, o programa compilou todos os resultados em tabelas e gráficos. A Figura 102 mostra esses resultados que contém os valores comparativos aplicáveis à situação de autoconsumo individual e ao autoconsumo coletivo. Refira-se que o dimensionamento de uma UPAC destinada ao autoconsumo individual é feito de modo a obter o máximo retorno económico para uma IC específica. Na prática, este dimensionamento conduzirá a um gerador fotovoltaico com potência instalada e com valores de inclinação e orientação dos painéis fotovoltaicos específicas para tal IC.

As primeiras 4 colunas das linhas 1 a 10, referem-se ao posicionamento dos painéis e potência a instalar para cada IC no regime regime de autoconsumo individual (admitindo que tal fosse possível para todas as IC). A coluna 5 contém o número de painéis a instalar nos geradores considerados. As colunas 6 e 7 apresentam os valores de VAL obtidos, respetivamente, para as situações de autoconsumo individual e coletivo, sendo que os resultados da coluna 7 foram obtidos nos termos referidos na secção 5.8. A última linha apresenta os resultados para a situação de autoconsumo coletivo. A Figura 102, também indica os valores de VAL e PRI e TIR para para as situações de autoconsumo individual e coletivo.

O resultado da simulação, resumido na tabela, indica que, para o caso do autoconsumo coletivo, o gerador fotovoltaico deve ter uma potência instalada igual a 41,8 kWp sendo os painéis instalados com uma inclinação de 30° e com orientação de 2° (última linha da Figura 102). Note-se que, os resultados presentes na Figura 102 indicam que, caso se optasse por geradores individuais, se obteriam geradores com diferentes inclinações e orientações para cada IC, com uma variação de 26° a 38° para a inclinação e -10° a 44° para orientação.

IC	Inclinação	Orientação	Pp	N de Paineis	VAL (AC X ACC)		PRI (AC X ACC)		TIR (AC X ACC)	
1	26	2	3.52	8	3879	4602	6	5	0.24	0.3
2	38	44	3.52	8	3266	3372	7	7	0.22	0.22
3	32	-8	3.52	8	3923	4552	6	5	0.24	0.29
4	34	2	2.64	6	2655	2844	7	7	0.22	0.23
5	30	-10	3.52	8	3785	4248	6	6	0.24	0.27
6	32	-2	3.08	7	3809	4372	6	5	0.26	0.29
7	30	0	2.64	6	2782	3011	7	6	0.23	0.25
8	30	0	3.08	7	3724	4228	6	6	0.26	0.28
9	32	-8	6.16	14	4985	7379	7	4	0.21	0.38
10	28	-2	7.92	18	8325	9455	6	5	0.25	0.32
11	30	2	41.8	95	41133	48063	5	5		

Figura 102 – Extrato do resultado do Caso 1 Cenário 1 com 10 IC.

Os resultados mostrados na Figura 102 ainda indicam que o VAL correspondente à situação de autoconsumo coletivo (48063 €) é cerca de 17% superior ao somatório dos VAL obtidos por cada IC (33704 €), caso a opção fosse a instalação de sistemas de

autoconsumo individuais. É também possível concluir que a potência a instalar no gerador coletivo é 5,6% superior à soma das potências a instalar no caso da opção ser de autoconsumo individual. A Tabela 12 mostra os ganhos individuais de cada IC resultantes da sua participação no autoconsumo coletivo em detrimento do estabelecimento de geradores individuais para autoconsumo. Note-se que, nesta situação, todas as IC são favorecidas pela integração num autoconsumo coletivo, embora de forma diferenciada.

Tabela 12 –Resultado do VAL no ACI e ACC para cada IC

IC	VAL		
	AC (€)	ACC (€)	Δ (%)
1	3879	4602	18,6%
2	3266	3372	3,2%
3	3923	4552	16,0%
4	2655	2844	7,1%
5	3785	4248	12,2%
6	3809	4372	14,8%
7	2782	3011	8,2%
8	3724	4228	13,5%
9	4985	7379	48,0%
10	8325	9455	13,6%

Os ganhos assimétricos para cada IC resultam da forma adotada para partilha da energia gerada (que influencia os benefícios capturados por cada IC) e dos custos (investimento e operação e manutenção). Como efeito do processo de partilha, pode ocorrer no regime coletivo que algumas IC tenham maiores benefícios que outras e mesmo ter uma situação menos vantajosa que o autoconsumo individual (o que não ocorreu neste caso). Na realidade, as IC participantes partilham um gerador caracterizado por valores de potência de pico, inclinação e orientação que são definidos com base no perfil de consumo agregado de todos os participantes, podendo, portanto, não ser o ótimo para qualquer das IC. Em situações em que tal se justifique, poderão ser definidos mecanismos de compensação entre participantes no ACC (a plasmar no regulamento interno) que possibilitem a obtenção de situações em que todas as IC tenham interesse no estabelecimento do autoconsumo coletivo.

A definição da potência de pico a instalar para o modelo coletivo pode ser melhor compreendida observando o gráfico da Figura 103, na qual se pode visualizar a relação entre:

- a potência que maximiza o VAL global (considerando o par de inclinação e orientação ótima dos painéis), identificada por “agregado”;

- e as curvas que mostram a evolução do VAL individual de cada IC quando integradas no ACC.

Para melhor compreensão da situação, a Figura 104 evidencia duas curvas: a primeira, identificada por “VAL ACC” coincide coma curva legendada por “IC9” na Figura 103; a segunda representa o VAL da IC 9, tomada como exemplo, no regime de autoconsumo individual. A análise desta figura permite concluir que a potencia mais adequada para o regime de autoconsumo coletivo (41,8 kWp) não maximiza o VAL para a IC9. Na realidade, a potência a instalar no gerador coletivo que maximizaria o VAL para a IC9 corresponde a 51,48 kWp, como se pode constatar na Figura 103. Não obstante, a IC9 tem ganhos com a sua integração no regime de autoconsumo coletivo face à situação de autoconsumo individual.

Tomando agora como exemplo a IC2, é possível constatar, através da Figura 103que, contrariamente ao que sucede para a IC9, a potência que maximizaria o VAL para essa IC seria inferior ao valor definido pelo algoritmo para o autoconsumo coletivo, neste caso igual a 34,32 kWp. Também neste caso, a IC2 tem ganhos com a sua integração no regime de autoconsumo coletivo face à situação de autoconsumo individual (Figura 105), ainda que substancialmente inferiores aos verificados para a IC9. Na realidade o ganho obtido pela IC2 é de apenas 3,2%, tal como evidenciado Tabela 12.

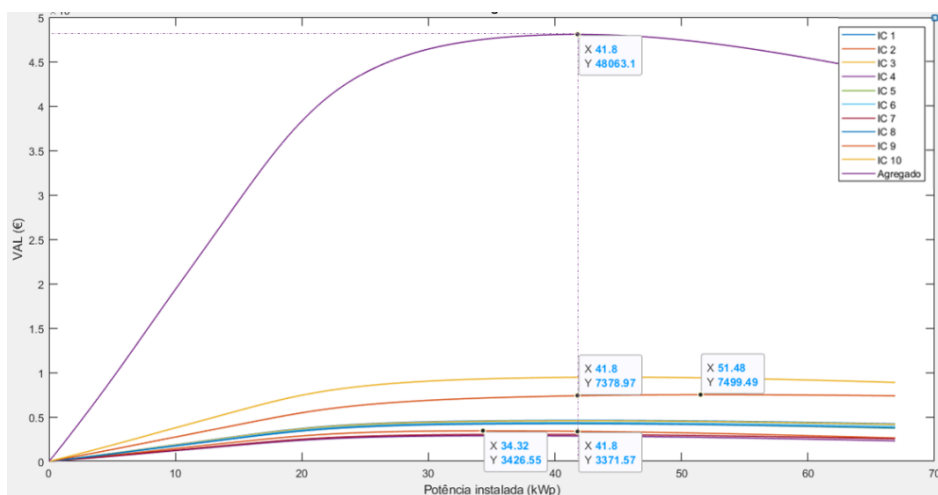


Figura 103 - VAL geral e VAL individuais no ACC em função da potência de pico total no cenário 1

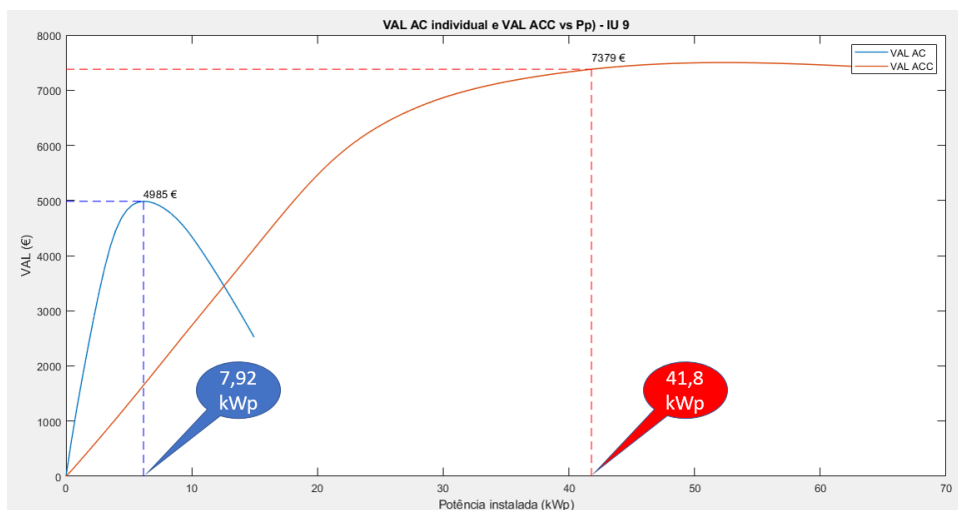


Figura 104 – VAL em função da potência instalada para a IC9 em ACI e ACC

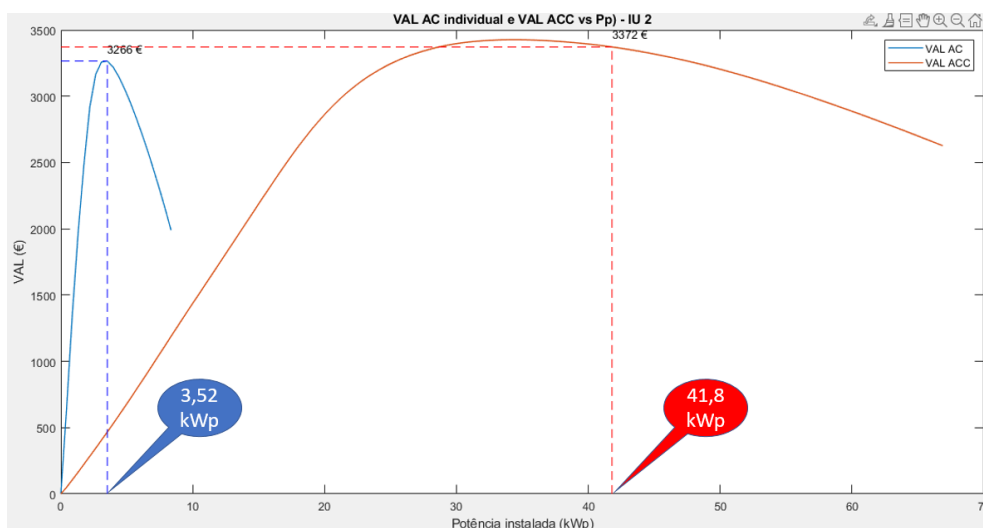


Figura 105 – VAL em função da potência instalada para a IC2 em ACI e ACC

Como anteriormente referido, o modelo desenvolvido permite a avaliação do investimento utilizando outros indicadores económicos para além do VAL, nomeadamente a *TIR* e o *PRI*.

O gráfico da Figura 106 permite perceber o valor da *TIR* para a situação do ACC (curva azul) e para a situação de AC individual da IC2 (curva vermelha).

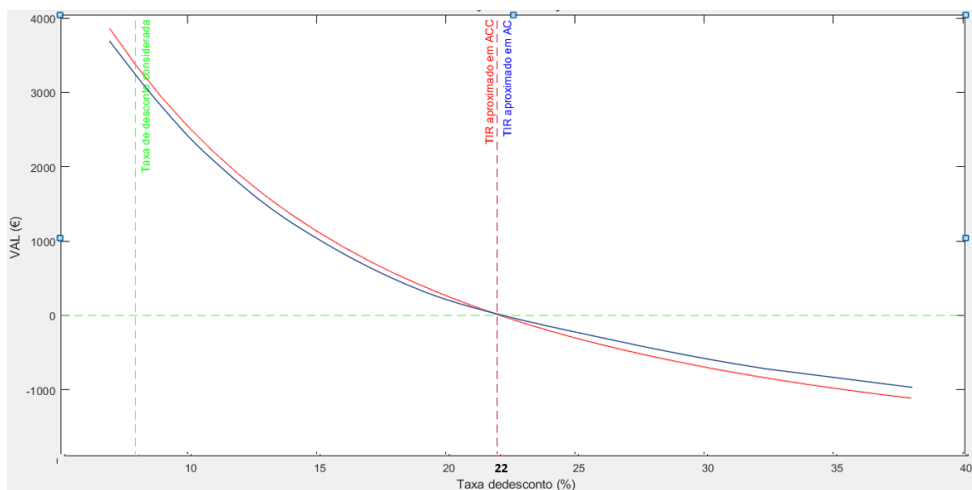


Figura 106 – Resultado gráfico da análise de sensibilidade do TIR para IC2

A Figura 107 permite a análise do tempo de recuperação do investimento para as situações anteriormente referidas. Os gráficos para as demais IC do cenário do cenário 1 podem ser consultados no anexo D.

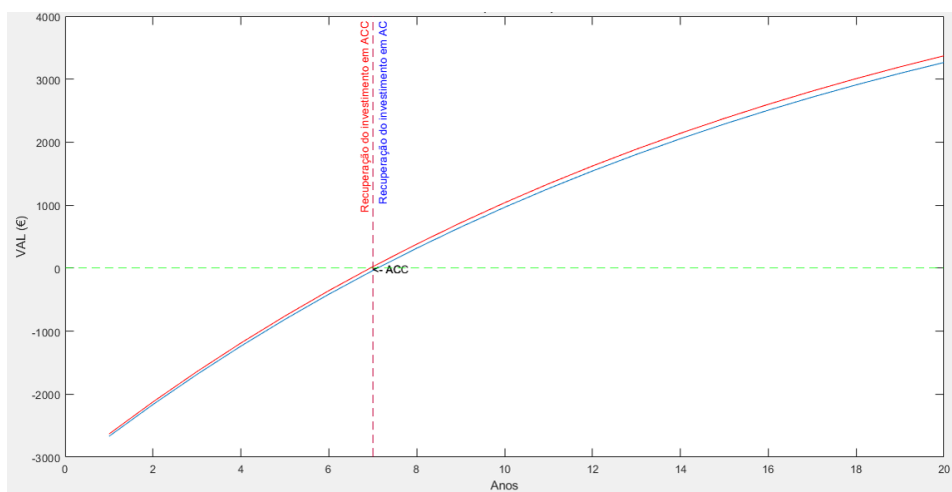


Figura 107 – Recuperação do investimento no tempo de vida útil – IC2

Além da análise económica, o programa criado em MATLAB permite também a exibição de resultados relacionados com análise energética. A Figura 108 mostra, para os 365 dias do ano típico considerado, as curvas da energia total produzida no gerador, da energia agregada autoconsumida e da energia injetada na rede. O gráfico também mostra as médias diárias de cada conjunto de valores (produção, consumo total, consumo da RESP e excedentes). As informações contidas no gráfico mostram que a produção média diária esperada é de 137 kWh, o que conduzirá a uma redução média diária da energia importada

da rede pelas IC de 234 kWh para 149,5 kWh, traduzindo-se uma redução de 36 % no consumo médio diário. A percentagem de energia autoconsumida num ano típico é de 77% e a redução percentual de energia importada da RESP é igual a 45,34 %. A Tabela 13 sistematiza esta informação para um ano típico.

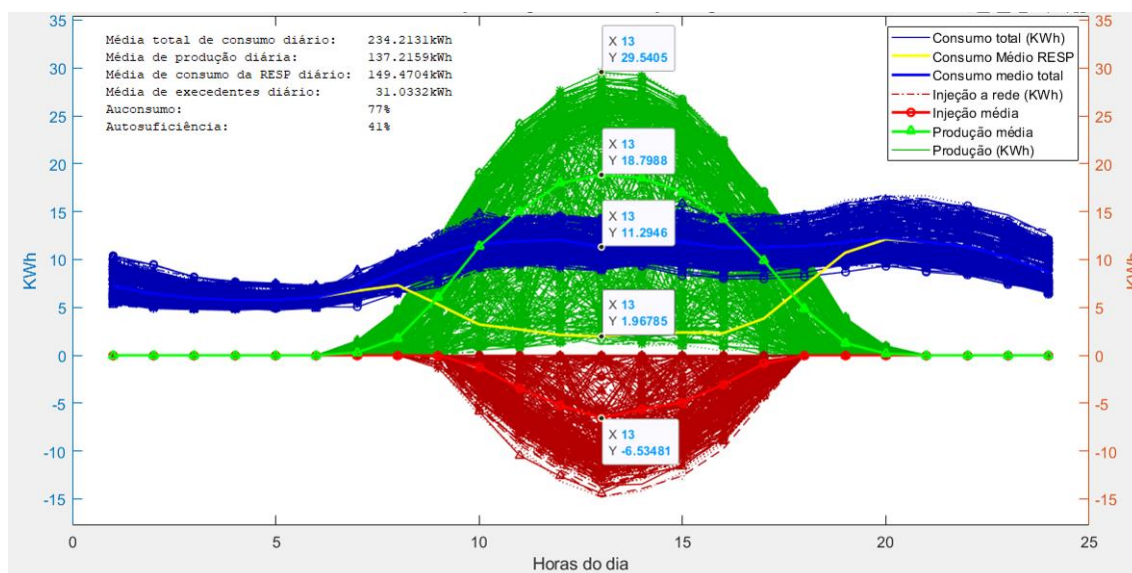


Figura 108 –Gráfico da produção e consumo agregado para a modalidade coletiva

Tabela 13 – Resumo de indicadores energético para caso de estudo 1

Grandeza	Valor
Energia anual total consumida pelas IC	85488 (kWh)
Energia anual produzida no gerador fotovoltaico	50083 (kWh)
Energia autoconsumida	38756 (kWh)
Energia injetada na rede (excedente)	11327 (kWh)
Percentagem de autoconsumo	77 (%)
Percentagem de autosatisfação dos consumos	45,34 (%)

6.3 Cenário 2 – Instalação fotovoltaica no telhado

O objetivo do estudo é, tal como no cenário 1, o de determinar a potência a instalar no gerador, porém, os ângulos de inclinação e orientação já estão definidos pela disposição do telhado onde será instalado a UPAC.. Contudo, neste caso, ainda é importante considerar as restrições impostas pelo local destinado à instalação dos painéis, ou seja, as duas águas do telhado disponíveis. A Figura 109 resume a situação do presente cenário.

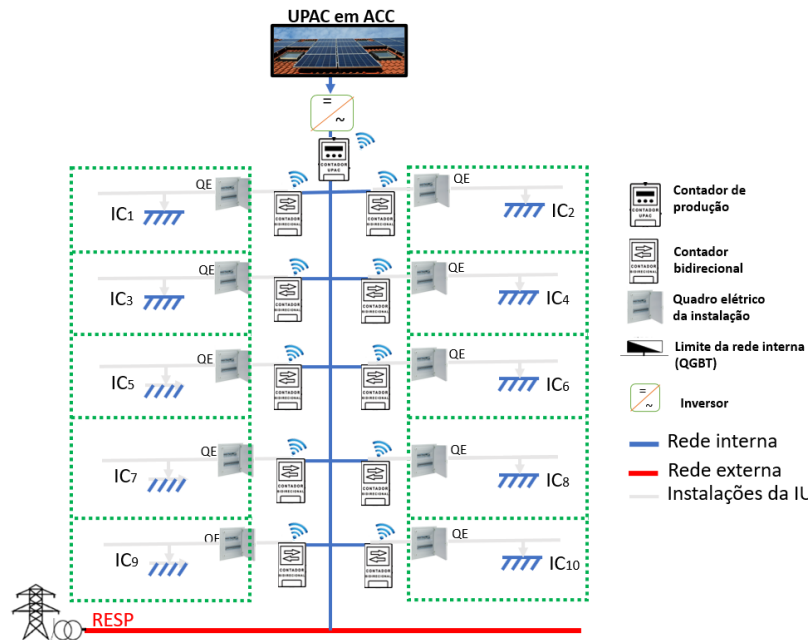


Figura 109 - Esquema de ligação entre a UPAC e IC em ACC

A Figura 110 mostra os resultados obtidos após utilização do programa desenvolvido. Note-se que, na simulação foram considerados como conhecidos à partida tanto a orientação como a inclinação que os painéis poderiam ter, correspondendo aquelas existentes nos telhados em que estes serão instalados.

IU	Incl SO e SE	Orien	SO e SE	Pp total	Painéis totais	Pp (SO e SE)	Painéis (SO e SE)	VAL(AC X ACC)	FRI (AC X ACC)	TIR (AC X ACC)	
1	22 22	60	-30	3.96	9	1.32	2.64	3 6	4175 4931	6 5	28 16
2	22 22	60	-30	3.96	9	3.52	0.44	8 1	3444 3573	7 7	32 44
3	22 22	60	-30	3.96	9	0.88	3.08	2 7	4169 4788	6 5	26 13
4	22 22	60	-30	3.08	7	0.88	2.2	2 5	2791 2973	7 7	40 40
5	22 22	60	-30	3.96	9	0.88	3.08	2 7	4052 4512	6 6	23 39
6	22 22	60	-30	3.96	9	1.32	2.64	3 6	4014 4585	6 5	44 36
7	22 22	60	-30	3.08	7	1.32	1.76	3 4	2960 3196	7 6	38 30
8	22 22	60	-30	3.96	9	1.32	2.64	3 6	3969 4469	6 5	44 33
9	22 22	60	-30	7.04	16	1.32	5.72	3 13	5376 7705	7 4	22 49
10	22 22	60	-30	8.8	20	3.08	5.72	7 13	8901 9969	6 5	26 32
11	22 22	60	-30	47.52	108	17.6	29.92	40 68	43851 50701		

Figura 110 – Resultado parcial para o cenário 2 em ACC

Os resultados mostram que a potência de pico a instalar no prédio que otimiza o VAL da instalação coletiva é de 47,52 kWp, correspondendo a um total de 108 painéis distribuídos pelas duas águas do telhado: 68 painéis na água orientada a Sudoeste e 40 painéis na água orientada a Sudeste. Note-se que a potência a instalar obtida é 13,7% superior à obtida quando no caso de estudo anterior em que se considerou o gerador instalado no solo.

É também possível constatar a partir da Figura 102 que o VAL correspondente à situação de autoconsumo coletivo (50701 €) é cerca de 15,6% superior ao somatório dos VAL obtidos por cada IC (43851 €), caso a opção fosse a instalação de sistemas de autoconsumo individuais. A potência a instalar no gerador coletivo é 3,8% superior à soma das potências a instalar no caso da opção ser pelo autoconsumo individual.

A Tabela 14 mostra os ganhos individuais de cada IC resultantes da sua participação no autoconsumo coletivo em detrimento do estabelecimento de geradores individuais para autoconsumo. Note-se que, também neste caso, todas as IC são favorecidas pela integração num autoconsumo coletivo.

Tabela 14 – Tarifa e potencia contratada de cada IC

IC	VAL		
	AC (€)	ACC (€)	Δ (%)
1	4175	4931	18,1%
2	3444	3573	3,7%
3	4169	4788	14,8%
4	2791	2973	6,5%
5	4052	4512	11,4%
6	4014	4585	14,2%
7	2960	3196	8,0%
8	3969	4469	12,6%
9	5376	7705	43,3%
10	8901	9969	12,0%

O gráfico da mostra resultados relacionados com análise energética para a situação do autoconsumo coletivo do presente cenário.

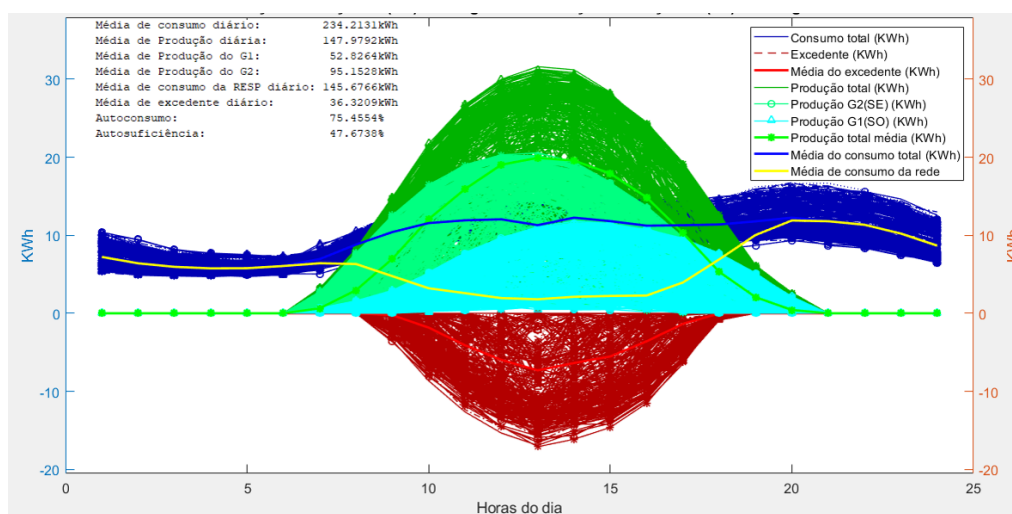


Figura 111 - Gráfico Produção vs Consumo em ACC com duas águas

Note-se que, neste caso, a produção total é formada pela soma das produções dos painéis a instalar em cada água do telhado. As informações contidas no gráfico mostram que a produção média diária esperada é de 147 kWh, formada aproximadamente por 52 kWh (36%) produzidos na água com orientação sudeste e 95 kWh (64%) na água com orientação sudoeste. O autoconsumo da eletricidade gerada conduzirá, neste caso, a uma redução média diária da energia importada da rede pelas IC de 234 kWh para 145 kWh, traduzindo-se uma redução de 38 % no consumo médio diário. A percentagem de energia autoconsumida num ano típico é de 75,45 % e a redução percentual de energia importada da RESP é igual a 47,67 %. A Tabela Tabela 15 sistematiza esta informação para um ano típico.

Tabela 15 – Resumo de indicadores energético para caso de estudo 2

Grandeza	Valor
Energia anual total consumida pelas IC	85488 (kWh)
Energia anual produzida no gerador fotovoltaico	54012 (kWh)
Energia autoconsumida	40755 (kWh)
Energia injetada na rede (excedente)	13257 (kWh)
Percentagem de autoconsumo	75,45 (%)
Percentagem de autosatisfação dos consumos	47,67 (%)

Apesar do programa indicar um valor de potência que otimiza economicamente o projeto, é possível visualizar, através da Figura 112 (região interior à circunferência) outras combinações de potência de pico a instalar em cada uma das duas águas do telhado que geram valores finais de VAL próximos ao VAL máximo.

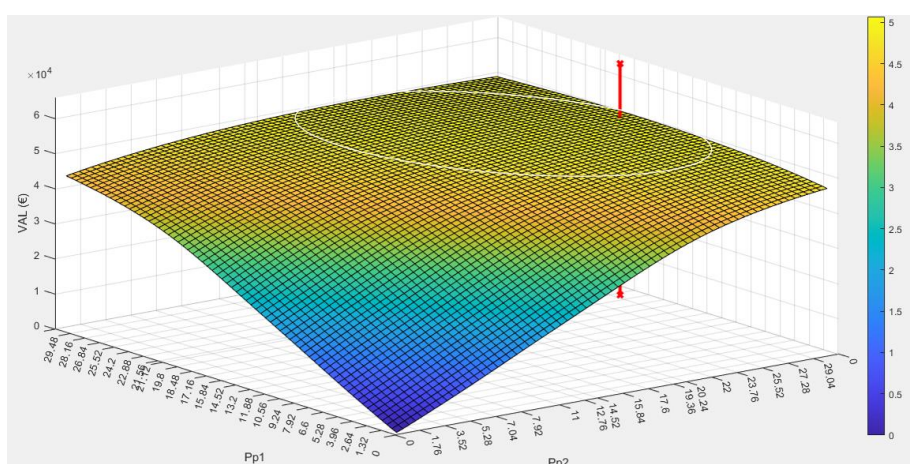


Figura 112 – VAL vs Pp para duas águas

6.3.1 Comparação de resultados

A Tabela 16 mostra uma comparação entre os resultados obtidos nos dois cenários anteriores do caso de estudo.

Tabela 16 – Comparação de resultados obtidos nos casos de estudo

	Cenário		Δ (%)
	Solo (a)	Telhado (b)	$\frac{(b - a)}{a} \times 100\%$
Potência a instalar (kW)	41,8	47,52	13,7%
VAL em autoconsumo coletivo (€)	48063	50701	5,5%
Soma dos VAL em autoconsumo individual (€)	41133	43851	6,6%
Energia anual total consumida pelas IC (kWh)	85488	85488	0,0%
Energia anual produzida no gerador fotovoltaico (kWh)	50083	54012	7,85%
Energia autoconsumida (kWh)	38756	40755	5,16%
Energia injetada na rede (excedente) (kWh)	11327	13257	17,04%
Percentagem de autoconsumo (%)	77,38	75,45	-2,49%
Percentagem de autosatisfação dos consumos (%)	45,34	47,67	5,14%
Ganho máximo para uma IC (%)	48	43,3	-9,8%
Ganho mínimo para uma IC (%)	3,2	3,7	15,6%
Média de ganho para as IC (%)	15,5	14,5	-6,5%

A comparação entre os dois casos de estudo estudados permite perceber que o gerador partilhado é economicamente interessante em ambas as situações, evidenciando essas vantagens do regime de autoconsumo coletivo em relação ao individual. Esta conclusão é suportada não apenas pelo facto de que o VAL obtido em autoconsumo coletivo é superior à soma dos VAL que seriam obtidos por cada IC caso estas optassem pelo regime de autoconsumo individual mas também pelo facto de todas as IC apresentarem ganhos quando integram o autoconsumo coletivo. Note-se que esta situação não tem necessariamente de ocorrer já que a otimização do VAL global poderá ser obtida numa situação em que uma ou mais das IC participantes vejam o seu ganho ser negativo (ou seja, o VAL individual obtido no âmbito do autoconsumo coletivo é inferior ao obtido caso optem por um gerador destinado ao autoconsumo individual). Nestes casos, o autoconsumo coletivo com todas as IC poderá ser comprometido, salvo se forem definidas metodologias para a partilha adequada dos benefícios daí decorrentes.

O VAL obtido para o gerador coletivo a instalar no telhado do edifício (50701 €) é 5,5% superior aquele que se obtém quando se considera o gerador instalado no solo (48063 €). Para este resultado contribuirão dois fatores importantes: i) o facto dos custos de instalação serem inferiores para um gerador instalado no telhado; ii) a possibilidade de, no caso do gerador instalado na cobertura, ser possível a orientação dos painéis em duas direções (o que não ocorreu no gerador dimensionado para o solo). Note-se que a

potência a instalar no caso do gerador de telhado é 13,7% superior à obtida para o caso do gerador instalado no solo.

Os indicadores energéticos mostram que o gerador instalado no telhado terá uma produção anual esperada 7,85% superior à produção esperada para o gerador no solo. Em termos de autoconsumo, verifica-se que o gerador instalado no solo é superior ao instalado na cobertura do edifício em 2,49%. Por outro lado, a autosatisfação dos consumos é maior para o telhado em 5,14%.

Uma outra conclusão interessante a retirar da Tabela 16 é que os ganhos individuais de cada IC, quando integram o autoconsumo coletivo, são mais equilibrados.

7. Conclusões e trabalho futuro

7.1 Conclusões

A produção descentralizada de eletricidade (PD) tem, ao longo das últimas décadas, sido uma das principais alterações ao funcionamento dos sistemas elétricos. Os motivos que impulsionam a aposta na PD são diversos, incluindo razões ligadas com política energética (redução de dependência externa aproveitando recursos endógenos) e as preocupações ambientais, em particular a necessidade de se aplicarem medidas que permitam mitigar as alterações climáticas, que são um dos maiores desafios que a humanidade enfrenta na atualidade (utilização de energias renováveis).

A evolução da PD no seio dos sistemas elétricos tem-se feito sentir em várias dimensões, incluindo o nível de tensão em que os geradores distribuídos são ligados e os mecanismos de incentivo utilizados para fomentar o seu desenvolvimento. Nos últimos anos, a PD estendeu-se para as redes de baixa tensão (BT). Paralelamente, o paradigma da subsídio da energia elétrica produzida em unidades de PD tem vindo a ser alterado, no sentido em que os subsídios estão a ser eliminados. Assim, o regime de incentivo à PD baseado em remuneração subsidiada tem vindo a ser substituído por regimes baseados no conceito de produção para autoconsumo, o qual existe já em Portugal há vários anos.

A Diretiva Europeia 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro (relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis), transposta para a ordem jurídica portuguesa através do Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de outubro veio reforçar a importância da produção em regime de autoconsumo, consagrando a definição dos conceitos de autoconsumidor de energia renovável em regime individual ou coletivo, bem como de comunidades de energia renovável. Assim, em Portugal, o conceito de produtor-consumidor (“*prosumer*”) tem vindo a ser desenvolvido e incentivado, estando neste momento previsto enquadramento jurídico para o autoconsumo individual, o autoconsumo coletivo (ACC) e para as comunidades de energia renovável (CER). Estas atividades de autoconsumo reforçam o interesse dos consumidores em desempenharem o papel de produtores da eletricidade que consomem (em parte ou na totalidade). Note-se que, no caso do ACC e das CER, os sistemas de produção serão partilhados (em termos de custos e benefícios) entre diferentes consumidores, potenciando soluções mais interessantes, do ponto de vista económico para os intervenientes. Em particular, no caso dos sistemas fotovoltaicos, a partilha dos geradores poderá aumentar o autoconsumo da energia produzida bem como possibilitar a participação no autoconsumo a consumidores que não dispõem de espaço físico para montagem do gerador.

Este trabalho, desenvolvido em colaboração com a empresa Triple Watt, insere-se neste âmbito e apresenta uma proposta de um modelo que permite definir o gerador fotovoltaico economicamente mais adequado (melhor Valor Atualizado Líquido do Investimento) para uma determinada situação de autoconsumo, em particular autoconsumo coletivo. Esta definição consiste no estabelecimento da potência de pico a instalar no gerador bem como na definição da orientação e inclinação dos painéis fotovoltaicos. No processo de determinação do gerador mais adequado é utilizada, entre outra, informação sobre históricos de consumos de energia elétrica dos consumidores bem como sobre a produção esperada para o gerador. O valor esperado para a energia produzida pelo gerador fotovoltaico é obtido com recurso a informação disponibilizada em bases de dados disponíveis.

O modelo desenvolvido foi implementado em ambiente Matlab e testado com dados de 2 cenários realistas. O primeiro cenário refere-se ao dimensionamento de um gerador fotovoltaico para um regime de autoconsumo partilhado por um conjunto de 10 instalações de consumo, sendo o gerador instalado no solo e nas proximidades do edifício (e sem pagamento de tarifas de acesso às redes). Neste caso, admitiu-se que todos os painéis a instalar no gerador apresentariam a mesma orientação e inclinação (a serem determinadas pelo programa desenvolvido). O segundo cenário refere-se ao dimensionamento de um gerador fotovoltaico para o mesmo conjunto de consumidores, mas agora assumindo a sua instalação na cobertura do edifício. Neste caso foram consideradas duas águas do telhado como susceptíveis de receber os painéis fotovoltaicos a serem instalados. Ademais, a inclinação e a orientação dos painéis foi, neste caso, considerada conhecida (função das características das águas do telhado consideradas).

Os resultados obtidos evidenciam as vantagens do regime de autoconsumo coletivo em relação à opção pelo autoconsumo individual para cada IC. Esta conclusão é suportada, por um lado, pelo facto do VAL obtido em autoconsumo coletivo ser, em ambos os cenários, superior à soma dos VAL que seriam obtidos por cada IC caso estas optassem pelo regime de autoconsumo individual. Por outro lado, a opção pelo autoconsumo coletivo conduziu, para os casos de estudo analisados, a uma situação em que todas as IC apresentam ganhos face à situação de opção pelo autoconsumo individual. Importa destacar que tal situação pode não ocorrer já que o melhor valor para o VAL global poderá ser obtido numa situação em que uma ou mais das IC participantes vejam o seu ganho ser negativo (ou seja, o VAL individual obtido no âmbito do autoconsumo coletivo é inferior ao obtido caso optem por um gerador destinado ao autoconsumo individual). Note-se ainda que, mesmo em situações em que todas as IC têm ganhos com a integração num regime de autoconsumo coletivo, esses ganhos podem ser significativamente assimétricos (dependendo da forma adotada para a partilha de custos e benefícios entre as IC). Estas constatações permitem evidenciar que, nestas situações, o autoconsumo coletivo com todas as IC poderá ser comprometido, salvo se forem definidas metodologias para a partilha adequada dos benefícios e custos daí decorrentes.

Os casos de estudo considerados mostraram também que o VAL obtido para o gerador coletivo a instalar no telhado do edifício pode ser superior aquele que se obtém quando se considera o gerador instalado no solo. Este facto está relacionado, por um lado, com o facto dos custos de instalação serem inferiores para um gerador instalado no telhado e, por outro, com a possibilidade de, no caso do gerador instalado na cobertura, ser possível a orientação dos painéis em duas direções (o que não ocorreu no gerador dimensionado para o solo). Note-se que o valor de potência a instalar no caso do gerador de telhado foi 13,7% superior ao obtido para o caso do gerador instalado no solo.

Os resultados obtidos provam a importância da definição deste tipo de ferramentas, as quais permitem melhorar o desempenho económico da produção para autoconsumo. Este melhoramento contribuí para um maior desenvolvimento da PD, em regime de autoconsumo renovável, contribuindo, por esta via, para a mitigação das alterações climáticas. Por outro lado, o maior desenvolvimento da produção em regime de autoconsumo contribui para o desenvolvimento de um sistema eléctrico mais eficiente, mais resiliente e com menores impactos ambientais.

7.2 Trabalhos futuros

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho, foram identificados diversos assuntos que merecem desenvolvimento futuro, e que são explicitados nas secções seguintes.

7.2.1 Geradores dotados de painéis com orientação e inclinação distintas.

Na secção 4.5 foi apresentado um modelo matemático que permite determinar a potência total a instalar num gerador fotovoltaico destinado ao autoconsumo, considerando a possibilidade de os painéis serem instalados com orientações e inclinações distintas. O modelo funciona e foi usado no cenário 2 do caso de estudo, com o intuito de determinar a potência a instalar em cada uma das duas águas do telhado considerado. Neste caso, as inclinações e orientações dos dois grupos de painéis a considerar estavam já definidas, restando somente determinar a potência a ser instalada em cada grupo. Assim, o problema foi resolvido considerando 4624 combinações a serem avaliadas, tal como se mostra na Figura 113

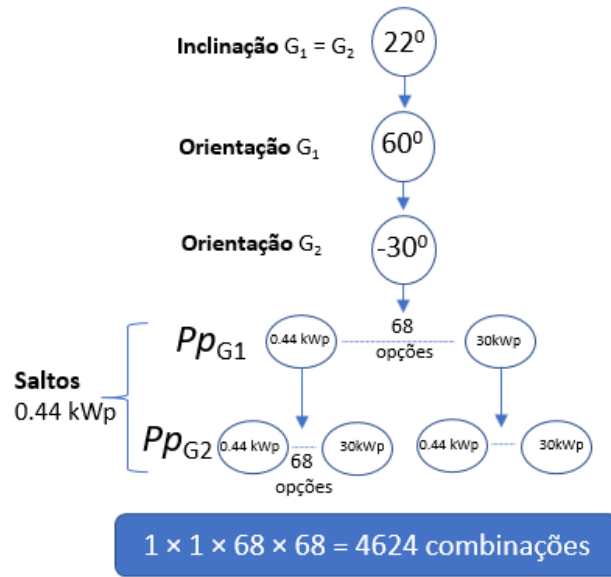


Figura 113 – Combinações para simulação em telhado com duas águas.

Porém, combinar grupos de geradores onde seja necessário encontrar a combinação potência-inclinação-orientação, como ilustrado na Figura 114, produz um crescimento muito significativo no número de possibilidades a serem testadas. Em consequência, o tempo de processamento tenderá a ser muito elevado, dificultando a obtenção de uma solução num prazo aceitável. No exemplo da Figura 114, que inclui a pesquisa das inclinações e orientações para além da potência a instalar, existem quase 19 bilhões de combinações a serem avaliadas. Assim, para que se possa ter realmente este recurso a funcionar, é necessário desenvolver um algoritmo capaz de reduzir o tempo de processamento para essa funcionalidade.

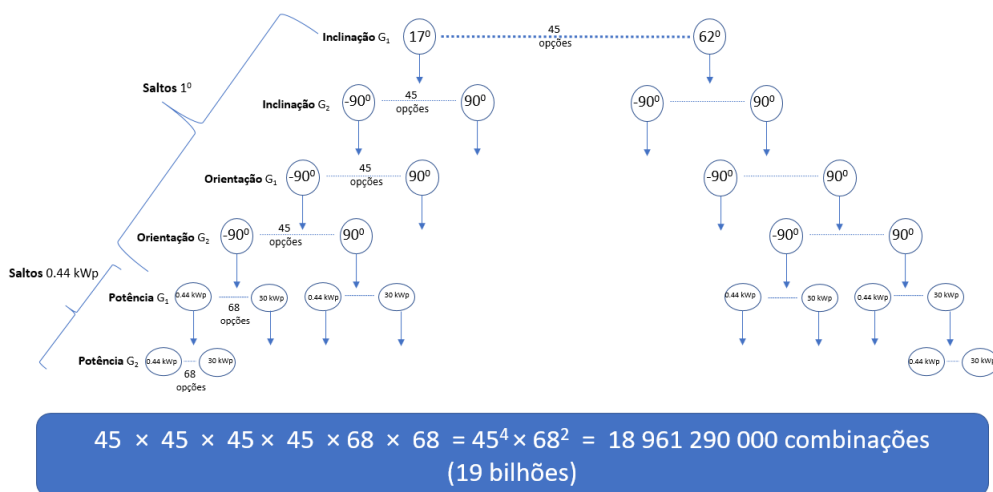


Figura 114 - Combinações simuladas para instalação em 2 grupos geradores distintos

7.2.2 Integração de armazenamento

A integração de uma instalação de armazenamento (IA) no sistema de autoconsumo (Figura 115), apesar de prevista na Lei 162/2019 de 25 de outubro, ainda é alvo de muita discussão pelos órgãos competentes e passou por atualizações recentes (Regulamento 373/2021, de 20 de março). O novo regulamento possibilita que o armazenamento possa ser tratado como uma IC (quando absorve energia) ou como uma Instalação de Produção (quando injeta energia), tendo uma contabilização quarto-horário e aplicação dos coeficientes de partilha quando esta se comporta como uma IC.

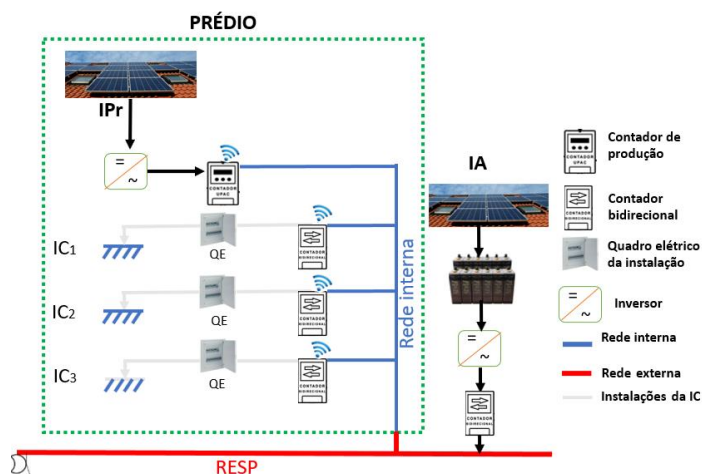


Figura 115 – Esquema simplificado de autoconsumo com IA

Para o modelo de dimensionamento proposto, a integração do sistema de armazenamento gera complexidade adicional devido não só às novas considerações levantadas pelo referido regulamento, mas também devido a questões do dimensionamento técnico, uma vez que acrescenta às variáveis a determinar (inclinação, orientação e potência do gerador) as características da bateria, nomeadamente em termos de capacidade de armazenamento e de potências de carga e descarga.

7.2.3 Integração de tarifários distintos para as IC

O algoritmo desenvolvido neste trabalho considera que todos os consumidores possuem um tarifário único para aquisição de eletricidade a comercializadores. Note-se que a sua utilização é adequada nestas situações que podem corresponder, por exemplo, a uma situação em que uma mesma entidade desempenhe o papel de EGAC e de agregador dos consumos das IC envolvidas para aquisição de eletricidade a um comercializador. A definição de um preço que represente a combinação dos preços de cada uma das IC envolvidas é outra possibilidade para a aplicação do algoritmo implementado.

Contudo, o algoritmo pode ser desenvolvido por forma a contemplar tarifários diferentes para IC diferentes. Para o efeito, o algoritmo implementado terá de ser adaptado de forma a internalizar os tarifários distintos. A Figura 116 mostra uma abordagem inicial para este ajustamento.



Figura 116 – Novo fluxo resolução do gerador ótimo

7.2.4 Inclusão de tarifas de acesso às redes

O algoritmo implementado é aplicável a situações de autoconsumo coletivo em que a energia produzida no gerador seja veiculada até às IC sem utilização da RESP, ou seja, a fluxo da eletricidade faz-se através de uma rede interna (como acontece, por exemplo, no gerador instalado na cobertura do edifício utilizado no caso de estudo, em que a energia será veiculada pela respetiva coluna montante).

Claro que o estabelecimento de um autoconsumo coletivo poderá ocorrer em condições tais que todos ou uma parte dos consumidores apenas consigam obter a sua parte da energia através da RESP, e logo com custos de acesso. Assim, a inclusão desta possibilidade no algoritmo desenvolvido é, também, um trabalho importante a ser desenvolvido no futuro.

7.2.5 Definição de mecanismos para repartição de ganhos

Tal como se evidenciou no capítulo 6, os ganhos individuais de cada IC resultantes da sua participação no autoconsumo coletivo, em detrimento do estabelecimento de geradores individuais para autoconsumo, podem ser assimétricos. Estas assimetrias resultam da forma adotada para partilha da energia gerada (que influencia os benefícios capturados por cada IC) e dos custos (investimento e operação e manutenção), e podem levar à inviabilização se projetos de autoconsumo coletivo.

Assim, um assunto importante a explorar no futuro consiste no estudo de mecanismos de compensação entre participantes, a plasmar no regulamento interno, que possibilitem a obtenção de situações em que todas as IC tenham interesse no estabelecimento do autoconsumo coletivo.

Anexos

ANEXO A - Tarifas de acesso a rede (sem IVA)

a. Tarifas com 50% de injeção do CIEG

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM BTN (>20,7 kVA) - ISENÇÃO 50% CIEG			PREÇOS
Energia ativa			(EUR/kWh)
Tarifa tri-horária	Hora ponta		0,0675
	Horas cheias		0,0456
	Hora vazio		0,0104
TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM BTN (≤20,7 kVA) - ISENÇÃO 50% CIEG			PREÇOS
(EUR/kWh)			(EUR/kWh)
Tarifa simples			0,0389
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,0528
	Horas de vazio		0,0176
Tarifa tri-horária	Hora ponta		0,0658
	Horas cheias		0,0492
	Hora vazio		0,0176

b. Tarifas com 100% de injeção do CIEG

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM BTN (>20,7 kVA) - ISENÇÃO 100% CIEG			PREÇOS
Energia ativa			(EUR/kWh)
Tarifa tri-horária	Hora ponta		0,0297
	Horas cheias		0,0287
	Hora vazio		0,0060
TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM BTN (≤20,7 kVA) - ISENÇÃO 100% CIEG			PREÇOS
Energia ativa			(EUR/kWh)
Tarifa simples			0,0189
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,0270
	Horas de vazio		0,0065
Tarifa tri-horária	Hora ponta		0,0282
	Horas cheias		0,0267
	Hora vazio		0,0065

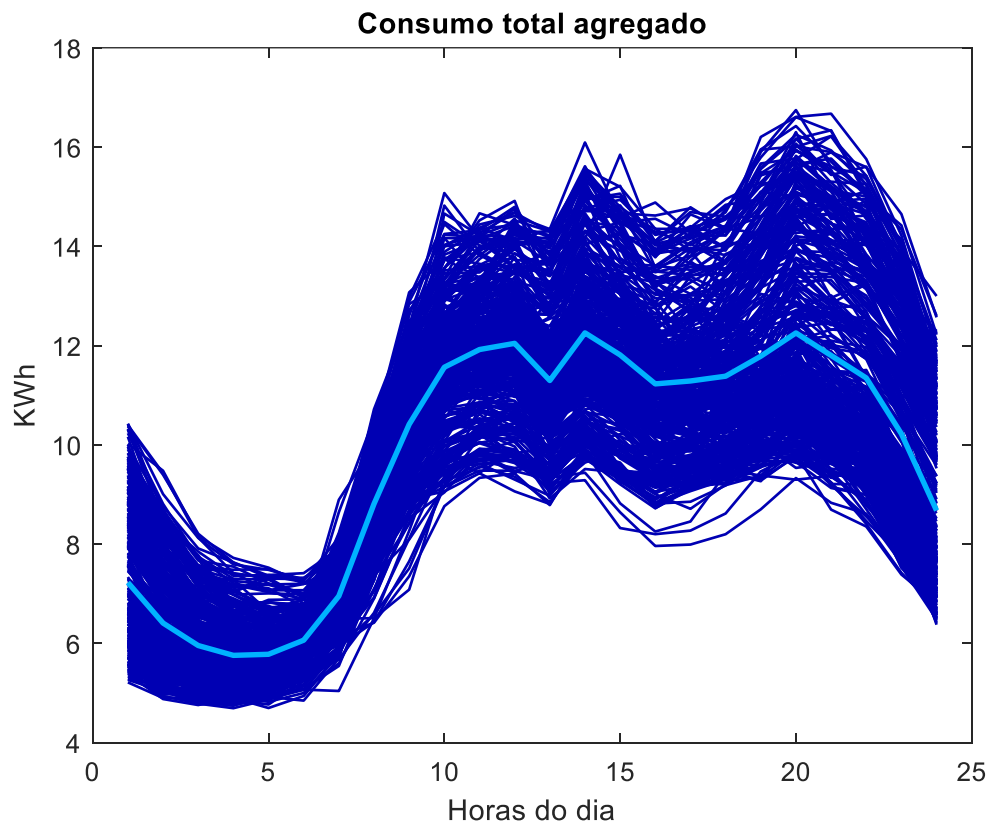
ANEXO B - Comandos da API do PVGIS para acesso dados de dados de radiação

Nome	Modelo	Obrigatório	Padrão	Comentários
lat	F	sim	-	Latitude, em graus decimais, sul é negativo.
lon	F	sim	-	Longitude, em graus decimais, oeste é negativo.
usehorizon	eu	Não	1	Calcule levando em consideração sombras de alto horizonte. Valor de 1 para "sim".
userhorizon	eu	Não	-	Altura do horizonte em direções equidistantes em torno do ponto de interesse, em graus. Começando no norte e movendo-se no sentido horário. A série

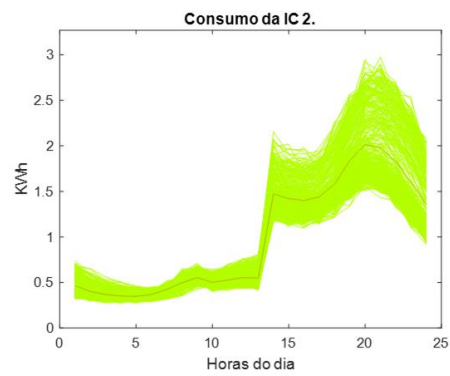
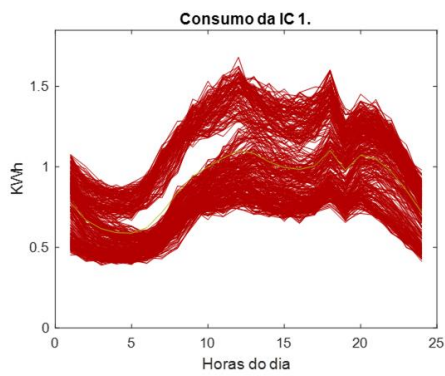
Nome	Modelo	Obrigatório	Padrão	Comentários
				'0,10,20,30,40,15,25,5' significaria que a altura do horizonte é 0 ° para norte, 10 ° para nordeste, 20 ° para leste, 30 ° para sudeste, etc. .
banco de dados de rádio	T	Não	DB padrão	Nome do banco de dados de radiação (DB): "PVGIS-SARAH" para Europa, África e Ásia ou "PVGIS-NSRDB" para as Américas entre 60 ° N e 20 ° S, "PVGIS-ERA5" e "PVGIS-COSMO" para Europa (incluindo latitudes altas) e "PVGIS-CMSAF" para Europa e África (será descontinuado). Os DBs padrão são PVGIS-SARAH, PVGIS-NSRDB e PVGIS-ERA5 com base no local escolhido.
ano de início	eu	Não	year_min (DB)	Primeiro ano de produção das médias horárias. A disponibilidade varia de acordo com a cobertura temporal da BD de radiação escolhida. O valor padrão é o primeiro ano do BD.
fim de ano	eu	Não	year_max (DB)	Ano final da produção das médias horárias. A disponibilidade varia de acordo com a cobertura temporal da BD de radiação escolhida. O valor padrão é o último ano do BD.
cálculo de pv	eu	Não	0	Se "0" gera apenas cálculos de radiação solar, se "1" também gera a estimativa da produção fotovoltaica horária.
pico de energia	F	se pvcalculation	-	Potência nominal do sistema fotovoltaico, em kW.
pvtechchoice	T	Não	"crystSi"	Tecnologia fotovoltaica. As opções são: "crystSi", "CIS", "CdTe" e "Desconhecido".
local de montagem	T	Não	"gratuitamente"	Tipo de montagem dos módulos fotovoltaicos. As opções são: "livre" para autônomo e "construção" para integrado à construção.
perda	F	se pvcalculation	-	Soma das perdas do sistema, em porcentagem.
tipo de rastreamento	eu	Não	0	Tipo de rastreamento solar usado, 0 = fixo, 1 = eixo horizontal único alinhado norte-sul, 2 = rastreamento de dois eixos, 3 = rastreamento de eixo vertical, 4 = eixo horizontal único alinhado leste-oeste, 5 = eixo único inclinado alinhado norte Sul.
ângulo	F	Não	0	Ângulo de inclinação do plano horizontal. Não é relevante para rastreamento de 2 eixos.
aspecto	F	Não	0	Ângulo de orientação (azimute) do plano (fixo), 0 = sul, 90 = oeste, -90 = leste. Não é relevante para o rastreamento de aviões.
inclinação ótima	eu	Não	0	Calcule o ângulo de inclinação ideal. Valor de 1 para "sim". Todos os outros valores (ou nenhum valor) significam "não". Não é relevante para rastreamento de 2 eixos.
ângulos ótimos	eu	Não	0	Calcule os ângulos de inclinação E orientação ideais. Valor de 1 para "sim". Todos os outros valores (ou nenhum valor) significam "não". Não é relevante para o rastreamento de aviões.
componentes	eu	Não	0	Se "1" emite feixe, componentes de radiação difusa e refletida. Caso contrário, ele produz apenas valores globais.
Formato de saída	eu	Não	"csv"	Tipo de saída. As opções são: "csv" para a saída csv normal com explicações de texto, "básico" para obter apenas a saída de dados sem texto e "json".
navegador	eu	Não	0	Use-o com o valor "1" se você acessar o serviço da web de um navegador da web e quiser salvar os dados em um arquivo.

ANEXO C - Perfis individuais e agregados

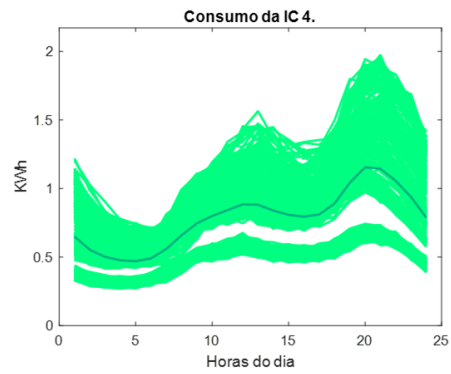
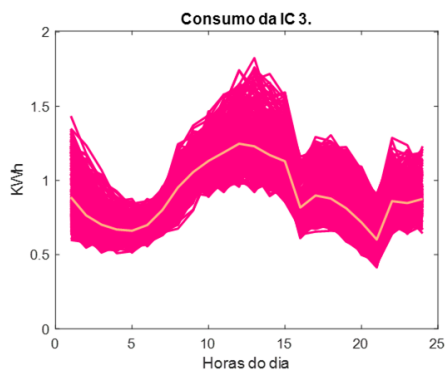
a. Consumo agregado



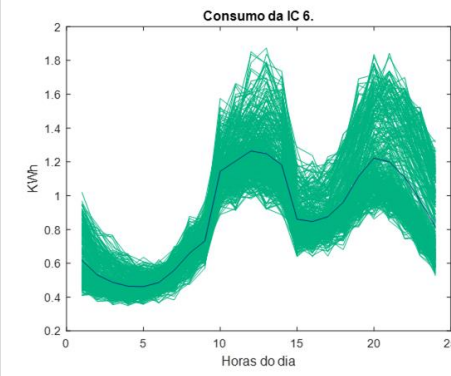
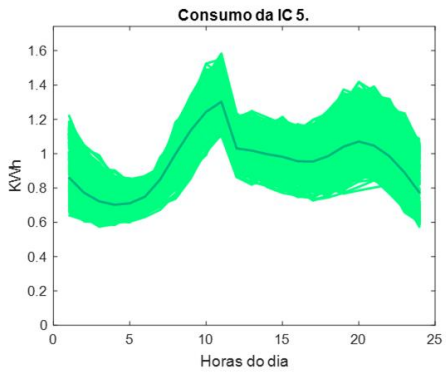
a. Perfil de consumo – IC 1 e IC 2



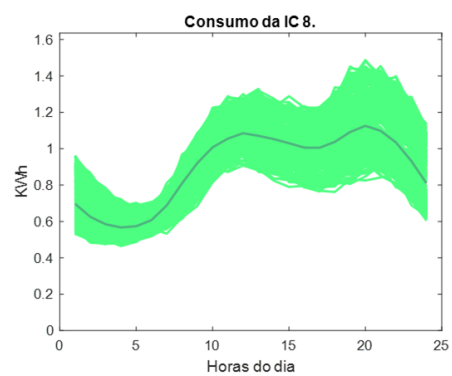
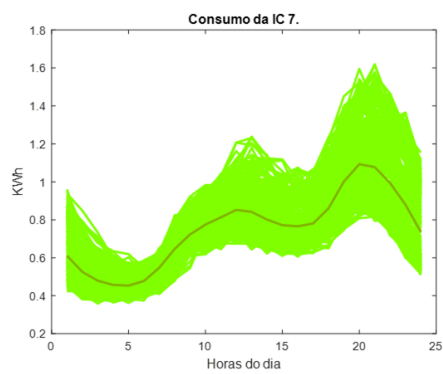
b. Perfil de consumo – IC 3 e IC 4



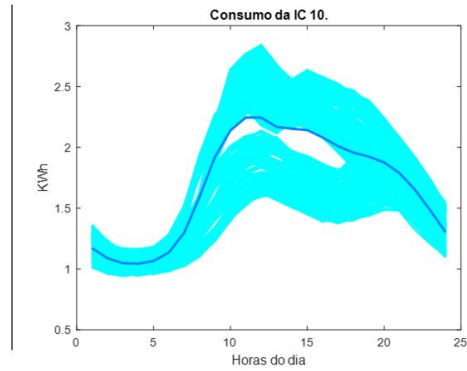
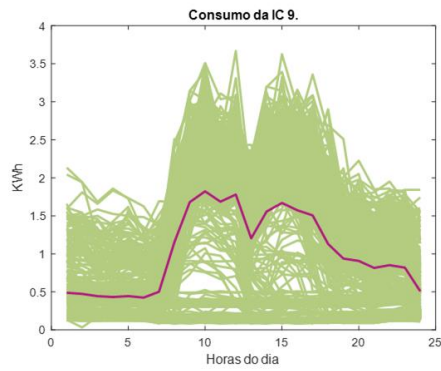
c. Perfil de consumo – IC 5 e IC 6



d. Perfil de consumo – IC 7 e IC 8

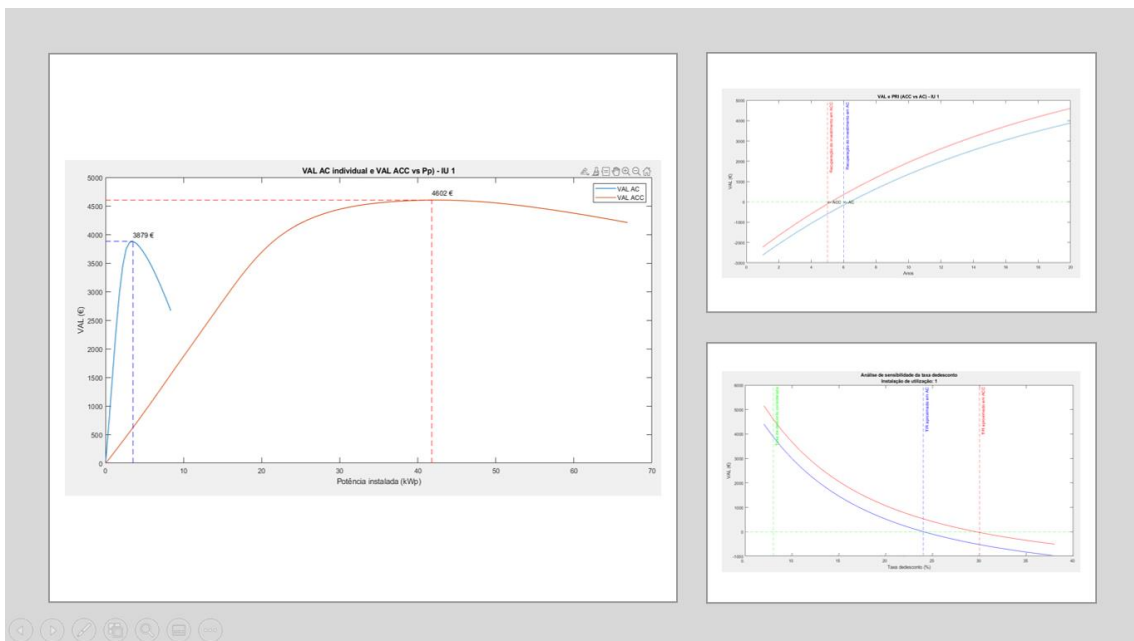


e. Perfil de consumo – IC 9 e IC 10

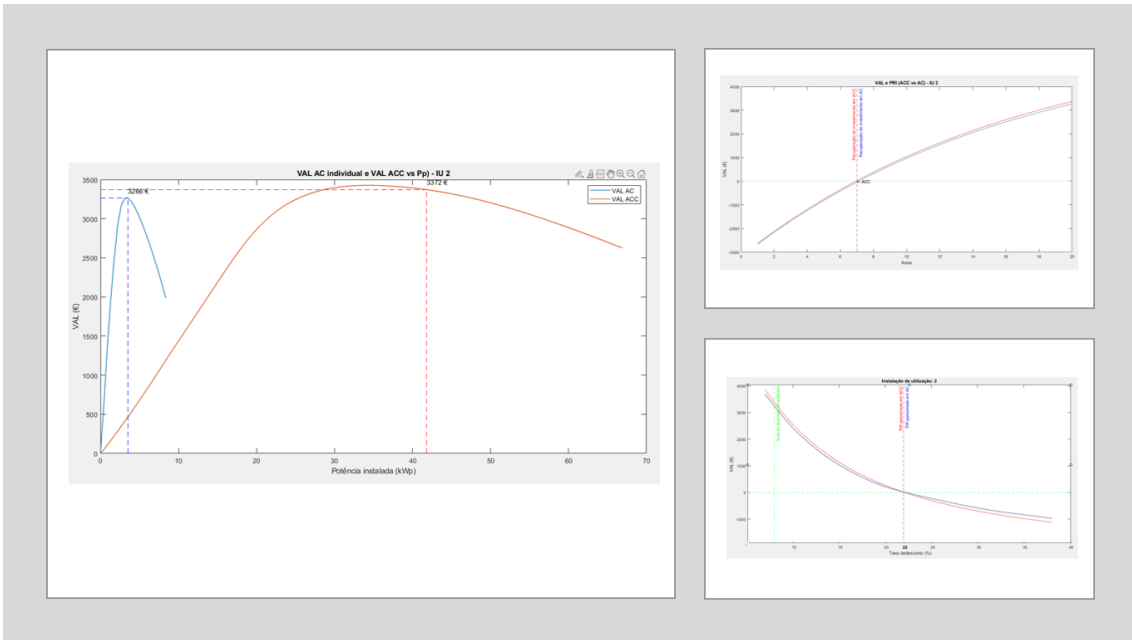


ANEXO D - Resultados gráficos do caso de estudo 1

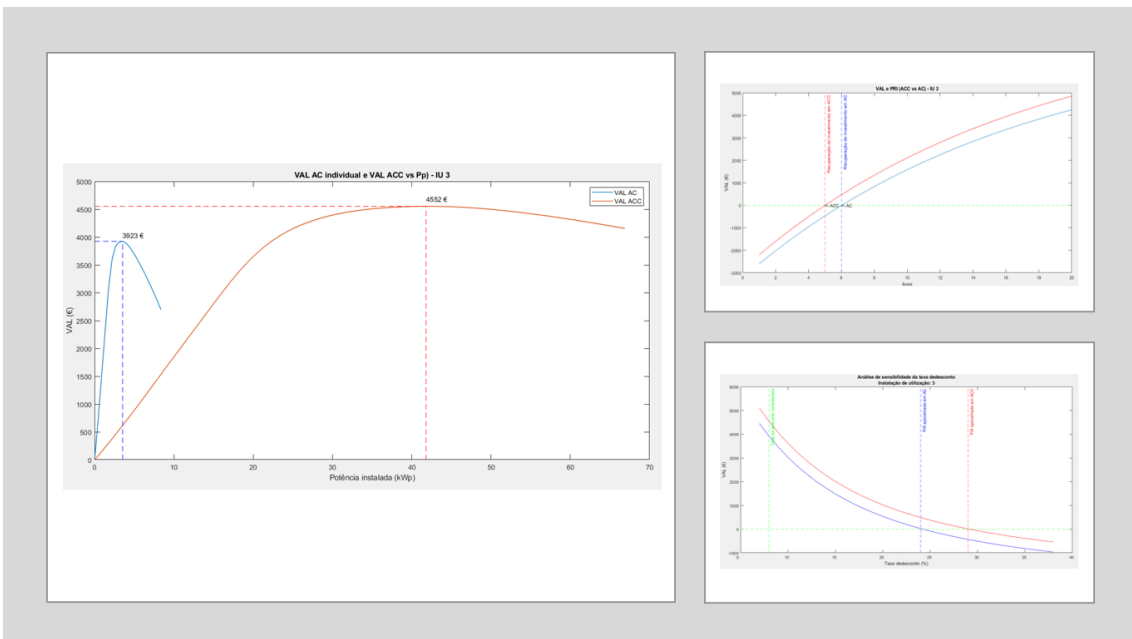
a. Resultados da IC 1



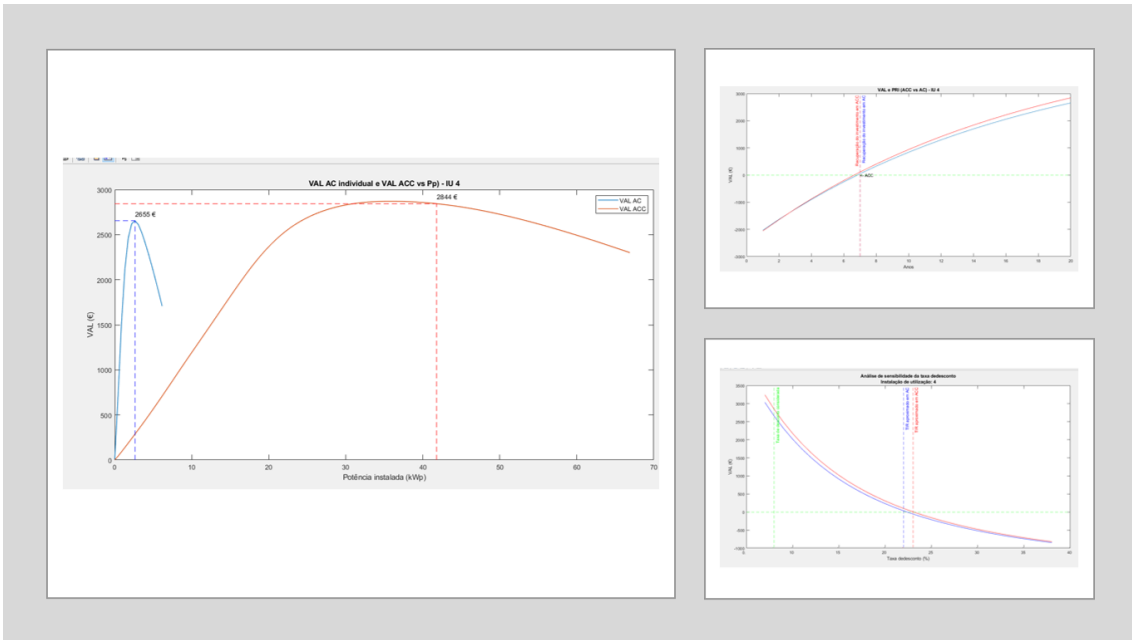
b. Resultados da IC 2



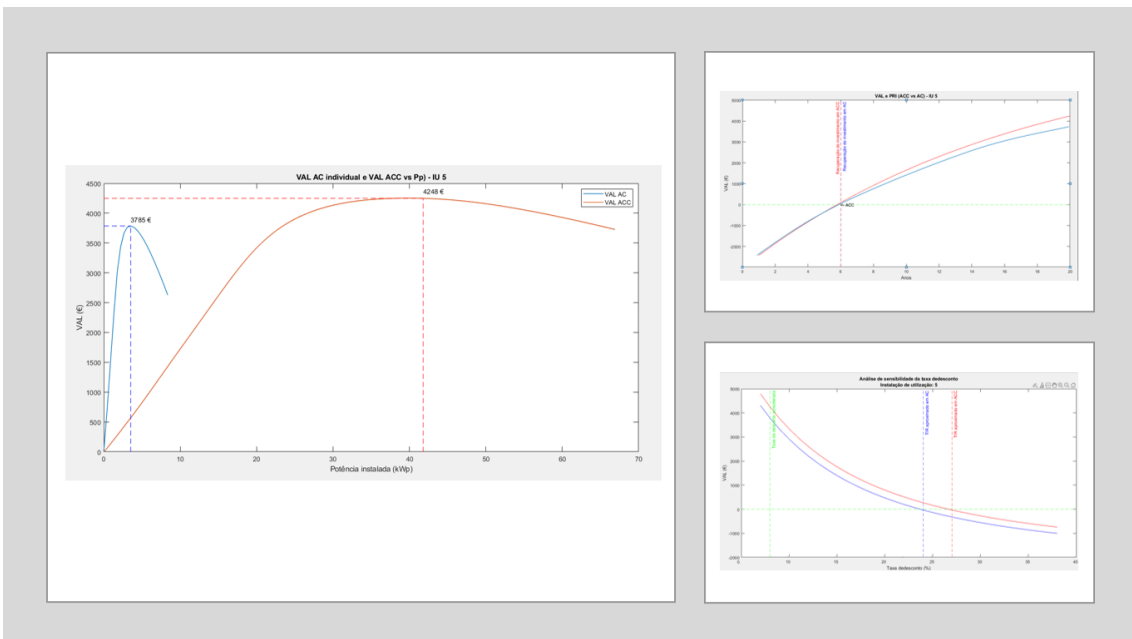
c. Resultados da IC 3



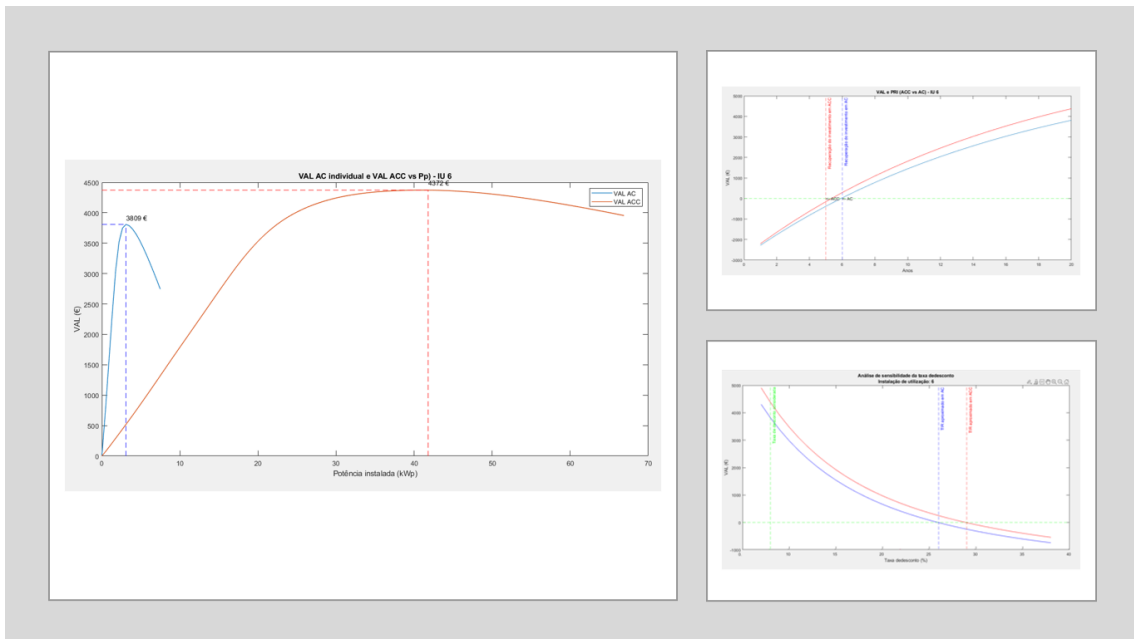
d. Resultados da IC 4



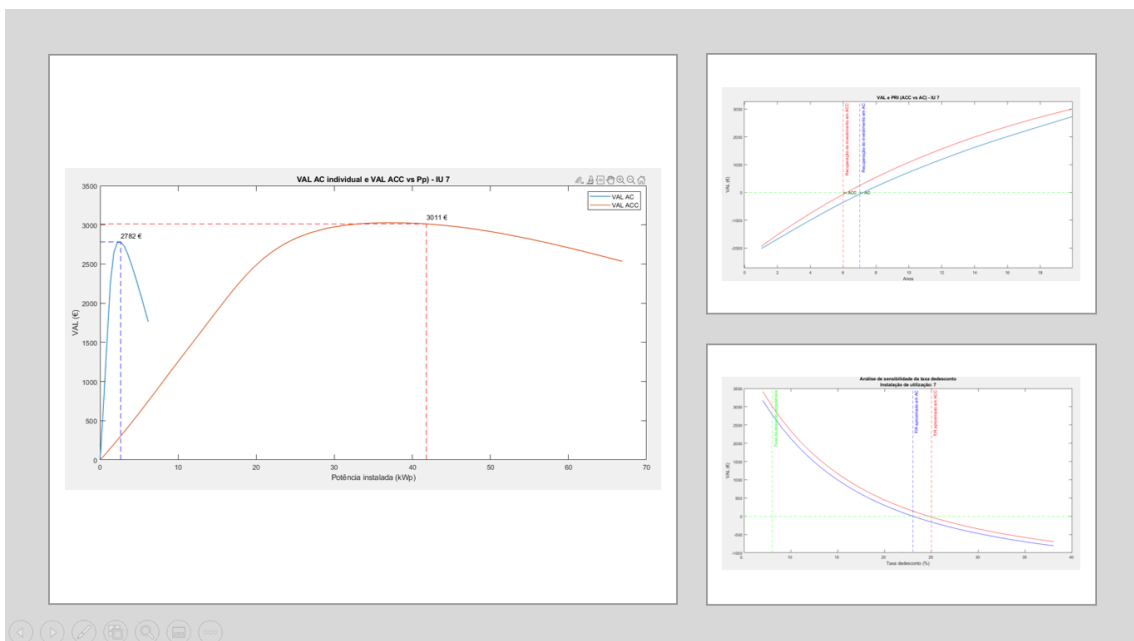
e. Resultados da IC 5



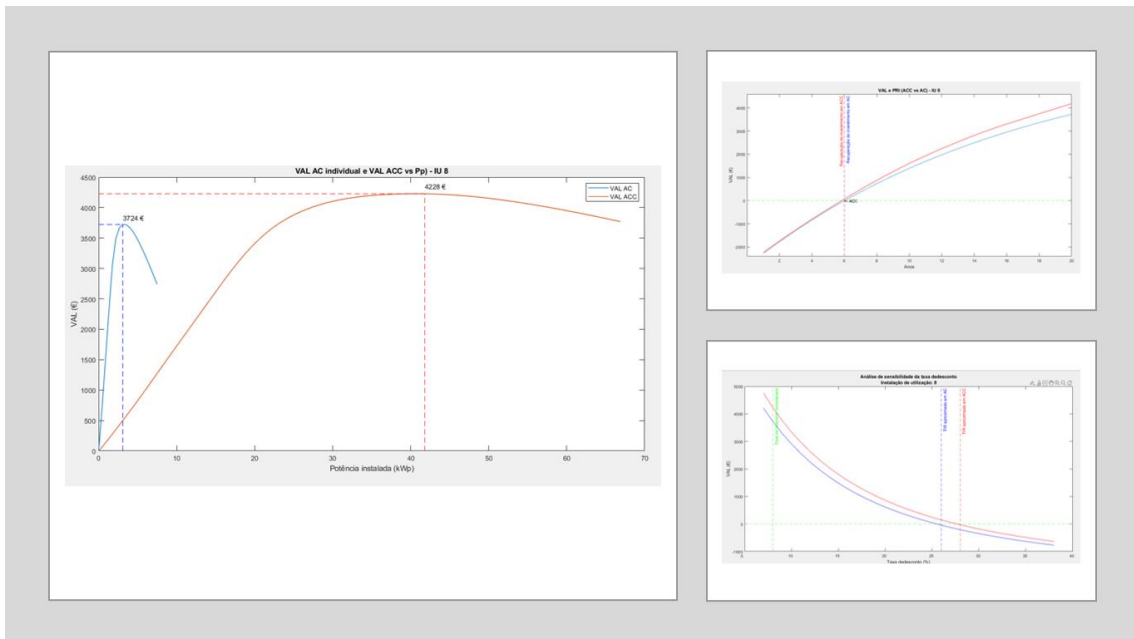
f. Resultados da IC 6



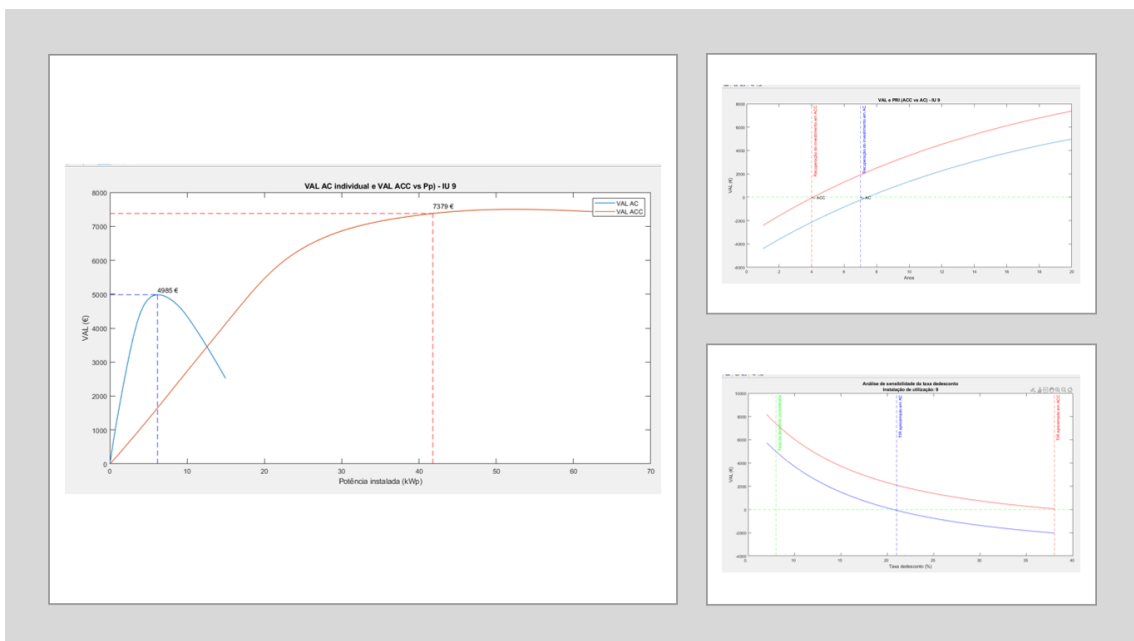
g. Resultados da IC 7



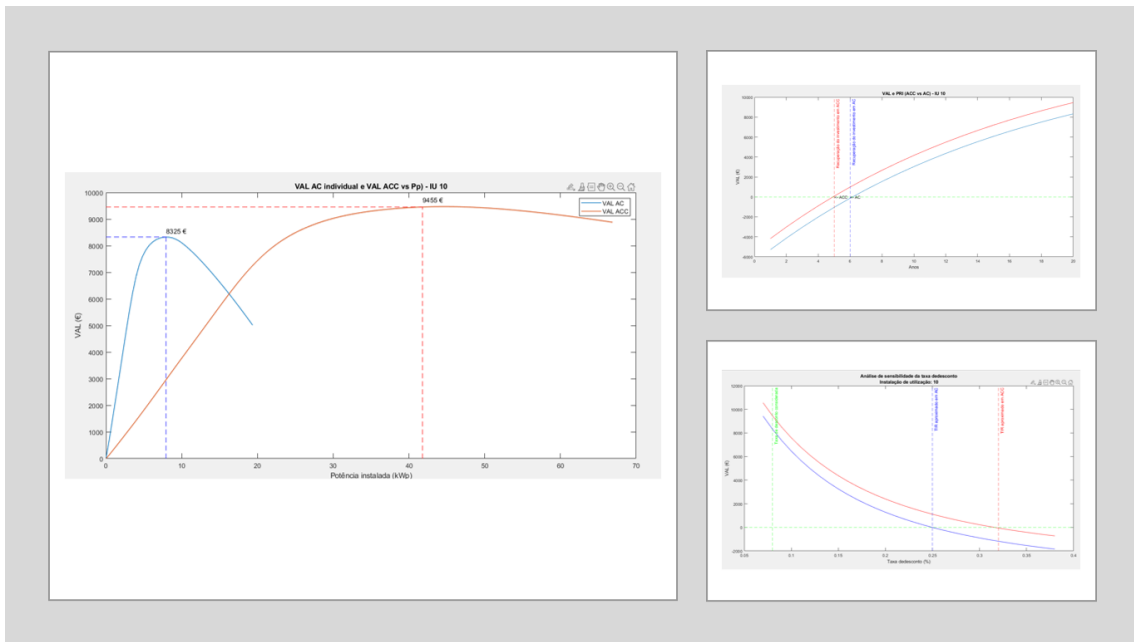
h. Resultados da IC 8



i. Resultados da IC 9

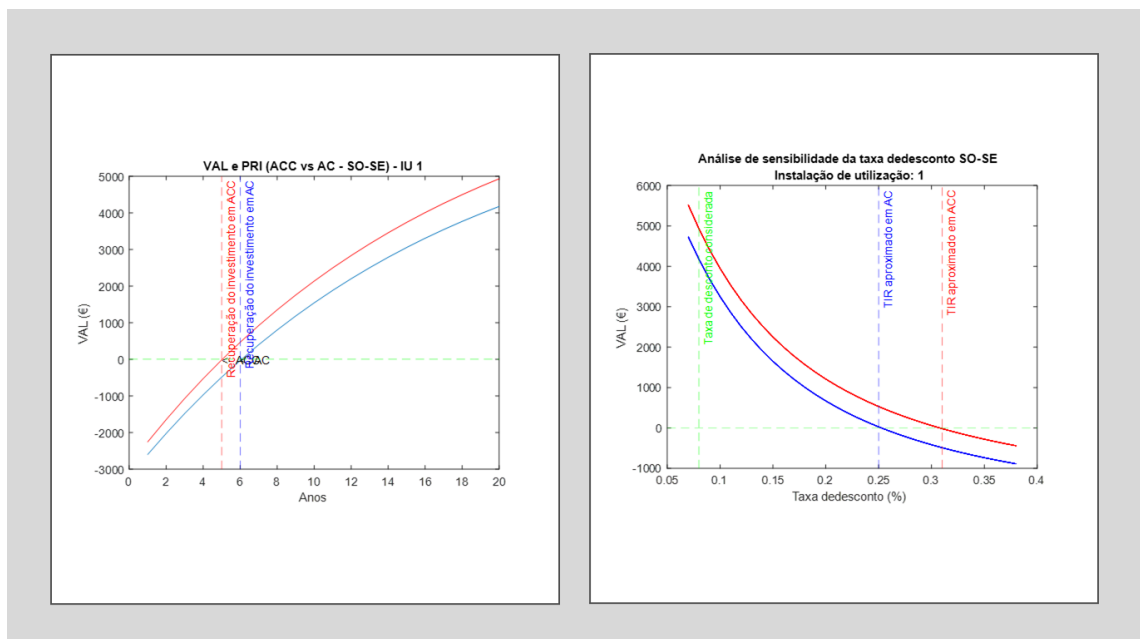


j. Resultados da IC 10

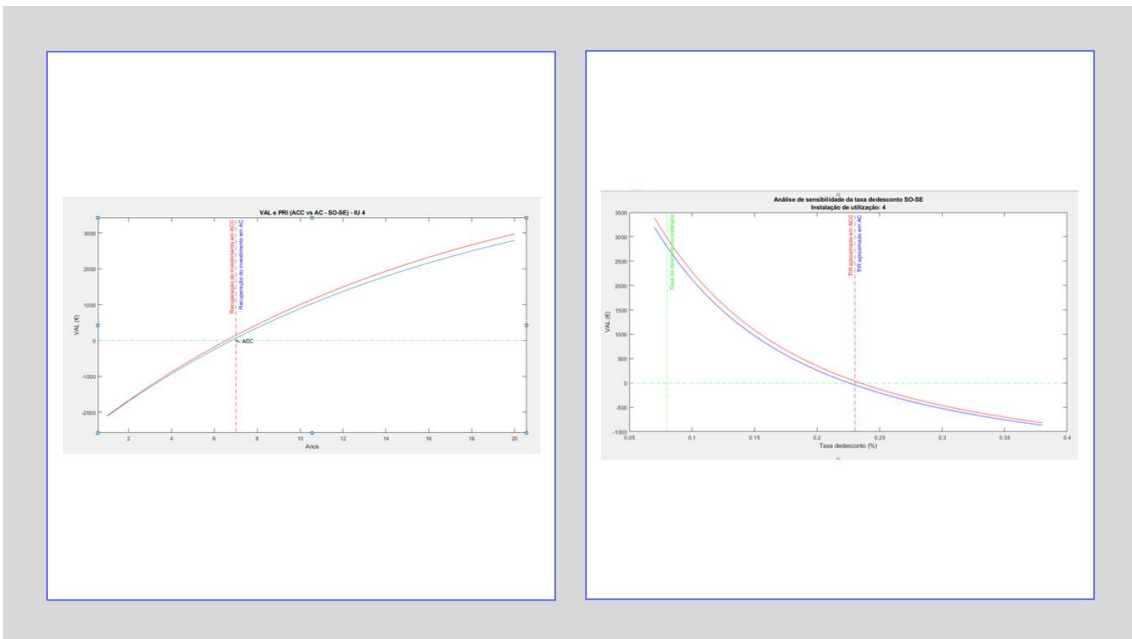


ANEXO E - Resultados gráficos do caso de estudo 2

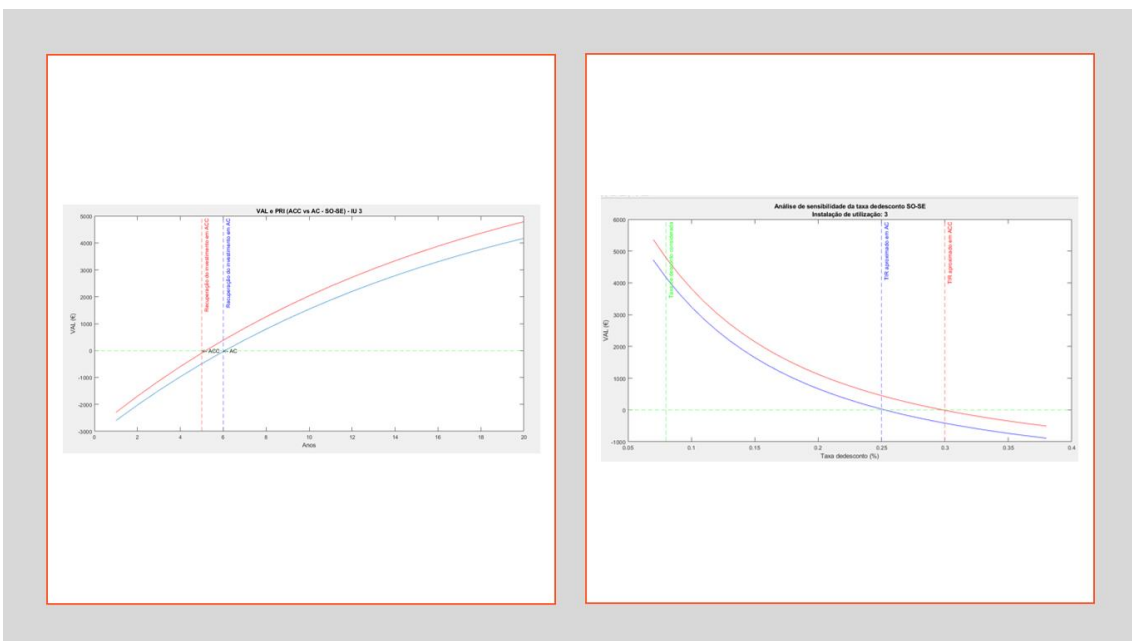
a. Resultados da IC 1



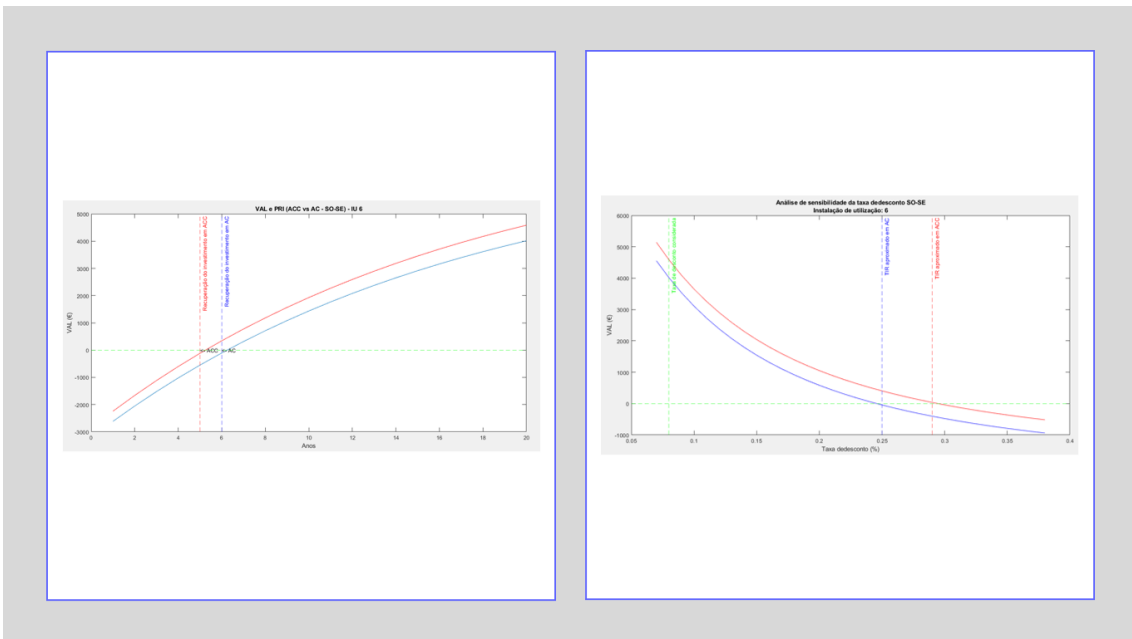
b. Resultados da IC 2



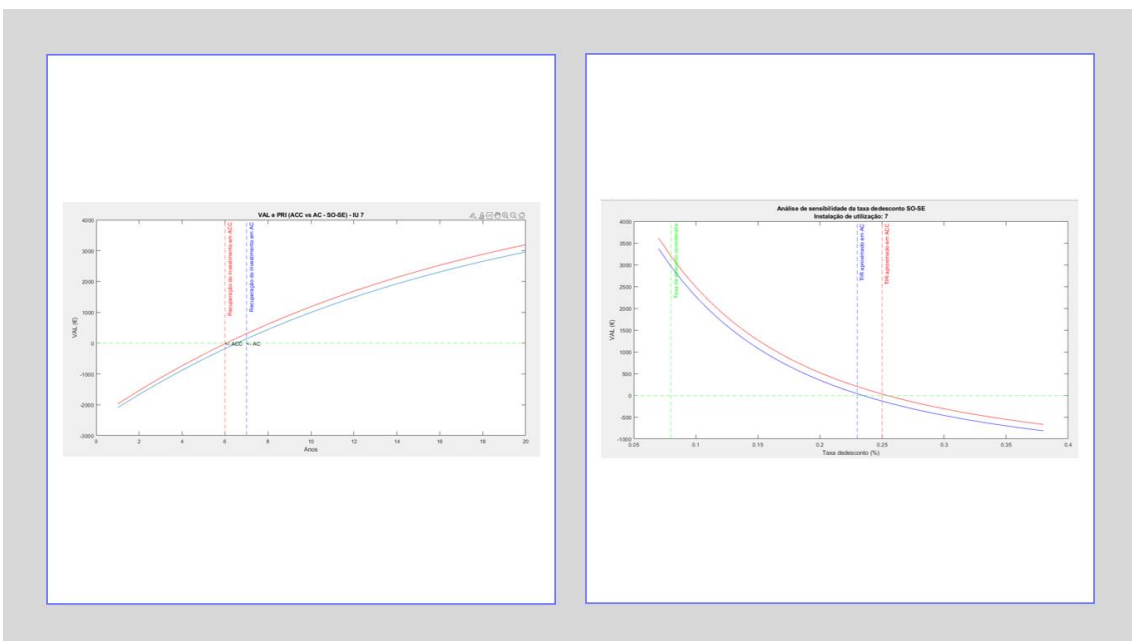
c. Resultados da IC 3



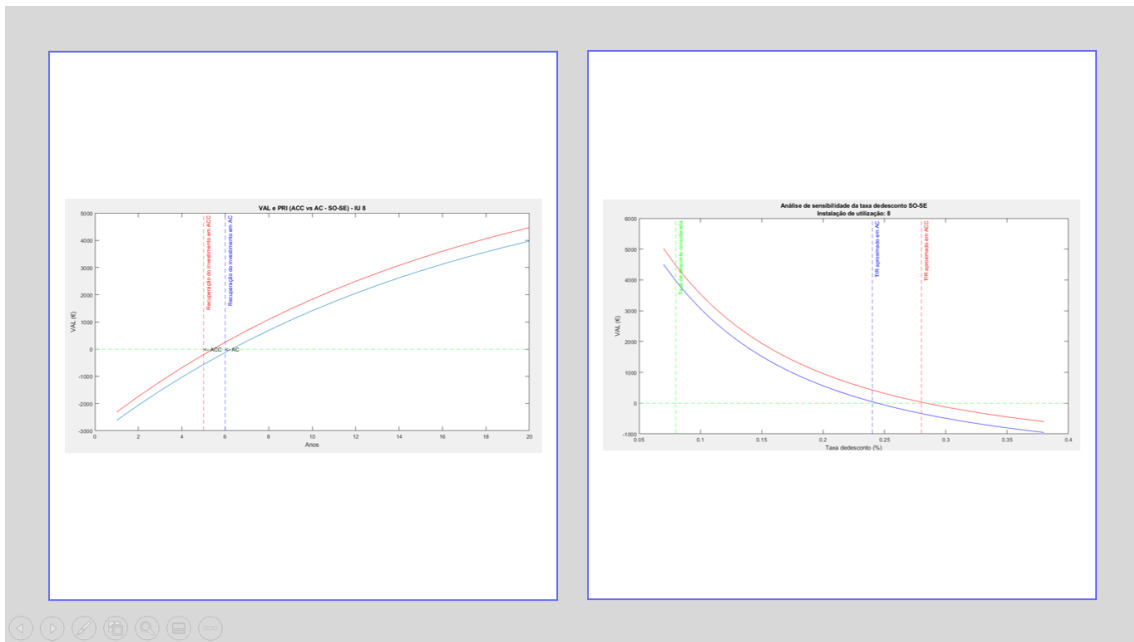
f. Resultados da IC 6



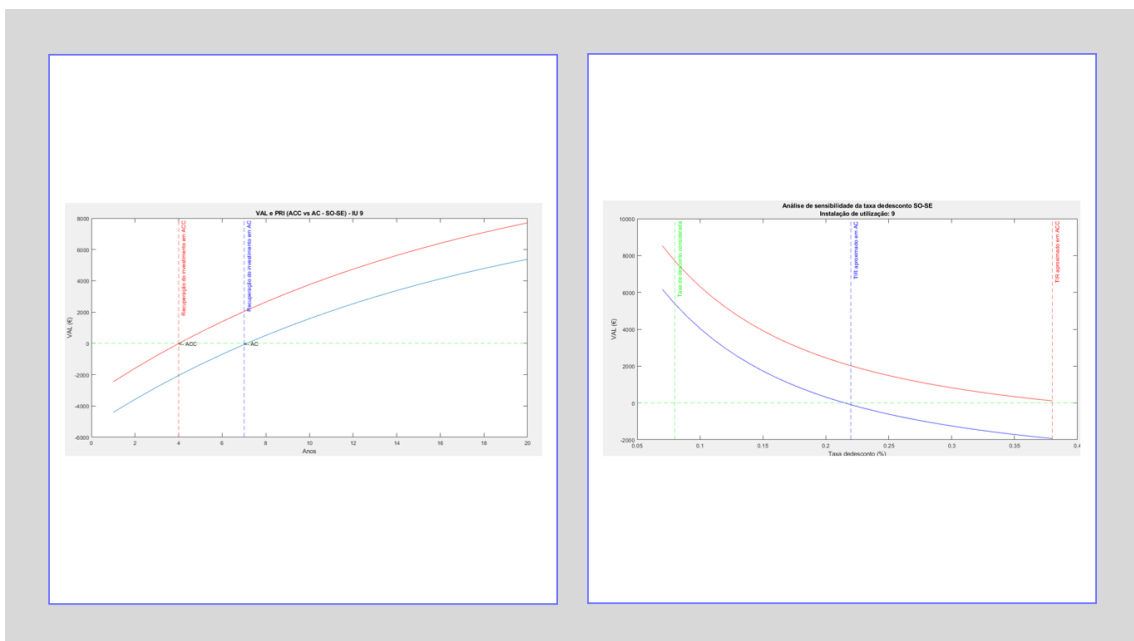
g. Resultados da IC 7



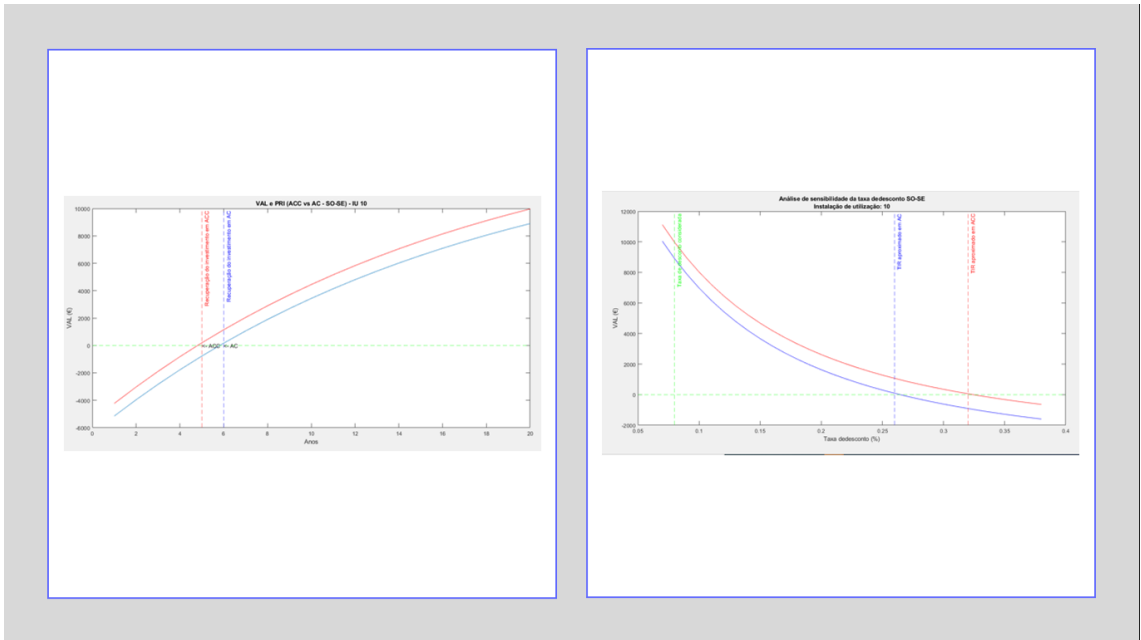
h. Resultados da IC 8



i. Resultados da IC 9



j. Resultados da IC 10



REFERÊNCIAS

- [1] E. Proponente, “Decreto-Lei n.º 162/2019 □,” 2019, [Online]. Available: <https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/125692189/details/maximized?res=pt>.
- [2] M. A. Pinho, João Tavares; Galdino, *Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos*, Março de 2. Rio de Janeiro.
- [3] BLUESOL, “Representação do Efeito Fotovoltaico.” [Online]. Available: <https://blog.bluesol.com.br/celula-fotovoltaica-guia-completo/Buesol>.
- [4] P. B. may; Rebollar and P. R. Rodrigues, *Energias Renováveis - Energia Solar*. 2011.
- [5] C. Varandas, “As enenergias do presente e do futuro,” p. 100, 2006.
- [6] K. Jäger, O. Isabella, and A. H. M. Smets, *Solar Energy - Fundamentals, Technology, and Systems*. 2014.
- [7] A. JÄGER-WALDAU, “PV Status Report 2019 - a Science for Policy report by the Joint Research Centre (JRC),” 2019.
- [8] EIA, “Today in Energy,” 2021. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/>.
- [9] PORDATA, “Produção primária de energias renováveis: total e por tipo de energia renovável,” 2020. [Online]. Available: <https://www.pordata.pt/Europa/Produção+primária+de+energias+renováveis+total+e+por+tipo+de+energia+renovável-1369>.
- [10] IRENA, “Global Trends,” [Online]. Available: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Global-Trends>.
- [11] “(No Title).” <https://www.pi-berlin.com/wp-content/uploads/2019/10/White-Paper-Industry-Trends-in-PV-Module-Quality.pdf> (accessed Feb. 27, 2021).
- [12] V. (BloombergNEF) Henze, “Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh.” [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>.
- [13] Pedro Reis, “China reduz custo da extração de lítio com evolução tecnológica.” <https://www.portal-energia.com/china-reduz-custo-extracao-litio-evolucao-tecnologica-147380/>.
- [14] APREN, “APREN - Potência.” <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia> (accessed Jan. 27, 2020).

- [15] J. L. Garcia, “Dimensionamento ótimo de sistema fotovoltaico para autoconsumo,” 2020.
- [16] Solar Mag, “Painéis solares monocristalinos e policristalinos,” 2021, [Online]. Available: <https://solarmagazine.com/pt-br/paineis-solares/>.
- [17] Solar magazine, “Paineis solares Filme fino,” 2021.
- [18] J. Solar, “Inversores híbridos.” <https://pt.aliexpress.com/item/32870285727.html> (accessed Mar. 28, 2021).
- [19] Solis Energia, “Microinversor é melhor que o inversor?”
- [20] temsustentavel, “Controladores de carga.” <https://www.temsustentavel.com.br/controladores-de-carga-o-meio-campo/>.
- [21] CLAMPER, “GUIA DE APLICAÇÃO PARA A PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.”
- [22] ZEBEN, “Protetor de sobretensão transitória para sistemas fotovoltaicos.”
- [23] C. M. C. Tenente, “Proteção contra descargas atmosféricas e sobretensões,” [Online]. Available: <https://www.voltimum.pt/artigos/proteccoes-de-sistemas-fotovoltaicos-parte>.
- [24] Hager, “Catálogo de Produtos - Interruptor DC,” [Online]. Available: <https://www.hager.pt/catalogo-de-produtos/distribuicao-de-energia/fotovoltaico/interruptor-dc/interruptor-dc/sb432pv/28233.htm>.
- [25] Portal-energia.com, “Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologia, projectos e instalação.” <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf> (accessed Jan. 20, 2020).
- [26] Mountingsystem, “Sistemas Da Montagem Do Telhado Do Pannel Solar,” [Online]. Available: <http://portuguese.solar-mountingsystem.com/sale-11931499-60m-s-wind-load-tile-solar-panel-roof-mounting-systems-aluminum-alloy-stainless-steel.html>.
- [27] “Energia.” <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/> (accessed Jan. 23, 2021).
- [28] *ERSE - REGULAMENTO N.º 8/2021*. 2021, p. 8.
- [29] A. I. Mendoza Losana, “244/2019 Nuevo régimen del autoconsumo de energía eléctrica en España.” Accessed: Jan. 31, 2020. [Online]. Available: <https://www.ga-p.com/wp-content/uploads/2019/05/Nuevo-régimen-del-autoconsumo-de-energía-eléctrica-en-España.pdf>.
- [30] “Micro e Minigeração Distribuída (REN 482/2012) - Geração - ANEEL.” <https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/>

/asset_publisher/mJhnKIi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKIi7qcJG%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2 (accessed Feb. 02, 2020).

- [31] R. F, “Como Múltiplas Unidades Consumidoras Podem Dividir os Custos e Lucros da Energia Solar.” <https://blog.bluesol.com.br/multiplas-unidades-consumidoras/>.
- [32] “Energia Solar e a Geração compartilhada - Bro Energy.” <http://www.broenergy.com.br/energia-solar-e-a-geracao-compartilhada/> (accessed Feb. 15, 2020).
- [33] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687.” Accessed: Jan. 18, 2020. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.
- [34] Richard A. Brealey; Stewart C. Myers; Franklin Allen, *Princípios de Finanças Corporativas*. .
- [35] Arup, “First Solar Energy Yield Simulations Module Performance Comparison for Four Solar PV Module Technologies,” in *Consulting Engineers South Africa, Johannesburg*, 2016.
- [36] P. Ineichen, “Long term satellite global, beam and diffuse irradiance validation,” in *Energy Procedia*, 2014, pp. 1586–1596.
- [37] NASA, “NASA-SSE database.” <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.
- [38] “Soda pro - Solar Radiation Database,” 2021. www.soda-pro.com.
- [39] and L. S. B. Espinar, P. Blanc, L. Wald, B. Gschwind, L. Menard, E. Wey, C. Thomas, “HelioClim-3: a near-real time and long-term surface solar irradiance database,” in *COST WIRE*, .
- [40] A. Mermoud, “PVsyst.” <http://files.pvsyst.com/help>.
- [41] PVGIS, “Hourly radiation,” 2019. <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/tools/hourly-rad>.
- [42] “PV performance | EU Science Hub.” <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/tools/pv-grid> (accessed Apr. 14, 2020).
- [43] D. Faiman, “Assessing the Outdoor Operating Temperature of Photovoltaic Modules,” 2008.
- [44] M. Koehl, *Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering*. .

- [45] F. J. F. Teixeira, “Paineis Fotovoltaicos: Caracterização Eléctrica Automática e Procura do Ponto - PDF Download grátis.”
- [46] T. Huld, “A power-rating model for crystalline silicon PV modules,” in *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2011.
- [47] “Fontes de dados e métodos de cálculo | Centro de Ciências da UE.” <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/methods> (accessed Apr. 11, 2020).
- [48] TripleWatt, “Perfis de consumo,” VISEU, 2020. [Online]. Available: <http://triplewatt.com/index-pt.html>.
- [49] R. Castro, *Uma introdução às energias renováveis: eólica, fotovoltaica e mini-hídrica*. 2013.
- [50] A. Martins, “Ensaio de inversores fotovoltaicos e a sua vida útil,” 2020.
- [51] Clean energy reviews, “Best Solar Battery Systems 2021,” 2021. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/best-solar-battery-systems>.
- [52] casaecosustentavel, “Casa com energia solar: como projetar com 6 dicas,” 2021. .
- [53] Mathworks.com, “Interpolation,” 2019. <https://www.mathworks.com/help/matlab/interpolation.html>.
- [54] F. Lopes, F. Santos, and A. Matos, “GeoPortugal - Geografia A - 10º ano - Manual do aluno.”
- [55] PORDATA, “Taxa de Inflação (Taxa de Variação do Índice de Preços no Consumidor): total e por consumo individual por objectivo,” 2021. [Online]. Available: <https://www.pordata.pt/DB/Portugal/Ambiente+de+Consulta/Tabela>.
- [56] Opensolft, “Web service: o que é, como funciona, para que serve,” 2021. <https://www.opensoft.pt/web-service/>.